



PETRÓLEOS MEXICANOS

INFORME ANUAL 2012

MARZO 2013

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 2012	12
3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS	70
4. ENTORNO INTERNACIONAL 2012	76
5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA	80
5.1. Avances de la Reforma Energética aprobada en 2008	80
5.2. Avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional	81
5.3. Tecnología de Información y Procesos de Negocio	82
5.4. Gobierno corporativo	89
5.4.1. Estructura corporativa	89
5.4.2. Órgano de Gobierno	90
5.5. Servicios de salud	97
5.6. Donativos y donaciones	103
5.7. Transparencia, rendición de cuentas y mejora de la gestión	108
6. PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS	121
6.1. Principales resultados operativos consolidados	121
6.1.1. Exploración y desarrollo	122
6.1.2. Reservas de hidrocarburos	125
6.1.3. Producción de petróleo crudo y gas natural	131
6.1.4. Proceso de gas natural y líquidos del gas	137
6.1.5. Producción de petrolíferos y gas licuado	138
6.1.6. Producción de petroquímicos	142
6.1.7. Mercado interno	146
6.1.8. Mercado internacional	154
6.2. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) por organismo subsidiario	157
7. INVERSIONES	159
7.1. Presupuesto de inversión en devengable, consolidado y por organismo subsidiario	160
7.1.1. Ejercicio del presupuesto de inversión de la Industria Petrolera Estatal	160
7.1.2. Pemex-Exploración y Producción	161
7.1.3. Pemex-Refinación	165
7.1.4. Pemex-Gas y Petroquímica Básica	168
7.1.5. Pemex-Petroquímica	172

7.1.6.	Corporativo de Petróleos Mexicanos	173
7.2.	Desviaciones de los contratos relacionados con los Principales Proyectos de Inversión al 31 de diciembre de 2012	175
8.	SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	179
8.1.	Seguridad industrial	179
8.2.	Protección ambiental	183
9.	INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	193
9.1.	Situación financiera	193
9.2.	Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	198
9.3.	Estado del régimen de pensiones	201
9.4.	Integración de programas y presupuestos	202
9.5.	Servicios comunes	206
ANEXO 1	EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	
ANEXO 2	ESTRATEGIA DE PMI Y DE LAS SUBSIDIARIAS	
ANEXO 3	REPSOL	
ANEXO 4	PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)	
ANEXO 5	DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2012-2011 DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)	
ANEXO 6	RESULTADOS CONTABLES DE LOS SERVICIOS COMUNES	
ANEXO 7	AVANCES EN LA ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL	
ANEXO 8	INFORME SOBRE LA REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS (REFORMA ENERGÉTICA DE 2008)	
ANEXO 9	AVANCES EN LA ATENCIÓN A RECOMENDACIONES AL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO	
ANEXO 10	CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	
ANEXO 11	INFORMACIÓN APROBADA POR LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN DE: PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX-PETROQUÍMICA	

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 2012 de Petróleos Mexicanos**.

El informe 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.

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 2012 (PEF) así como el avance en el cumplimiento de la Reforma Energética aprobada en 2008.

El informe incluye el ejercicio del presupuesto desde un punto de vista consolidado. 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, se incluye los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

Se incorporan -en anexo- 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), referencia para 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).

Se anexa la opinión del auditor externo, sin salvedades, signada en febrero de 2013, así como la opinión del Consejo de Administración sobre la ejecución del programa anual y estratégico y los reportes que elabora el Comisario.

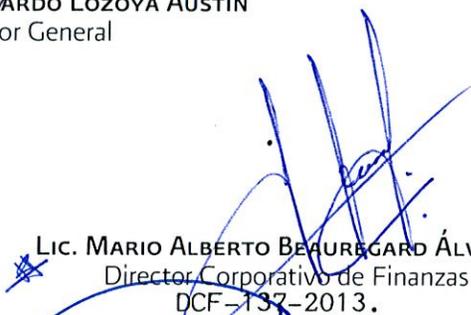
Este informe se presenta al Consejo de Administración el 1 de marzo de 2013, para su aprobación conforme a lo estipulado en el artículo 85 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos. Previa opinión de los Comités correspondientes.



MTRO. EMILIO RICARDO LOZOYA AUSTIN
Director General



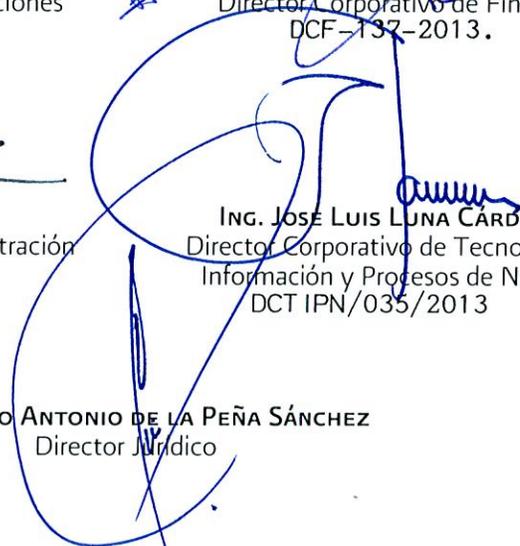
ING. CARLOS RAFAEL MURRIETA CUMMINGS
Director Corporativo de Operaciones



LIC. MARIO ALBERTO BEAUREGARD ÁLVAREZ
Director Corporativo de Finanzas
DCF-137-2013.



LIC. VÍCTOR DÍAZ SOLÍS
Director Corporativo de Administración



ING. JOSÉ LUIS LUNA CÁRDENAS
Director Corporativo de Tecnología de
Información y Procesos de Negocio
DCT IPN/035/2013



LIC. MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ
Director Jurídico

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 2013-2017^{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 con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable.

VISIÓN

Ser reconocido 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.

En la realización de 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 el gas natural que recibe de Pemex-Exploración y Producción y obtiene gas licuado y productos petroquímicos básicos^{3/} para satisfacer, de

1/ Artículos 2o. y 3o. de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

2/ En julio de 2012 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017. El avance en las metas de 2012 que se presenta posteriormente corresponde al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, de julio 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,

manera eficiente, segura y oportuna, la demanda nacional de estos productos. Asimismo, ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan los mecanismos de 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. Tiene también a su cargo, 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 que atienden el mercado al menudeo de combustibles automotrices.
- **PEMEX-PETROQUÍMICA.** Elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado. Su actividad fundamental consiste en la realización de los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. Guarda 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 diversas empresas, de las cuales cuatro son de participación estatal mayoritaria, debido a que Petróleos Mexicanos o alguno de sus organismos subsidiarios participa con más de 50% 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.
- **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 servicios 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, S.A. de C.V. (ver Anexo 1).

8) naftas (gasolinas naturales) y 9) metano (este último cuando provenga de carburos de hidrógeno), obtenidos de yacimientos ubicados 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 de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal, NIFGGSP o Normas Gubernamentales (NG), 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 Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS, por sus siglas en inglés) emitidas por el *International Accounting Standard Board* (IASB). La consolidación considera a los organismos subsidiarios y a las compañías subsidiarias 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	
- P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	- P.M.I. Services B.V.
- P.M.I. Trading Ltd.	- P.M.I. Marine Ltd.
- P.M.I. Holdings North America, Inc.	- P.M.I. Services North America, Inc.
- P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	- Pemex Internacional España, S.A.
- P.M.I. Holdings B.V.	- Pemex Services Europe Ltd.
- P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	
OTRAS EMPRESAS	VEHÍCULOS FINANCIEROS
- Kot Insurance Company AG.	- Pemex Finance, Ltd.
- Integrated Trade Systems, Inc.	
- Mex Gas International, Ltd.	

Nota: No se incluyen los fideicomisos presentados en años anteriores, en virtud de que se extinguieron entre 2009 y 2010, años que ya no se utilizan como referencia.

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, administración de riesgos, fletamento de buques e inteligencia de mercado (Anexo 2).

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. Por su relevancia, la situación de REPSOL se describe en el Anexo 3.

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 2012, el total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 150,697, con un crecimiento de 136 plazas ocupadas (0.1%) si se compara con el cierre del año inmediato anterior. Los movimientos tienen su origen principalmente en la aplicación de convenios administrativo-sindicales, transferencias de plazas, y atención de programas y actividades operativas.

Del total, 134,324 plazas eran definitivas y 16,373 temporales. Conforme a su situación contractual, 79.9% eran sindicalizadas y 20.1% de confianza.

Por organismo subsidiario, 34.5% del total de plazas ocupadas correspondió a Pemex-Exploración y Producción, 30.7% a Pemex-Refinación, 17.8% al Corporativo de Petróleos Mexicanos, 8.9% a Pemex-Petroquímica y 8.1% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

PLAZAS OCUPADAS EN PETRÓLEOS MEXICANOS

	2011	2012	VARIACIÓN % 2012/2011
PETRÓLEOS MEXICANOS	150,561	150,697	0.1
Confianza	30,583	30,344	-0.8
Sindicalizado	119,978	120,353	0.3
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	51,713	51,998	0.6
Confianza	11,833	11,308	-4.4
Sindicalizado	39,880	40,690	2.0
PEMEX-REFINACIÓN	46,909	46,236	-1.4
Confianza	6,549	6,530	-0.3
Sindicalizado	40,360	39,706	-1.6
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	11,918	12,191	2.3
Confianza	2,154	2,286	6.1
Sindicalizado	9,764	9,905	1.4
PEMEX-PETROQUÍMICA	13,541	13,487	-0.4
Confianza	1,830	1,841	0.6
Sindicalizado	11,711	11,646	-0.6
CORPORATIVO	26,480	26,785	1.2
Confianza	8,217	8,379	2.0
Sindicalizado	18,263	18,406	0.8

Fuente: Base de Datos Institucional.

Para el desarrollo de sus actividades, la empresa cuenta con una extensa 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.

Para el otorgamiento del servicio médico a sus trabajadores y a sus familiares, Petróleos Mexicanos cuenta con hospitales centrales, hospitales generales, hospitales regionales, clínicas-hospitales, clínicas satélite, 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.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA 2011-2012 PRINCIPALES INSTALACIONES

	2011	2012		2011	2012
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN			PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
Campos en producción	416	449	Complejos procesadores de gas	11	11
Plataformas marinas	238	232	Endulzadoras de gas	20	20
Pozos en explotación ^{1/}	8,271	9,476	Plantas criogénicas ^{5/}	20	21
Oleoductos (km)	4,852	4,992	Plantas fraccionadoras	9	9
Gasoductos (km)	7,656	8,295	Endulzadoras de condensados	6	6
			Recuperadoras de azufre	14	14
			Terminales de distribución de gas licuado	18	18
PEMEX-REFINACIÓN					
Refinerías	6	6	Gasoductos (km)	10,307	9,038
Destilación primaria	17	18	Ductos de productos (km)	3,659	3,640
Destilación al vacío	17	18			
Desintegración catalítica	10	11	PEMEX-PETROQUÍMICA ^{6/}		
Reducción de viscosidad	2	2	Complejos petroquímicos	8	8
Reformadoras	13	13	Plantas de proceso	39	37
Alquilación e isomerización ^{2/}	14	14	Amoniaco	6	5
Hidrodesulfuradoras	40	40	Etileno	4	4
Coquizadoras	3	3	Polietilenos de alta y baja densidad	6	6
Terminales de almacenamiento y reparto	77	77	Óxido de etileno	3	2
Ductos de crudo (km)	5,213	5,223	Cloruro de vinilo	2	2
Ductos de productos (km)	8,959	8,917	Reformadora BTX	1	1
Buquetanques propios ^{3/}	11	17	Estireno	1	1
Autotanques propios ^{4/}	1,360	1,360	Otras ^{7/}	16	16
Estaciones de servicio (propias y terceros)	9,637	10,042			

1/ Al final del periodo.

2/ En 2012 se incorporó una planta de alquilación en la refinería de Minatitlán.

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

4/ Además de 3,455 arrendados.

5/ A partir de noviembre de 2012, inicia operaciones la planta criogénica 2 con capacidad instalada de proceso de 200 millones de pies cúbicos diarios en Poza Rica.

6/ Incluye plantas fuera de operación y en proceso de baja.

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

Fuente: Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.

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, voz empresarial, mensajería instantánea, además de servicios técnicos especializados de vanguardia, soporte a sistemas industriales, y soluciones integrales de automatización y medios de enlace.

2. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANUAL Y ESTRATÉGICO DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2012

ANTECEDENTES Y CONTEXTO

El 5 de julio de 2011 el Consejo de Administración mediante el acuerdo CA-077/2011 aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, con fundamento en los artículos 19, fracción III, y 24 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

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.

Este documento presenta el avance de las estrategias planteadas en el Plan de Negocios, así como el cumplimiento de las metas correspondientes a 2012.

El Plan de Negocios define 14 objetivos estratégicos atendidos por 49 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, Logística y Comercialización, así como 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.** Mediante el cual se busca incorporar y desarrollar nuevas reservas, desarrollo óptimo de los niveles de producción de hidrocarburos y petroquímicos, y garantizar un suministro más eficiente y al menor costo de la demanda nacional de energéticos.
- **EFICIENCIA.** Representa mejorar el desempeño actual de todas las operaciones, optimizando la inversión y gastos de operación para alcanzar un desempeño competitivo en todas las actividades industriales de Petróleos Mexicanos.
- **RESPONSABILIDAD CORPORATIVA.** Para mejorar la relación con los grupos de interés e incorporar el desarrollo sustentable en las decisiones de negocio.
- **MODERNIZACIÓN DE LA GESTIÓN.** Para adquirir las competencias requeridas y con ellas operar y enfocar a Petróleos Mexicanos al logro de resultados, la promoción de la eficiencia de los procesos de negocios, la profesionalización de los recursos humanos, y el aprovechamiento del marco regulatorio para incrementar la autonomía de gestión 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 2008 - 2012		EVALUACIÓN 2012 DE LAS METAS		
	Tendencia histórica positiva.	 $-3% > X$ $3% < X$ (inv)	 $-1% > X > -3%$ $3% > =X > 1%$ (inv)	 $-1% < =X$ $1% > =X$ (inv)
	Tendencia histórica negativa.	Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el resultado de cierre y la meta.		
	Sin datos históricos			

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.

A continuación se presentan los principales avances en las estrategias, así como el análisis del cumplimiento de metas de los indicadores de los objetivos asociados a cada organismo subsidiario y dirección corporativa.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

OBJETIVO 1 RESERVAS	INCREMENTAR INVENTARIO DE RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS Y RECLASIFICACIÓN.
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. Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo. 3. Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas no asociado. 4. Intensificar la actividad en delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas. 5. Intensificar la actividad de evaluación del potencial del gas no asociado correspondiente al gas de lutitas (<i>shale gas</i>). 	

PRINCIPALES AVANCES

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 2012 se han realizado las siguientes acciones:

- En aguas someras y terrestres se terminaron 13 pozos y se realizó levantamiento sísmico por 3,024 km². Entre las principales actividades destacan las siguientes:
 - En la porción terrestre se perforaron los pozos exploratorios exitosos: Navegante-1, Jolote-101, Sunuapa-401 y Teotleco-101, y para la porción marina el pozo Tson-201, lo anterior con base en los datos de registros geofísicos y en el avance de las pruebas de producción, que permiten inferir alta prospectividad.
 - La nueva adquisición de información sísmica y el procesamiento han permitido una mejor definición de los objetivos profundos e identificar oportunidades exploratorias para los objetivos profundos.
- En áreas de gas no asociado se terminaron 11 pozos y se realizó levantamiento sísmico por 2,998 km². Se incorporaron reservas por 112 MMbpce y se reenfocó la estrategia exploratoria hacia oportunidades de gas húmedo y líquidos asociados. Entre los principales logros destacan:

- En la Cuenca de Veracruz se descubrieron 2 yacimientos de aceite y 1 de gas en el pozo Bedel-1.
- En la Cuenca de Burgos se perforaron 7 pozos productores de gas y condensado, destacando en la incorporación de reservas el pozo Master-1 y Forcado-1.
- Actualmente se encuentra en etapa de perforación el pozo Mixtan-1 ubicado en el área productora Gasífero-Bedel-Palmaro.
- Se concluyó la adquisición sísmica 3D-3C enfocada al área sur de la Cuenca de Veracruz (Estudios Loma Bonita-Ixcatlán y Mata Verde).
- Continúa la adquisición de sísmica para definir la extensión de los horizontes productores de gas y condensado en los campos Palito Blanco, Escobedo y San Luis (San Luis 3D).
- En aguas profundas se terminaron seis pozos y se realizó levantamiento sísmico por 17,028 km².
 - En el proyecto Área Perdido se terminaron los pozos Supremus-1 y Trión-1 como productores de aceite, y en el proyecto Holok se descubrió el campo Kunah de gas húmedo.
 - Se realizó la caracterización de los campos Trión y Supremus, los cuales están en proceso de certificación de reservas.
 - Inició la perforación del pozo Maximino-1 en Área Perdido.
 - Se continúa con la adquisición de sísmica de Sayab-3D.
- En materia de delimitación se terminó el pozo programado y se reclasificaron reservas por 384 MMbpce.
 - Actualmente se perfora el pozo Xux-1DL, el cual terminará en 2013.
 - Se concluyó la terminación del pozo Kunah-1DL que resultó productor de gas húmedo. Con base en los registros y pruebas geofísicas, y estudios de inversión sísmica, se logró definir la extensión lateral de los yacimientos descubiertos, así como el contacto gas-agua. Lo anterior permitió certificar y reclasificar reservas.
- En la evaluación del potencial de aceite y gas en lutitas se terminaron seis pozos exploratorios y se desarrollaron 12 estudios geológicos. Entre los principales resultados destacan los siguientes:
 - Se actualizaron los recursos prospectivos identificándose 60.2 MMMbpce a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la Cuenca Tampico-Misantla y 24.8 MMMbpce a la Cuenca de Sabinas-Burro Picachos-Burgos. Asimismo, 31.3 MMMbpce corresponden a aceite y 28.9 MMMbpce a gas.

- Destaca el descubrimiento del primer yacimiento de aceite con la perforación del pozo Anhérido-1, que resultó productor de aceite y gas en la formación Jurásico Superior Pimienta.
- Se integraron recursos por 42 MMbpce mediante la perforación de los pozos Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1, los cuales resultaron productores de gas, principalmente éste último.
- Continúa la gestión de la sísmica 3D, estudios Galaxia y Limonaria, a través del Fondo Sectorial CONACYT-SENER.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Incorporación de reservas 3P (MMbpce)	 1,461	N.D.	1,598
Tasa de restitución de reservas probadas (%)	 101	N.D.	96

N.D. Datos no disponibles por no tener concluido el proceso de certificación por terceros.
Tendencia histórica 2007 – 2011.

CAUSAS E IMPLICACIONES

En aguas someras y terrestres se tuvieron problemas en la disponibilidad de equipos de perforación, debido a su llegada tardía y modificaciones al programa de otros equipos utilizados en actividades de desarrollo de campos. Se estima que la incorporación de equipos adicionales de perforación con opción a compra, y los ajustes al programa de mantenimiento a equipos de perforación permitirán solventar la problemática mencionada.

Con relación a aguas profundas se desfasó el inicio del estudio sísmico Sayab-3D, derivado del retraso en el permiso de estudio superficial. Se han estado mejorando los canales de comunicación con ambas instituciones, con objeto de asegurar la obtención de los permisos de estudios superficiales de manera oportuna.

MEDIDA CORRECTIVA. En adición a lo mencionado, se está buscando asegurar la disponibilidad de equipos de perforación, fortalecer la cartera de localizaciones exploratorias aprobadas y el programa de cierre de brechas, principalmente con relación al personal que tripula los equipos de perforación. Asimismo, se está buscando incrementar la capacidad de ejecución a través de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).

OBJETIVO 2 PRODUCCIÓN CRUDO Y GAS	INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.
Estrategias (Crecimiento) <ol style="list-style-type: none"> 6. Implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos a través de recuperación primaria. 7. Implementar prácticas de recuperación secundaria y mejorada. 8. Optimizar el desarrollo integral y rentable de campos. 9. Desarrollar campos de crudo extrapesados. 10. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos y la reactivación de campos. 	

PRINCIPALES AVANCES

En 2012, la producción de aceite fue de 2,548 mil barriles diarios, logrando un cumplimiento de 98% de la meta establecida. La producción de gas ascendió a 5,676 millones de pies cúbicos diarios, lo que representa un cumplimiento del 97% de la meta. Entre los principales logros destacan:

- En la implementación de la Estrategia Nacional de Productividad se han homologado los procesos y documentos guía, así como la conformación de los equipos de trabajo de productividad. Asimismo, se han iniciado acciones de acuerdo con lo programado para la elaboración de propuestas de mejoramiento de la productividad, por cada uno de los activos y la conformación de centros de soporte técnico regionales.
- Se diseñaron ocho pruebas piloto de recuperación mejorada de las cuales se ejecutaron siete. En recuperación secundaria se desarrollaron cinco estudios de laboratorio y se ejecutaron cinco pruebas piloto. Actualmente se cuenta con 13 profesionistas realizando estudios de posgrado vinculados a temas de recuperación secundaria y mejorada.
- Se replanteó la estrategia de desarrollo para el proyecto Tsimin-Xux, continuando sus actividades regulares.
- Con relación a la reactivación de campos, se licitaron y adjudicaron los CIEP para campos maduros de la Región Norte. Altamira se adjudicó a la compañía *Cheiron Holdings Limited*; Pánuco a *Petrofac Facilities Management Ltd.*; Tierra Blanca a la compañía *Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V.* (en consorcio con *Alfasid del Norte, S.A. de C.V.*); el campo San Andrés a la compañía *Monclova Pirineos Gas, S.A. de C.V.* (en consorcio con *Alfasid del Norte, S.A. de C.V.*); y el campo Arenque se adjudicó a *Petrofac México, S.A. de C.V.*
- Asimismo, se iniciaron los trabajos para la tercera ronda de CIEP de seis áreas de Chicontepec: Pitepec, Miahuapan, Amatlán, Soledad, Miquetla y Humapa.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Producción de crudo (Mbd)	 2,553	2,548	 2,606
Producción de gas natural (MMpcd ^{1/})	 5,913	5,676	 5,837

1/ No incluye nitrógeno.

CAUSAS E IMPLICACIONES

La suspensión de pruebas tecnológicas por parte de los activos por diversas causas imputables a la operación, así como a retrasos en la contratación de las asistencias técnicas, han retrasado la implementación de prácticas de recuperación mejorada y secundaria.

Con relación al crudo extrapesado, los atrasos obedecen al replanteamiento de los modelos estáticos, por no contar con oportunidad con la certificación de reservas del volumen original. Se formó un grupo interdisciplinario para su adecuada atención.

MEDIDA CORRECTIVA. Para corregir lo anterior se ha generado un compromiso por parte de los activos en la asignación de recursos, así como la formalización de equipos de trabajo.

OBJETIVO 3 EFICIENCIA	OBTENER NIVELES DE EFICIENCIA POR ENCIMA DE ESTÁNDARES INTERNACIONALES EN APROVECHAMIENTO DE GAS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN.
Estrategias (Eficiencia)	
<ul style="list-style-type: none"> 11. Desarrollar infraestructura necesaria para aumentar el aprovechamiento de gas asociado. 12. Optimizar costos asociados a producción, descubrimiento, desarrollo y transporte de hidrocarburos. 	

PRINCIPALES AVANCES

- En 2012, se logró un aprovechamiento de gas de 98% a través de la ejecución de obras de infraestructura tales como:
 - La conclusión de la conversión de un turbocompresor de bombeo neumático a inyector en la plataforma Nohoch-A Enlace (Cap. 180 MMpcd); y la instalación de dos turbocompresores para inyección de gas a yacimiento en Akal-G (Cap. 400 MMpcd).
 - Para 2013 se considera la instalación y puesta en operación de un sistema de compresión de gas amargo producido en Nohoch-A2 (Cap. 210 MMpcd).
- Para la optimización de costos:
 - Se continúa con el proceso de adquisición y modernización de equipos de perforación: cinco equipos para la Región Norte y cinco para la Región Sur.
 - Se concluyó la definición del catálogo de obras y servicios de la Subdirección de Servicios a Proyectos, lo cual permitirá analizar los tipos de obras y servicios que impactan mayormente en los costos de los proyectos, y determinar acciones de mejora.

- Está en proceso la elaboración de un catálogo de costos de servicios marinos y se desarrolló un sistema de costos para la Gerencia de Mantenimiento Integral Marino.
 - En la optimización de costos de distribución y comercialización se desarrolló un método de evaluación económica, a través de las unidades de inversión de la cartera de proyectos de Pemex-Exploración y Producción, que permitieron identificar áreas de oportunidad.
- El ahorro en el gasto de operación relacionado con el Programa Nacional de Reducción del Gasto Público (PNRGP) ascendió a 267 millones de pesos.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Aprovechamiento de gas natural (% ^{1/})	 96.2	98.0	 98.0
Costo de producción de crudo y gas (US\$/bpce)	 6.25 ^{2/}	6.86 ^{3/}	 ≤6.48 ^{2/}
Costo de descubrimiento y desarrollo (US\$/bpce)	 16.77 ^{2/}	15.86 ^{3/}	 ≤16.25 ^{2/}

1/ No incluye nitrógeno.

2/ Expresado en dólares de 2012.

Los datos de costos correspondientes a 2011 no coinciden con los reportados en el Plan de Negocios 2012-2016 debido a una actualización a dólares de 2012/bpce.

3/ Preliminar al 12 de febrero de 2013. De acuerdo a la normatividad contable, sigue abierto el proceso de cierre anual.

CAUSAS E IMPLICACIONES

EXPLICACIÓN DE LA IMPOSIBILIDAD DE CUMPLIMIENTO. Las desviaciones en los costos de producción son explicadas principalmente por el incremento en mantenimiento de pozos, instalaciones y ductos, el incremento en los costos de los petrolíferos adquiridos para la producción, además del comportamiento en la producción, al no poder incrementarla de acuerdo a lo planeado.

OBJETIVO 7 LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
Estrategias (Eficiencia)	
28. Mejorar la flexibilidad en el sistema de distribución de crudo mediante nueva infraestructura en zonas críticas.	
29. Incrementar el valor y calidad de hidrocarburos por medio de segregación y mezclado de corrientes.	

PRINCIPALES AVANCES

- A partir de 2012, el indicador de contenido de nitrógeno en el gas producido se dejó de utilizar debido a que se cumplió la Norma NOM-001-SECRE-2010, al tener porcentajes de nitrógeno menores a 8% por volumen, a través del estrangulamiento de pozos y la

reinyección de gas con alto contenido de nitrógeno para su control. Asimismo, se suspendió el proyecto de construcción de plantas NRU en Cunduacán y Jujo, por no ser requeridas.

- Se logró una capacidad promedio de almacenamiento contingente de crudo pesado costa afuera de 3,089 Mbd.
- La meta de capacidad de transporte de crudo pesado por el Corredor Akal C/J-TMDB en 950 Mbd se alcanzó en el periodo.
- Se mantuvo la capacidad de transporte de crudo pesado por el Corredor TMDB-CCC Palomas-CAE Tuzandépetl en 750 Mbd.
- La capacidad de acondicionamiento de gravedad API del crudo pesado de la RMNE alcanzó un valor de 310 Mbd de crudo ligero.
- Se concluyó la conversión a Gun Barrel TV-5006.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	⇒ 450	450	● 900
Capacidad de eliminación de nitrógeno en el gas (MMpcd de N ₂ eliminado)	⇒ 617 ^{1/}	N.A.	335

1/ A partir del 2011 se superó la meta del indicador, a partir de 2012 se está controlando de manera operativa (estrangulamiento y reinyección a pozos). Este indicador ha sido cancelado a partir del primer trimestre de 2012 por haber alcanzado el cumplimiento de la NOM-1001 SECRE 2010.

CAUSAS E IMPLICACIONES

No se alcanzó a concluir el programa de obras planeado debido al redireccionamiento de los recursos por parte de los activos a actividades de producción y desarrollo de campos.

MEDIDA CORRECTIVA. Con el objeto de alcanzar la meta de 900 Mbd en capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado, se tiene programado concluir la conversión de tanques de almacenamiento a tanques deshidratadores en la Terminal Marítima Dos Bocas (Tanques TV-5005, TV-5006 y TV-5007), y la inyección de productos químicos al crudo desde plataformas. Están en proceso de conversión los tanques deshidratadores TV-2005, TV-2006 y TV-5008, entre otras acciones.

PEMEX-REFINACIÓN

OBJETIVO 4 DESEMPEÑO OPERATIVO	ALCANZAR UN DESEMPEÑO OPERATIVO SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA EN LAS ACTIVIDADES DE TRANSFORMACIÓN.
Estrategias (Eficiencia) 13. Implantar el programa Transformación Integral para la Eficiencia y Mejora Permanente de la Operación (TIEMPO) en Pemex-Refinación.	

PRINCIPALES AVANCES

En 2012 continuó el desarrollo del programa de Mejora de Desempeño Operativo (MDO) 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.

En el programa se identifican cinco componentes, orientados a mejorar los resultados operativos y económicos del Sistema Nacional de Refinación:

- Sistema técnico.
 - Se han identificado 371 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, dentro de las iniciativas que están identificadas, 142 oportunidades están en operación y 193 se encuentran en implementación y monitoreo.
- Confiabilidad.
 - En proceso de implementación de cinco líneas de acción: estrategia de mantenimiento rutinario; gestión de eliminación de defectos (análisis causa raíz); optimización de refaccionamiento crítico; estrategia de rehabilitaciones y ventanas operativas.
- Gestión de la producción.
 - Se ha logrado que el apego a los programas operativos de proceso de crudo haya subido de 87% en 2011 a 96.7% para 2012. Se realizaron ajustes logísticos para el desalojo, distribución y/o comercialización de la producción incremental de diesel marino en Salina Cruz, de la producción incremental de propileno en Salamanca y Cadereyta y se generó una nueva iniciativa para suministro de butanos a Madero, Tula y Cadereyta, aprovechando la corriente de butano de las fraccionadoras de butano de la refinería de Minatitlán.
- Suministros.
 - Se propusieron las fórmulas de ajustes de precios para contrataciones y se llevó a cabo la presentación y apertura de propuestas para la sosa cáustica y ácido sulfúrico, se asignó el contrato de nitrógeno para el periodo 2013-2015. Para el suministro de catalizador para FCC en el periodo 2013-2014, se están elaborando las bases técnicas y la documentación soporte para tramitar su contratación.

- En proceso la consolidación de los requerimientos de las refinerías: refacciones para turbogeneradores, compresores y bombas, tubos para plantas, empaque estructurado, sellos mecánicos y equipo de medición y control.
 - Se enviarán los lineamientos de la metodología de consolidación y negociación de precios a las refinerías, con el objetivo de que en cada una de ellas se identifiquen las categorías prioritarias.
- Fortalecimiento de la organización.
- Se llevó a cabo el diagnóstico de fortalecimiento organizacional y la implementación de cuatro iniciativas para el programa de fortalecimiento de liderazgo:
 - Perfil de liderazgo en cada refinería.
 - Evaluaciones 360° para identificar percepciones sobre el desempeño de los líderes de las refinerías.
 - Sesiones de retroalimentaciones individualizadas.
 - Talleres de liderazgo individual y liderazgo en grupos.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Rendimientos de gasolinas y destilados (% ^{1/})	 61.6	64.4	 68.9
Índice de intensidad energética (índice)	 138.3	136.2	 126

^{1/} Considera producción de crudo.

CAUSAS E IMPLICACIONES

Las desviaciones respecto de las metas están influidas por la gestión de las operaciones, por paros no programados de algunas plantas de proceso del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y por condiciones de los mercados de productos petrolíferos. Lo anterior, de manera conjunta, incide en los indicadores de eficiencia de las refinerías, destacando los siguientes hechos:

- Refinería de Cadereyta.
- Se presentaron fallas operativas en los servicios auxiliares de la refinería, teniendo incidencia en la utilización de la capacidad de procesamiento.
 - Se presentó acumulación de inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios derivados de una baja actividad del catalizador en la planta hidrodesulfuradora de gasolina U-401 y problemas operativos en plantas U-700-1 y U-800-1, influyendo en la utilización de la refinería y en los rendimientos del proceso de crudo.

- Refinería de Madero.
 - Ajuste de proceso en enero, febrero y principios de marzo por altos inventarios de gasóleos de la planta de coquización y problemas operativos en sección de vacío de la planta combinada-Maya.
- Refinería de Minatitlán.
 - Estabilización tardía del nuevo esquema de proceso (reconfiguración), por atraso en el arranque y puesta en operación de las nuevas plantas, que además han presentado deficiencias en el diseño y construcción, lo que ha originado fallas y paros no programados para su atención, afectando directamente el proceso de crudo, volúmenes de producción y rendimientos.
 - Altos inventarios de destilados intermedios al inicio del año por retraso en la gestión del mantenimiento de la planta hidrodesulfuradora de diesel U-24000.
- Refinería de Salamanca.
 - Ajuste al programa de proceso y producciones por altos inventarios de combustóleo, derivado de la contracción del mercado de residuales.
- Refinería de Salina Cruz.
 - Fallas operativas en servicios auxiliares durante febrero y abril; falla de caldera CB-5 en mayo, influyendo en la utilización programada de la capacidad de la refinería.
- Refinería de Tula.
 - Ajuste a los programas de proceso y producciones por modificación a programas de mantenimiento.
 - Paros en la planta *H-Oil* y problemas operativos en la planta reductora de viscosidad afectaron los programas de proceso, producción y rendimientos del crudo.

MEDIDA CORRECTIVA. Incrementar la eficiencia operativa en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación es un objetivo estratégico de Pemex-Refinación, por lo que las principales líneas de acción en este eslabón de la cadena de valor están dirigidas a su consecución. El programa de mejoramiento del desempeño operativo aborda de manera integral los temas que, con su oportuna ejecución, estarían corrigiendo la gestión de las operaciones, del mantenimiento y de los suministros, aunado a un fortalecimiento de la organización que permitirá cerrar las brechas operativas identificadas.

En el contexto del programa de mejoramiento del desempeño, a diciembre de 2012, se han identificado 371 iniciativas de mejora, la mayoría de ellas sin necesidad de realizar inversión alguna. De aquellas, 193 oportunidades se encuentran en condición de implementación y monitoreo. Por lo que, para impulsar el programa, se ha establecido una estrategia para capturar

de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un incremento en el rendimiento de productos de alto valor de mercado.

OBJETIVO 5 SUMINISTRO PETROLÍFEROS Y GAS	INCREMENTAR Y ADAPTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO Y MAXIMIZAR EL VALOR ECONÓMICO.
Estrategias (Crecimiento) 16. Reconfigurar las refinerías del SNR. 17. Construir nueva capacidad de refinación. 18. Construir la infraestructura para producir gasolina y diesel con ultra bajo contenido de azufre en el SNR.	

PRINCIPALES AVANCES

- Reconfiguración de Minatitlán.
 - La estabilización del nuevo esquema de proceso se retrasó, además se han registrado paros no programados que han afectado el nivel esperado de proceso de crudo, los volúmenes de producción y de rendimientos de destilados.
- Reconfiguración de Salamanca.
 - Avance del proyecto de 1.6%, comparado con el programado de 1%.
 - Proyecto acreditado en su etapa FEL-II con visto bueno a estrategia de ejecución en etapas.
 - En desarrollo la ingeniería básica de corte profundo, con un avance del 72%, y de la ingeniería básica de la planta de azufre con un avance del 30%. Se contrató la ingeniería básica de las plantas FCC y de la reformadora.
 - Finalizaron las ingenierías básicas de las plantas de hidrógeno e hidro de naftas de coquización.
 - Concluyó la ingeniería de detalle de la barda perimetral y se está integrando el paquete de licitación.
 - La Comisión Federal de Electricidad trabaja en la reubicación de las líneas de alta tensión que cruzan por el predio, avance del 40%.
- Nueva refinería de Tula.
 - Avance del proyecto de 7.6% contra un programa del 16.7%.
 - Continúan los trabajos de ingeniería básica de los licenciadores y se están revisando los planos por el área operativa. Se tiene en desarrollo la ingeniería de integración y de servicios auxiliares.

- Continúan las obras de construcción para la reubicación de canales de riego y se iniciaron los trabajos previos de reubicación de líneas de alta tensión.
 - Con relación a los ductos se han concluido los estudios ambientales y continúan los trabajos de ingeniería básica, trabajos de topografía, mecánica de suelos, protección catódica en el derecho de vía.
 - Derechos de vía. Se tienen tramitados 3,749 permisos de paso para el desarrollo de los trabajos de topografía, que representan el 91% del total de permisos requeridos.
- Construir infraestructura para producir gasolina y diesel UBA en las seis refinerías del país. El estado del proyecto para la producción de gasolinas en cada refinería es el siguiente:
- Cadereyta. Avance real 87.2% vs. Programa 89.9%.
 - Planta(s) Hidrodesulfuradora(s) de Gasolina catalítica. Se realiza la inspección para el arranque con carga del motor-bomba montaje de quemadores y colocación de válvulas de control del calentador a fuego directo.
 - Madero. Avance real 80.3% vs. Programa 86.4%. Se reprogramó la terminación de la ingeniería de detalle y están por concluir los trabajos en la subestación 190 para cumplir con el hito de energización, trabajos de montaje de tubería y efectuar pruebas hidrostáticas.
 - Minatitlán. Avance real 61.4% vs. Programa 85.0%. A la fecha se han cumplido los eventos críticos del proyecto. Existe atraso general en todas las fases, se continúa acelerando la emisión de ingeniería para reducir la brecha en la colocación de pedidos. Se formalizó el convenio de reprogramación por la llegada a sitio de las torres de proceso.
 - Salina Cruz. Avance real 59.5% vs. Programa 87.7%. Se formalizó un convenio de ampliación de plazo para las ingenierías al mes de abril de 2013. Se montaron 8 bombas y continúa el armado del calentador a fuego directo. Se trabaja en la construcción de ductos y registros eléctricos, telecomunicaciones y de instrumentación.
 - Tula. Avance real 62.8% vs. Programa 86.4%. Se formalizó un convenio de ampliación al plazo a septiembre de 2013. Por concluir los trabajos en la subestación 22 para iniciar el montaje de tableros y liberar áreas para montaje de equipos.
 - Salamanca. Avance real 59.3% vs. Programa 93.2%. Se formalizó un convenio de ampliación a agosto de 2013. Por concluir trabajos en las subestaciones 59 y 28.

El estado del proyecto para la **PRODUCCIÓN DE DIESEL** es el siguiente:

- El avance global de las ingenierías básicas de la refinería de Cadereyta es del 100% y del resto del SNR es del 86.3%.

- Fase Diesel (Cadereyta). Continuó el proceso de licitación de IPC-1 e IPC-3, concluyó la revisión técnica de propuestas IPC-2 y se emitió pronunciamiento técnico. Se terminaron los trabajos de consultoría técnica del IPC-2 e IPC-4. Se firmó acta de entrega-recepción del paquete de ingeniería básica para la planta de hidrógeno.
- Fase Diesel (Resto del SNR).
 - Salamanca. Continuó la elaboración de los anexos del paquete de licitación IPC-1, pendiente las consultorías técnicas durante el proceso de licitación, continuó la revisión de la ingeniería conceptual del OSBL.
 - Tula. Continuó la elaboración de anexos del paquete de licitación IPC-1, el desarrollo de la ingeniería básica para las plantas de hidrógeno, continuó la revisión de la ingeniería conceptual del OSBL.
 - Madero. Continuó el desarrollo de la ingeniería básica para las plantas de hidrógeno y de la planta de azufre, continuó la revisión de la ingeniería conceptual del OSBL.
 - Minatitlán. Plantas de hidrógeno en espera de confirmación de la capacidad y en desarrollo la ingeniería básica de la planta de azufre.
 - Salina Cruz. En proceso de contratación el desarrollo de ingeniería básica, licencia de uso de tecnología y asistencia técnica de las plantas de hidrógeno y de azufre.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Producción incremental de gasolinas y destilados intermedios (Mbd)	0	38.9 ^{1/}	0

^{1/} El valor está vinculado con la operación de la reconfiguración de Minatitlán, la cual se logró durante el año 2012 y no en 2011 como se tenía programado.

OBJETIVO 7 LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
Estrategias (Crecimiento) 25. Optimizar la logística de petrolíferos.	

PRINCIPALES AVANCES

- Proyecto Tuxpan-Azcapotzalco.
 - 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. En noviembre de 2012 se realizó la puesta en operación de la tercera fase del poliducto, que comprende de la trampa de recibo y envío de diablos Xihuingo a la trampa de recibo y envío de diablos de Venta de Carpio.

- La construcción de la Estación de Rebombeo Beristaín, cuya ejecución dio inicio el 7 de junio de 2010 y que tenía como fecha programada de terminación el 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 real fue el 31 de marzo de 2012. Se realizó la inauguración de la Estación de Rebombeo Beristaín el 22 de diciembre de 2011 y se puso en operación el 2 de febrero de 2012.
- Concluyó la construcción y entró en operación el ramal Pachuca del poliducto Cima de Togo-Venta de Carpio.
- En septiembre de 2011 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".
- El avance general del proyecto al mes de diciembre de 2012 es 92%.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos (Mbd)	⇒ 15	50 ^{1/}	● 6

1/ La meta no consideraba la segunda etapa del sistema Tuxpan-México cuyo inicio de operaciones se reprogramó para 2012.

OBJETIVO 8 CLIENTES	FORTALECER LA ORIENTACIÓN A LOS CLIENTES.
Estrategias (Eficiencia)	
31. Modernizar el proceso comercial de Pemex-Refinación.	

PRINCIPALES AVANCES

- La adecuación del modelo comercial de Pemex-Refinación a las tendencias del mercado tiene como objetivo satisfacer de manera oportuna la demanda de petrolíferos, cumplir las expectativas del consumidor final y mejorar la imagen institucional y de las marcas de los productos de Petróleos Mexicanos.
- Se tiene un avance del 90% en las actividades del proyecto.
- Se trabaja en las siguientes líneas de acción:
 - Incrementar la eficiencia en el proceso de suministro de productos a los canales comerciales de venta, en la programación en el Portal Comercial y a los clientes de mayoreo.
 - Aplicar mejores prácticas en capacitación a estaciones de servicio para la atención y servicio a los consumidores finales.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Índice de satisfacción en Pemex-Refinación (Calificación otorgada en encuestas de mercado)	 78 ^{1/}	78	 80

1/ Se redefine el valor de 2011 y la meta con base en escala 100.

CAUSAS E IMPLICACIONES

Los consumidores de combustibles automotrices tienen en las estaciones de servicio el principal contacto con los servicios y productos PEMEX, lo que da lugar a la formación de la imagen que se tiene de la empresa. Habiéndose identificado que, la preferencia por una estación de servicio se determina con base en la confianza, entre otros aspectos, por el volumen despachado de combustible, por la atención y servicio recibidos y por la infraestructura de las instalaciones, se ha concluido que las calificaciones a la satisfacción de los clientes han sido positivas, aunque aún se presentan brechas con respecto de la meta planteada. Entre las causas que inciden en la existencia de una brecha con respecto de la meta del índice de satisfacción de los clientes, se encuentran la rotación del personal que despacha en las estaciones de servicio, situación que genera un proceso de aprendizaje continuo que dificulta mantener un determinado estándar en la calidad del servicio y en la atención a los consumidores; asimismo la política estatal que busca reflejar de forma más adecuada el valor de mercado de las gasolinas y diesel para el público es otro elemento que incide en la percepción de los consumidores.

MEDIDA CORRECTIVA. Pemex-Refinación mantiene la implementación de acciones para mejorar la relación comercial con los franquiciatarios y clientes de mayoreo, orientadas a influir en la atención que a su vez éstos brindan a los consumidores finales, buscando: i) incrementar la eficiencia en el proceso de suministro de productos a los canales comerciales de venta; y ii) aplicar mejores prácticas en capacitación a estaciones de servicio para la atención y servicio a los consumidores finales.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

OBJETIVO 4 DESEMPEÑO OPERATIVO	ALCANZAR UN DESEMPEÑO OPERATIVO SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA EN LAS ACTIVIDADES DE TRANSFORMACIÓN.
Estrategias (Eficiencia) 14. Implantar un Programa para alcanzar la Excelencia Operativa en Pemex-Gas y Petroquímica Básica.	

PRINCIPALES AVANCES

- Planta de cogeneración de 300 MW en Nuevo Pemex.
 - La planta de cogeneración Nuevo Pemex fue inaugurada por el Presidente de la República el 25 de octubre de 2012.
 - El 29 de noviembre de 2012 se firmó un convenio modificadorio del contrato de prestación de servicio entre Petróleos Mexicanos y el proveedor. Derivado de dicho convenio, se reprogramó la fecha de inicio de prestación del servicio para el 17 de enero de 2013; sin embargo, debido a la interrupción del suministro de gas combustible para las pruebas de puesta en marcha de la planta, provocado por un incendio en la SE-5 en noviembre de 2012 que ocasionó el paro total del complejo, se retrasaron las actividades de puesta en servicio. Se estima se inicien operaciones la tercera semana de febrero de 2013.
 - Concluyeron las pruebas funcionales de los generadores de vapor de los recuperadores de calor HRSG-1 (*Heat Recovery Steam Generator*). Las cuatro subestaciones eléctricas (SE) se encuentran energizadas. Con respecto a las siete líneas de transmisión, seis están concluidas y energizadas. En lo referente a la línea de transmisión faltante (Cactus Switcheo-Tamulté), actualmente en construcción, por necesidades operativas deberá energizarse después del inicio de la prestación del servicio de la planta de cogeneración.
 - Queda pendiente concluir las pruebas funcionales de los generadores de vapor del recuperador de calor HRSG-2, el sistema automático de control de temperatura de gas combustible para los turbogeneradores, el soplado y la interconexión definitiva del sistema de vapor para iniciar con las pruebas de operación y desempeño.
- Eficiencia operativa y energética en Complejos Procesadores de Gas (CPGs).
 - Instalación de recuperador de calor en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex.
 - Entrada en operación del recuperador de calor HRSG-1 de Ciudad Pemex.
 - Al cierre de 2012 se tuvo un ahorro de 5.47 MMpcd de gas combustible promedio, equivalentes a 46.9 Mton de CO₂ equivalentes acumuladas.
- Modernización de Sistemas de Medición, Control y Seguridad de los Complejos Procesadores de Gas.

- Concluyeron los procesos de contratación de las siguientes actividades:
 - Adquisición de analizadores continuos de emisiones de fuentes fijas en calderas y hornos en los Centros Procesadores de Gas Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y La Venta.
 - Adquisición de sistemas de encendido de hornos y de control y protección de la turbomaquinaria de la planta fraccionadora del Complejo Procesador de Gas Cactus.
 - Adecuación del centro de operaciones de emergencias en el Complejo Procesador de Gas La Venta, área Coatzacoalcos y Burgos.
 - Elaboración de documentos y dibujos inteligentes en los Complejos Procesadores de Gas Nuevo Pemex (Endulzadora de Gas No. 2); Poza Rica (Criogénica) y Arenque (Endulzadora de gas, Azufre y Criogénica).

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Autoconsumo de gas combustible en procesamiento de gas (%)	 5.4	5.25	 <5.5

OBJETIVO 5 SUMINISTRO PETROLÍFEROS Y GAS	INCREMENTAR Y ADAPTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO Y MAXIMIZAR EL VALOR ECONÓMICO.
Estrategias (Crecimiento)	
19. Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los Complejos Procesadores de Gas (CPGs).	
20. Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas.	
21. Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura de proceso y transporte.	

PRINCIPALES AVANCES

- Variaciones en la oferta de gas.
 - Complejo Procesador de Gas Matapionche.
 - Continúan fuera de operación las plantas: 1 de endulzamiento de gas y de recuperación de azufre.
 - El escenario base 2013-2027 (Ciclo de Planeación 2012) confirma la declinación severa de gas a proceso para los próximos años, lo que afectará la operación del Complejo Procesador de Gas Matapionche.
 - La Dirección Corporativa de Operaciones está coordinando a Pemex-Exploración y Producción y a Pemex-Gas y Petroquímica Básica en el análisis y la evaluación de las

alternativas para atender la problemática asociada al bajo suministro de gas húmedo amargo en el complejo. Se espera la definición durante 2013.

- Complejo Procesador de Gas Poza Rica. Adecuaciones a la infraestructura en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica durante el periodo de baja carga (2012-2017).
 - Se encuentran en ejecución los trabajos referentes a la modernización y modificación de dos compresores de gas húmedo endulzado (GB-601-A/B) de la criogénica actual para el suministro de gas húmedo endulzado a la nueva criogénica de 200 MMpcd. Se espera que estos trabajos concluyan en el primer semestre de 2013.
- Incremento de capacidad de proceso.
 - Planta criogénica de 200 MMpcd en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica.
 - Presenta un avance del 96.2% y considera la obra contratada más nuevas actividades no previstas en el alcance original, asociadas al cambio de especificaciones del gas que suministrará Pemex-Exploración y Producción.
 - Se completó el protocolo para verificar la no-existencia de condiciones de riesgo.
 - Se llevó a cabo la prueba de hermeticidad de la planta y se concluyó el proceso de secado de la misma.
 - El arranque de la planta fue el 9 de noviembre y la prueba de desempeño se llevó a cabo la primera semana de diciembre.
 - Concluyó la construcción de la subestación eléctrica 115 y están pendientes las pruebas de funcionamiento y puesta en operación, programadas para febrero de 2013, fecha en la que se espera concluir la construcción de la línea de suministro eléctrico a dicha subestación.
 - El cierre administrativo del contrato se llevará a cabo en marzo de 2013.
- Suministro de etano.
 - Acondicionamiento de infraestructura de proceso. Acondicionar planta criogénica II de Ciudad Pemex para recuperar C₂+.
 - En junio el Grupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos (GTI-PEMEX), acreditó la etapa FEL II.
 - Se revisó la ingeniería básica de las obras en la planta criogénica 2 y su integración con la criogénica 1. La terminación de esta ingeniería y su presentación al GTI-PEMEX está programada para el primer trimestre de 2013.
 - En diciembre, se realizó el análisis de peligro y operabilidad HAZOP (*Hazard and Operability*) de la planta.

- Acondicionar plantas en el Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex y Cactus.
 - Concluyó la ingeniería básica y en noviembre de 2012 el GTI-PEMEX acreditó la etapa FEL III.
- Construcción de infraestructura de transporte.
 - Construcción de un ducto de aproximadamente 74 km para movimiento de C₂₊ del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex al Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y de un ducto de 148 km para el transporte de etano gas de los complejos procesadores de gas Nuevo Pemex y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalcos.
 - El desarrollo de los ductos de transporte para el proyecto Etileno XXI cambió de proyecto de inversión a Contrato de Servicio de Transporte.
 - En agosto el GTI-PEMEX ratificó la acreditación de la etapa FEL I.
 - El Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el contrato de “Servicio de transporte de etano” y determinó que los términos y condiciones de dicho contrato no podrán ser modificados sin su consentimiento, previa aprobación del Consejo de Administración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y opinión favorable del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios (CAAOS) de Petróleos Mexicanos y de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.^{4/}
 - En diciembre, se firmó el contrato para la prestación del servicio de transporte de etano entre Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Gasoductos del Sureste y éste firmó el contrato del IPC con *TechInt*, empresa constructora que desarrollará la infraestructura de transporte.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs (MMpcd)	⇨ 0	200	● 200

4/ El 29 de agosto, el SubCAAOS de Pemex Gas y Petroquímica Básica dio su opinión favorable para la contratación. El 17 de septiembre, se obtuvo la opinión favorable del CAAOS de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y dictaminó procedente la excepción a la licitación. El 28 de septiembre, el Consejo de Administración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica aprobó los términos y condiciones del contrato de “Servicio de transporte de etano”. El 9 de octubre de 2012 el CAAOS de Petróleos Mexicanos opinó favorablemente respecto al contrato. El 29 de octubre, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos lo aprobó.

OBJETIVO 6 PRODUCCIÓN PETROQUÍMICOS	IMPULSAR EL DESARROLLO DE LA PETROQUÍMICA NACIONAL CON INVERSIÓN PROPIA Y COMPLEMENTARIA.
Estrategias (Crecimiento) 24. Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes (Sección Pemex-Gas y Petroquímica Básica).	

PRINCIPALES AVANCES

- Servicio de Solidificación Controlada de Azufre Líquido, almacenamiento y embarque en la Terminal Marítima de Almacenamiento y Distribución de Azufre (TMADA). Incluye construcción de la infraestructura necesaria para la prestación del servicio.
 - Se publicaron las bases de usuario de la licitación de la planta para solidificado de azufre en el Diario Oficial de la Federación.
 - Se obtuvo de la Administración Portuaria Integral (API) Coatzacoalcos la extensión de la cesión de terrenos a Pemex-Gas y Petroquímica Básica por siete años.
 - La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Secretaría de la Función Pública dieron el visto bueno para la realización del proyecto dentro de la API Coatzacoalcos.
 - El fallo, que se tenía contemplado para el 27 de diciembre, se postergó a febrero de 2013.

OBJETIVO 7 LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
Estrategias (Crecimiento) 26. Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural. 27. Optimizar la logística de gas LP.	

PRINCIPALES AVANCES

Incremento de capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural:

- Gasoducto Los Ramones. Segmento Los Ramones-Centro.
 - En el periodo enero-octubre se continuó trabajando en el desarrollo del gasoducto, contemplando el alcance integral (Frontera-Ramones, Ramones-Centro) destacando los siguientes avances:
 - Se firmó el Contrato Promesa de Operación y Mantenimiento, así como el Contrato Promesa de Servicio de Transporte, entre Pemex-Gas y Petroquímica Básica y TAG Pipelines.

- Se realizó un cambio en los consultores que llevan el proceso de selección del socio capitalista, de Santander a *Evercore*.
- *TAG Pipelines* ingresó la Solicitud de Permiso de Transporte de Gas Natural por ducto ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE); así como la notificación del proyecto ante la Comisión Federal de Competencia (CFC).
- Se realizaron reuniones con la CRE para revisar las premisas para el desarrollo del proyecto.
- En diciembre, derivado de una revisión de la estrategia de suministro de gas natural, por parte de la Dirección General de Petróleos Mexicanos, se redefinió el proyecto y se desarrollará en dos fases: Fase I (de la frontera a Los Ramones N.L.)^{5/} y Fase II (de Los Ramones, N.L. a Apaseo el Alto, Gto.).
- En lo que respecta a los permisos, se notificó a la CRE sobre la redefinición del proyecto, y la CFC solicitó más información, por lo que se prorrogó el plazo de la emisión de su resolución.
- Como parte de la fase I.
 - Dio inicio la elaboración del nuevo *FEED* (*Front End Engineering and Design*) y la adecuación de la Solicitud de Propuesta para la Ingeniería, Procura y Construcción.
 - Se iniciaron los recorridos con personal del Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) por la ruta del gasoducto para realizar las labores de salvamento arqueológico.
 - *TAG Pipelines* continuó trabajando en la adquisición de los derechos de vía (DDV) alcanzando un avance del 99% de anuencia topográfica de la Fase I.
- Segmento Agua Dulce-Frontera.
 - Pemex-Gas y Petroquímica Básica a través de su filial *MGI Supply Ltd.* contrató a un consultor estratégico para definir la ruta del gasoducto a construir, la cual irá desde el sur de Texas (Agua Dulce) hasta la frontera para suministrar al gasoducto "Frontera-Los Ramones".
 - Se decidió que esta infraestructura deberá contar con un troncal en la zona de Agua Dulce, interconectándose a 10 gasoductos intra e interestatales y un gasoducto de mínimo 42" que llegará hasta la frontera de Estados Unidos con México.

5/ Incluye la estación de compresión Los Ramones-Los Indios, que originalmente estaba planteada como un proyecto independiente, lo que hacía que la integración de la estación con el Sistema Nacional de Gasoductos y la fase I resultara técnica y operativamente compleja, por la obtención de terreno, derechos de paso y manejo de los flujos..

- Se elaboró un concurso para seleccionar al transportista americano que construirá, operará y mantendrá el nuevo gasoducto; al que se invitó a 11 empresas transportistas de gas natural.
- Se recibieron 7 propuestas de 5 transportistas americanos, las cuales se evaluaron técnica y financieramente.
- A finales de 2012, derivado de una revisión de la estrategia de suministro de gas natural, por parte de la Dirección General de Petróleos Mexicanos, se redefinieron algunas fechas del proyecto, aplazando la selección de la empresa ganadora a principios de 2013.
- Gasoducto noroeste (Tucson-Sásabe).
 - La Comisión Federal de Electricidad (CFE) llevó a cabo la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural a través de un gasoducto en el segmento Sásabe-Guaymas, en el estado de Sonora y se definió que el suministro a este gasoducto sería con gas importado a través del gasoducto Tucson-Sásabe.
 - En octubre de 2011, *MGI Supply Ltd.* firmó un *Joint Development Agreement (JDA)* con *El Paso CNG Company (EPCNG)* para analizar la posibilidad de participar en el desarrollo de este tramo. En julio 2012, *EPCNG* y *MGI Supply, Ltd.*, firmaron un nuevo acuerdo de inversión (*JDA*) incorporando a *Mitsui* como un tercer socio en el desarrollo de este gasoducto.
 - En julio 2012, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y CFE firmaron una carta compromiso en donde Pemex-Gas y Petroquímica Básica se compromete a suministrar, a través del gasoducto Tucson-Sásabe, el gas natural requerido por las plantas de CFE para el gasoducto Sásabe-Guaymas.
 - *EPCNG* desarrolló el diseño conceptual, la ruta preliminar y la selección de la empresa constructora para el diseño del gasoducto Tucson-Sásabe.
- Libramiento Jalapa.
 - En marzo de 2012 se formalizó el contrato con la empresa Líneas de Producción S.A. de C.V. (LIPSA) para realizar las obras complementarias del libramiento. Los trabajos del libramiento se retomaron ese mismo mes y la conclusión de la parte mecánica se estima para marzo de 2013.
 - Una vez que se concluya el libramiento, se iniciarán los trabajos de interconexión con el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana. La interconexión se asignó, a través de una licitación internacional, a la empresa *T.D. Williamson* de México, S.A. de C.V. Para ello, ya se cuenta con todos los accesorios requeridos en el sitio.
- Estaciones de Compresión (EC) Altamira, Soto La Marina y Ramones-Los Indios.

- CFE manifestó su interés en construir las estaciones de compresión Altamira y Soto La Marina y reservar la capacidad adicional generada por éstas. En estos casos Pemex-Gas y Petroquímica Básica únicamente proporcionaría el servicio de transporte.
 - Para la Estación de Compresión Altamira, Pemex-Gas y Petroquímica Básica concluyó las revisiones previas a la entrega de la propuesta técnica de ingeniería básica de la interconexión con el gasoducto de 48" y entregó las bases de usuario al inversionista para el desarrollo de la propuesta técnica. En agosto de 2012, se firmó el acuerdo de inversión CFE-Intergen-Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Durante el último trimestre de 2012, se firmó el contrato de servicio de transporte y el cierre financiero de CFE-Intergen. Está programado que el inicio de la Ingeniería, Procura y Construcción (IPC) sea a principios de 2013.
 - Para la Estación de Compresión Soto La Marina, se desarrolló el proyecto de acuerdo de inversión entre Pemex-Gas y Petroquímica Básica y CFE. Se espera que la firma de dicho acuerdo se realice durante el mes de febrero de 2013.
- EC Ramones-Indios.
- Originalmente se propuso un esquema de acuerdo de inversión entre Pemex-Gas y Petroquímica Básica y CFE, siendo ésta última la que realizaría los trámites necesarios para contratar un servicio de compresión a través de un privado.
 - Sin embargo, bajo el esquema mencionado, la integración de la estación con el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y con el proyecto Frontera-Ramones resultaba técnica y operativamente compleja, principalmente por la obtención de terreno, derechos de paso y manejo de los flujos.
 - Por lo anterior los responsables de la estrategia determinaron que lo más conveniente es que la estación de compresión Ramones-Indios forme parte de la Fase I del Gasoducto Los Ramones (de la frontera a Los Ramones).
- Sistema Naco-Hermosillo (SNH).
- Este proyecto se incorporó a la estrategia original del Plan de Negocios debido a que ENERGAS de México S.A. de C.V., empresa que forma parte del "Grupo Simsa", solicitó capacidad adicional para atender el proyecto "Sonora sobre Ruedas", lo que implicaba incrementar la capacidad de transporte del sistema Naco Hermosillo de 90 a 100 MMpcd. Sin embargo, en el transcurso del año, dicha compañía redefinió los requerimientos del proyecto a 5.6 MMpcd, volumen que puede ser atendido con la infraestructura actual del SNH, por lo que esta compañía firmó con la Subdirección de Ductos capacidad en firme en el SNH. Por esta circunstancia, este proyecto se da de baja.

- Optimizar la logística de gas LP. Nueva Terminal de Almacenamiento Guadalajara.
 - Se firmaron los contratos de almacenamiento para suministro y para operación y mantenimiento con Gasoductos de Chihuahua (GDC), conforme a la autorización del Consejo de Administración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios (CAAOS). El proyecto presentó los siguientes avances:
 - Adquisición de los terrenos.
 - Adjudicación de todos los equipos y sistemas mayores, 98% de avance de la ingeniería.
 - SEMARNAT aprobó el Manifiesto de Impacto Ambiental.
 - 75% de avance en la construcción. Se realizó el montaje de cuatro domos de tanques, construcción de cimientos de edificios y equipos, de los cuatro tanques a construirse, el tanque 01 está concluido y en pruebas hidrostáticas, para el tanque 02, la soldadura está concluida y los tanques 03 y 04 están en proceso de soldadura y se prepara propuesta para cruzamiento de línea eléctrica con DDV de Petróleos Mexicanos.
 - Se celebró la Cesión de Derechos entre Gasoductos de Chihuahua y Transporte del Norte SH (TDN). Asimismo, se llevó a cabo la celebración del Convenio Modificatorio entre Pemex-Gas y Petroquímica Básica y TDN.
 - TDN ha emitido tres avisos de fuerza mayor; dos de ellos afectan la fecha de inicio de la operación comercial; uno de ellos es el permiso de construcción (51 días), el segundo es una ruptura de gasoducto (14 días).
 - Derivado de ello, en diciembre se formalizaron los Convenios Modificatorios al Contrato, otorgándose una prórroga a la entrada en operación comercial por 65 días. De esta manera, se prevé el inicio de operaciones en abril de 2013.
- Almacenamiento subterráneo de gas LP.
 - En diciembre, se envió a firma el contrato a CYDSA para la realización del proyecto, previa revisión y análisis de su propuesta y visita a las instalaciones de Pemex-Gas y Petroquímica Básica en Coatzacoalcos, por personal de ambas empresas.
 - El GTI acreditó la etapa FEL I del proyecto en diciembre y solicitó se actualice la tarifa de servicio una vez que sea autorizada por la CRE.
 - CYDSA inició a finales de año, los trámites de permiso de almacenamiento subterráneo de GLP ante CRE.
- Construcción del ducto Poza Rica-Altiplano (segunda etapa).

- Este proyecto es desarrollado por terceros en el marco de un Contrato de Servicio de Transporte de Gas Licuado.
- Actualmente, la empresa contratista (LAV de Reynosa, S.A. de C.V.) se encuentra en la etapa de ingeniería, procura y construcción.
 - Concluyó la instalación de la tubería y se encuentra en etapa de entrega de las bombas de proceso.
 - Concluyeron los trámites por los derechos de vía.
 - Conclusión de la ingeniería de detalle.
 - Se instalaron las trampas de diablos en la estación de bombeo y una en campo.
 - Inició la colocación del sistema de comunicaciones de válvulas de seccionamiento.
 - Se encuentra en proceso la obra para modificar el cruce del arroyo "Cocineros". La empresa está en proceso de selección de la subcontratista para iniciar la obra a la brevedad.
- El prestador del servicio solicitó la acreditación de fuerza mayor de 120 días debido a que fue necesario adecuar 4 segmentos de derechos de vía al ser invadidos por la construcción de la autopista a Tuxpan. El Convenio generado por esta solicitud se firmó el día 6 de diciembre de 2012, postergando la fecha de inicio de operación comercial al 30 de abril de 2013.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Capacidad adicional de transporte de gas natural (MMpcd)	0	0	48

CAUSAS E IMPLICACIONES

La meta de este indicador corresponde a la capacidad adicional que posibilitaría el libramiento a Jalapa, una vez que estuviera interconectado al SNG. Sin embargo, derivado de los constantes atrasos en la construcción, este proyecto no concluyó en 2012.

MEDIDA CORRECTIVA. Se están realizando las acciones para obtener, por parte de la Contratista LIPSA, el incremento de recursos humanos, equipo y materiales de la obra mecánica del Libramiento que se estima termine a finales de febrero de 2013.

OBJETIVO 8 CLIENTES	FORTALECER LA ORIENTACIÓN A LOS CLIENTES.
Estrategias (Eficiencia)	
33. Consolidar la relación con los clientes de gas natural.	
34. Abrir nuevos mercados de gas natural.	

PRINCIPALES AVANCES

- Relación con cliente de gas natural.
 - Mejoras en los procesos.
 - La Subdirección de Gas Natural de Pemex-Gas y Petroquímica Básica promovió la implementación de un procedimiento para la aplicación de alertas críticas, así como la mejora del proceso de determinación del cobro de gastos de operación y mantenimiento, con apego al marco regulatorio y normativo vigente.
 - Optimización del uso de canales de comunicación con clientes.
 - Se proporcionó información actualizada a los clientes, a través de los medios de comunicación disponibles: teléfono, correo electrónico y portal; de manera especial se dio prioridad al contacto con los clientes, mediante la ejecución de los programas de visitas y pláticas a personal de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
 - Interactuar con los clientes a través de visitas y pláticas.
 - Se realizaron 153 visitas de un total de 165 programadas y los clientes impartieron ocho pláticas a personal de distintas áreas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica relacionadas con la venta del gas natural; esto representa una plática más de las siete previstas en el programa para ese periodo.
 - Efectuar acciones de capacitación a clientes.
 - No se llevó a cabo el programa de capacitación a los clientes del régimen permanente, debido a que la Comisión Reguladora de Energía no autorizó la entrada en vigor del mismo en 2012.
- Nuevos mercados de gas natural.
 - Actividades comerciales para la venta de gas natural comprimido (GNC) en Sonora.
 - Durante el primer semestre, se visitó a los clientes potenciales para explicarles el esquema de venta de GNC (ventajas del uso del gas natural, comparativo de precios y plazo del contrato) y se firmaron cartas de intención que corresponden a 4.4 MMpcd (60% del volumen total), el resto de las empresas interesadas optaron por esperar hasta contar con la versión final del contrato de suministro.

- Si bien desde 2011, *MGI Supply* adjudicó el contrato a la empresa ganadora para el servicio de compresión, transporte por ruedas y descompresión de gas natural para el suministro en Sonora, dicha empresa (ET International) no colocó la garantía convenida y manifestó que no se encontraba en condiciones de cumplir con la fecha de operación comercial, por lo cual se dio por terminada la relación comercial entre *MGI Supply* y dicha empresa.
- Por ello, Pemex-Gas y Petroquímica Básica, en diciembre de 2012, *MGI Supply* y el Gobierno de Sonora suscribieron el convenio de terminación del convenio específico, con lo cual se da por terminada la relación con dicha entidad federativa.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Índice de satisfacción de clientes de gas natural (%)	 78	77	 82.4

CAUSAS E IMPLICACIONES

De acuerdo con los resultados de la encuesta de satisfacción de clientes, las razones principales de la insatisfacción de los clientes fueron la falta de comunicación, el desabasto de gas y los problemas relacionados con la facturación.

Cabe destacar que, durante 2012, se observaron cambios sustantivos en el mercado de gas natural, en particular, las restricciones en la capacidad del Sistema Nacional de Gasoductos ocasionaron la declaración de 22 alertas críticas durante el año, así como la confirmación de nominaciones por cantidades menores a las originalmente solicitadas por los clientes, situación que provocó descontento.

MEDIDA CORRECTIVA. Para 2013, la Subdirección de Gas Natural implementará un programa de mejora en la comunicación con los clientes por distintos canales. Dicho programa incluirá visitas y reducción en los tiempos de respuesta a las consultas de los clientes sobre temas referentes a problemas operativos relacionados con el desabasto de gas natural, tales como las alertas críticas. Adicionalmente, se contemplan avances importantes para incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural.

Para atenuar los efectos de la disminución en la oferta nacional de Gas, Pemex-Gas y Petroquímica Básica ha incrementado en medida de lo posible su capacidad de importación. Al mismo tiempo, la SENER en coordinación con Pemex-Gas y Petroquímica Básica, CFE y la CRE instrumentó una estrategia para mitigar la incidencia y el impacto de las alertas críticas en el sistema Nacional de Gasoductos para 2013, por medio de la importación de Gas Natural Licuado en Manzanillo y Altamira.

PEMEX-PETROQUÍMICA

OBJETIVO 4 DESEMPEÑO OPERATIVO	ALCANZAR UN DESEMPEÑO OPERATIVO SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA EN LAS ACTIVIDADES DE TRANSFORMACIÓN.
Estrategias (Eficiencia) 15. Adoptar estándares internacionales de eficiencia bajo criterios de sustentabilidad en Pemex-Petroquímica.	

PRINCIPALES AVANCES

- Durante 2012 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 97% de las 31 reparaciones de plantas programadas en este periodo (30 realizadas y una diferida para 2013). Adicionalmente, se lograron atender 847 observaciones de las señaladas por la Comisión Local Mixta de Seguridad e Higiene en sus diversas modalidades.
- Respecto a los proyectos de eficiencia en los *crackers* de etileno en los Complejos Petroquímicos Morelos y La Cangrejera, el día 3 de octubre de 2012 se iniciaron los trabajos de los contratos respectivos con fecha de terminación 16 de abril de 2013; dentro de los trabajos se presentaron tres estimaciones para el contrato de Morelos y dos estimaciones para el contrato de La Cangrejera, lo anterior, de acuerdo a lo programado como erogaciones para 2012.
- Hitos para los siguientes seis meses de los proyectos de eficiencia de los *crackers* de etileno:
 - Presentación de Lummus del resultado del estudio de los hornos actuales.
 - Desarrollo de la ingeniería básica de la opción seleccionada para la sección de hornos y vapor de dilución.
 - Presentación de Lummus del resultado del estudio de la sección de recuperación de la planta de etileno.
- Respecto a los proyectos de Cogeneración, en el segundo semestre de 2012 se presentó al Comité de Estrategias e Inversiones (CEI) de Pemex-Petroquímica la nueva estrategia de cogeneración, en la cual se tiene que satisfacer la totalidad del vapor y energía eléctrica de los Centros Petroquímicos La Cangrejera y Morelos, para lo cual se modificó la capacidad de los turbogeneradores.
 - Anteriormente el Complejo Petroquímico La Cangrejera contemplaba tres turbogeneradores a gas para generar 109 MW, para el Complejo Petroquímico Morelos se contemplaron dos turbogeneradores a gas para generar 60 MW.
 - El nuevo alcance contempla para ambos complejos dos turbogeneradores a gas de 144 MW de generación total para cada centro de trabajo, integración de sus respectivos

recuperadores de calor con generación de vapor de 45 kg/cm² y 400°C.

- El CEI de Pemex-Petroquímica comentó que por ser un cambio sustancial de alcance, se debe volver a solicitar la acreditación de la etapa FEL II, la cual ya había sido acreditada para el esquema anterior.
- Se contrató al Instituto de Investigaciones Eléctricas para la ejecución de la Ingeniería FEED, bases de diseño, ingeniería de integración y paquete de concurso, con una vigencia del 30 de noviembre de 2012 al 29 de noviembre de 2013, de acuerdo al nuevo alcance.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Ahorro en consumo de gas natural (MMpcd ^{1/})	N.D.	0	0

1/ Este indicador estaba referido a la modernización de los Cracker's y los proyectos de Cogeneración que aplicarían en 2016 y 2017 respectivamente.
N.D. No disponible.

CAUSAS E IMPLICACIONES

Debido al cambio de alcance en los proyectos de cogeneración se deberá solicitar nuevamente la acreditación a FEL II, la cual ya había sido acreditada.

CAUSA RAÍZ. El concepto manejado en todos los casos fue el autoabastecimiento de la demanda de energía eléctrica de ambos complejos para evitar cualquier interferencia con el proyecto de Nuevo Pemex, derivado de lo establecido por el "Grupo de Enlace para la Administración de Energía Eléctrica y Proyectos de Cogeneración en Petróleos Mexicanos".

MEDIDA CORRECTIVA. Acorde a la Estrategia Institucional de Cogeneración de Petróleos Mexicanos, Pemex-Petroquímica propone modificar el esquema de autoabastecimiento de energía eléctrica, anteriormente planteado por un sistema de maximización de la producción del vapor generado por medio del sistema de cogeneración, el cual es un esquema energéticamente más eficiente, reduciéndose en consecuencia los costos de producción de los productos elaborados en ambos complejos.

El nuevo concepto consiste en instalar en cada Complejo Petroquímico dos turbogeneradores de gas con una capacidad de 72 MW cada uno, y sus correspondientes calderas recuperadoras de calor, que consideran el uso de quemadores de gas suplementario.

OBJETIVO 6 PRODUCCIÓN PETROQUÍMICOS	IMPULSAR EL DESARROLLO DE LA PETROQUÍMICA NACIONAL CON INVERSIÓN PROPIA Y COMPLEMENTARIA.
Estrategias (Crecimiento)	
22. Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas.	
23. Integrar las cadenas productivas en Pemex-Petroquímica.	
24. Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes.	

PRINCIPALES AVANCES

- Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas.
 - Los avances de la planta Reformadora de Naftas *CCR Platforming*, con sección de regeneración continua en el Complejo Petroquímico La Cangrejera, fueron los siguientes:
 - Procura. Pendiente entrega de refacciones menores por parte de la contratista. Avance general de procura 99.85% real contra el programado 100%.
 - Ingeniería. Se presenta avance del 94.95% real contra el programado 100%.
 - Construcción. Se continúa con trabajos en garantía; la colocación de aislamiento y pintura en tuberías en toda la planta y en integración. Se realiza detallado a estructura metálica (reactor, compresores y rack principal) y rotulación de señalización. Se continúa con la verificación de la instrumentación que durante el pre-arranque/arranque presenta falla o se reemplaza por garantía en U-10, U-15, *recovery*, servicios auxiliares e integración. En el 10-ME-1-C-1 continúa la limpieza del sistema de lubricación. Armado de compresor 10-C-1. Revisión mecánica de 10-C-2 (caja de engranes). Prueba en vacío y carga del compresor 10-C-2. Rotación de motores en vacío, instalación de sellos en rack principal y *recovery*, falta efectuar pruebas pre-operacionales y energizado de los bancos de capacitores BC-A/B.
 - Financiero. Programa/Real 100/94.23%.
 - Físico. Programa/Real 100/99.50%.
 - Durante 2012 se logró la autorización del CEI de Petróleos Mexicanos para la compra anticipada del equipo de largo periodo de fabricación (reactores ebullentes) del proyecto de expansión de capacidad de la planta de Óxido de Etileno del Complejo Petroquímico Morelos de 280 a 360 Mta; asimismo se realizó la contratación de la ingeniería OSBL, la cual actualmente se encuentra en desarrollo.
- Integrar las cadenas productivas en Pemex-Petroquímica.
 - El 19 de julio de 2012, el Consejo de Administración de Pemex-Petroquímica tomó conocimiento de los avances presentados por la administración respecto a la participación de Pemex-Petroquímica en la iniciativa de integración de la cadena cloro-

sosa/mcv y autorizó, entre otros temas, la participación de Pemex-Petroquímica en la iniciativa; asimismo, instruyó a la administración de Pemex-Petroquímica a informar a su Consejo de Administración de manera periódica los avances de esta iniciativa.

- Al cierre de 2012 la iniciativa aún se encontraba en proceso de autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, proceso que culminó con su autorización en sesión extraordinaria celebrada el 16 de enero de 2013.
- Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes.
 - Rehabilitación de la planta V de amoníaco. La planta V reinició operaciones en octubre de 2012; sin embargo, la operación de las tres plantas de amoníaco no ha tenido continuidad debido a las alertas críticas en el suministro de gas natural. Se rehabilitaron equipos, instrumentación y sistemas de control, circuitos eléctricos y líneas de proceso.
 - Optimización del transporte marítimo de amoníaco. Para cubrir los requerimientos de amoníaco de la temporada del ciclo agrícola de 2012 y debido a que la contratación de los buque tanques para el transporte de amoníaco se encuentran dentro de los Proyectos Sustantivos de Carácter Productivo de Pemex-Petroquímica, en atención a lo que establece el artículo 26 Fracción II de la Ley de Petróleos Mexicanos, se realizó la dictaminación procedente de los vocales del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obra y Servicios (CAAOS) de Petróleos Mexicanos, la solicitud de pedido que ampara el “Servicio de Fletamento para el Transporte de Amoníaco 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.
 - Se realizó la contratación del primer buque por seis meses, para cubrir la temporada alta de aplicación de amoníaco de septiembre 2012 a febrero 2013. En trámite de contratación el segundo buque por un periodo de seis meses para cubrir la temporada alta de aplicación del transporte marítimo de amoníaco de noviembre 2012 a abril 2013.
- Rehabilitación de las Terminales del Pacífico.
 - Terminal Refrigerada de Guaymas. Se asignaron recursos presupuestales por 98 millones de pesos para ejercerse en 2012. El porcentaje global al 31 de diciembre fue de 91.50%; se basa en las seis actividades conforme al porcentaje programado para cada actividad:
 1. Adquisición de compresores 100%. Se tramitó la plurianualidad, se elaboró contrato y se otorgó el 50% de anticipo.

2. Subestación eléctrica, cuarto de control 93.70%. Concluyó la ingeniería, se encuentra en revisión técnica por el área contratante.
 3. Vías férreas 94.62%. Concluyó la ingeniería, se encuentra en revisión técnica por el área contratante.
 4. Análisis hidráulico 35%. El servicio a efectuarse está en área compartida entre Pemex-Refinación y Pemex-Petroquímica, el cual se encuentra en proceso de definición de cómo se distribuirán los costos de servicio para 2013, en 2012 se reunieron en el centro de trabajo las redes de expertos de contra incendio de ambas subsidiarias. Se presentó red de expertos de Pemex-Petroquímica y Pemex-Refinación, se encuentra en proceso el diagnóstico final de la red.
 5. Automatización de llenaderas 91.75%. Concluyó la ingeniería, se encuentra en revisión técnica por el área contratante.
 6. Integridad mecánica 100%.
- Terminal Refrigerada de Topolobampo. El avance es considerando únicamente en las actividades programadas para realizarse en 2012. El avance reportado fue 45.98% al 31 de diciembre y es considerando los trabajos realizados en los siguientes contratos:
 - “Instalación, integración y puesta en operación de tres compresores para manejo de amoniaco y equipos auxiliares en Topolobampo, Sinaloa”. Se encuentra en desarrollo, y se estima concluir la instalación de los tres compresores a mediados de 2013. El avance al cierre de diciembre fue de 24.06%.
 - “Automatización de llenaderas de amoniaco en la Terminal de Distribución de Gas Licuado en Topolobampo, Sinaloa”. Al cierre de diciembre el avance fue de 21.92%.

Ambos contratos tuvieron retraso debido a que existieron tiempos muertos imputables a Petróleos Mexicanos, a casos fortuitos por condiciones climatológicas, a la contratista y a la definición de la atención de las observaciones del análisis de riesgo efectuado.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Capacidad de producción incremental de petroquímicos (Mta ^{1/})	N.D.	0	0

1/ Este indicador está referido a la segunda etapa de aromáticos que aplicaría a partir de 2017.
N.D. No disponible.

CAUSAS E IMPLICACIONES

IMPULSAR EL DESARROLLO TECNOLÓGICO Y LAS ECONOMÍAS DE ESCALA DE LAS CADENAS PETROQUÍMICAS. En lo que respecta a la nueva reformadora CCR, durante el proceso de arranque el 16 de octubre de 2012 se presentó una falla en dos compresores, lo cual reprograma el inicio de la puesta en operación de la planta para el primer trimestre de 2013.

CAUSA RAÍZ. El fabricante y la contratista omitieron la verificación final del análisis torsional, ya que éste se realizó de manera inadecuada e incompleta.

MEDIDA CORRECTIVA. Revisar y verificar que el análisis torsional sea el adecuado para seleccionar de manera correcta el cople.

OBJETIVO 8 CLIENTES	FORTALECER LA ORIENTACIÓN A LOS CLIENTES.
Estrategias (Eficiencia) 32. Posicionar a Pemex-Petroquímica como líder en productos seleccionados en el mercado nacional y participar en mercados internacionales.	

PRINCIPALES AVANCES

- Infraestructura logística para la flexibilidad en el manejo de la nafta importada como carga a la HDS en el Complejo Petroquímico La Cangrejera.
 - Adquisición de bombas para naftas y acondicionamiento de circuitos de 8" y 16" de diámetro. Incluido en proyecto integral 5HAN. Se concluyen los trabajos de «Ingeniería para acondicionamiento de equipos y circuitos de tubería para recibo de naftas de importación en el Complejo Petroquímico La Cangrejera», con presupuesto de 2012 autorizado para procura y acondicionamiento del circuito de naftas. Se integró documentación para proceso licitatorio y está pendiente la programación de los eventos para la licitación y contratación.
 - Habilitar tanque TV-103. Tanque en operación para recibo y envío de naftas de importación a planta HDS. Este tanque junto con el TV-140 y TV-145 proveen una capacidad de almacenamiento de 320 Mb para nafta importada en el Complejo Petroquímico La Cangrejera.
- Infraestructura logística integral para el almacenamiento, acceso ferroviario y movimiento de productos petroquímicos.
 - Se concluyó la formalización del contrato con la Compañía COMIMSA para el estudio de ingeniería y construcción del peine de vías en el Complejo Petroquímico La Cangrejera. En desarrollo la ingeniería de detalle para la construcción del peine de vías.
 - La construcción está programada para llevarla a cabo de enero a diciembre de 2013.

- Carga de Auto y Carrotanques.
 - Se solicitó la cancelación del proyecto una vez concluidos los contratos vigentes, con la finalidad de dar de alta un nuevo proyecto en la cartera de inversión de 2013 para rehabilitar las llenaderas I, II y la estación de rebombeo Donají, incluyendo los medidores de flujo másico de amoniaco.
- Laboratorio de Servicio Técnico de Polímeros.
 - Al cierre de diciembre de 2012 se tiene un avance físico de 30% contra 78% programado, debido a un problema en la mecánica de suelo que originó un retraso de cuatro meses en el proyecto.

CAUSAS E IMPLICACIONES

Laboratorio de Servicio Técnico de Polímeros.

CAUSA RAÍZ. El retraso en el programa de ejecución se debe a que se detectaron estratos resistentes no identificados en la estratigrafía, esto impidió que algunos pilotes no pudiesen hincarse a la profundidad de diseño original, requiriéndose revisar las contratrabes del edificio.

MEDIDA CORRECTIVA. Calificar adecuadamente a los consultores de mecánica de suelos.

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE OPERACIONES / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

OBJETIVO 7 LOGÍSTICA Y COMERCIALIZACIÓN	OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.
Estrategias (Crecimiento) 30. Prevenir y controlar tomas clandestinas de combustibles.	

PRINCIPALES AVANCES

- Se realizó un diagnóstico de los sistemas de medición en instalaciones representativas de Petróleos Mexicanos; con base en ello, se desarrolló el “Plan Estratégico de Medición” cuyo fin es modernizar los sistemas de medición, capacitar al personal, homologar los procedimientos e implantar las mejores prácticas en los principales sistemas de transporte y distribución.
- Se elaboraron reportes de inteligencia volumétrica y de mercado para analizar los balances de productos en las instalaciones, así como el comportamiento del mercado ilícito de combustibles.
- Se incrementaron las capacidades del celaje terrestre en los sistemas prioritarios de transporte, enfocando los esfuerzos en la atención de sistemas de mayor incidencia.

- Continúa el análisis de diferentes tecnologías que podrían emplearse en los ductos de Petróleos Mexicanos, a fin de detectar con mayor precisión la ubicación de las tomas clandestinas.
- Para atender y reparar los ductos dañados por las tomas clandestinas, se creó en 2012, en Minatitlán, Ver., el primer Grupo Especializado para Atención de Tomas Clandestinas y en 2013 se ubicará otro grupo en Venta de Carpio.
- Continúa de forma permanente la campaña para fomentar la denuncia ciudadana por teléfono o correo electrónico.
- Se fortaleció el área legal para atender con mayor celeridad los asuntos relacionados con el mercado ilícito de combustibles.
- Para una mayor coordinación, se han establecido canales especiales de comunicación con diferentes autoridades en los tres niveles de gobierno.

OBJETIVO 9 OPERACIÓN SEGURA Y CONFIABLE	GARANTIZAR LA OPERACIÓN SEGURA Y CONFIABLE.
Estrategias (Responsabilidad Corporativa) <ul style="list-style-type: none"> 35. Consolidar y promover la mejora continua del Sistema PEMEX-SSPA.^{1/} 36. Implantar el sistema de PEMEX-Confiabilidad. 	

^{1/} Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

PRINCIPALES AVANCES

- Consolidación y mejora continua del Sistema PEMEX-SSPA.

Con el fin de contener la accidentabilidad y revertir su tendencia, la Dirección General instruyó a la Dirección Corporativa de Operaciones la coordinación e implementación del Plan de Contención de Accidentes que se ha desarrollado sobre líneas de acción y de rendición de cuentas.

- Identificar, evaluar y jerarquizar las actividades en los equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento.
- Revisar la planeación, programación, ejecución y recepción segura de actividades de equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento, por administración directa y por contratistas.
- Identificación y/o actualización de procedimientos de operación y mantenimiento (Entrega/Recepción, Pre-Arranque) (DO).
- Auditorías efectivas a trabajos de alto riesgo y DO.
- Informe semanal de resultados del Grupo.

- Personal de las Subdirecciones de Mantenimiento y de Seguridad, en forma conjunta con las áreas de SIPA de los organismos han conformado los grupos externos de asesoría y soporte a los Centros de Trabajo.
- Sistema PEMEX-Confianza.
 - Continuó el fortalecimiento del proceso de Rendición de Cuentas a través de reuniones del Equipo y Subequipo de liderazgo Directivo de SSPA-Confianza.
 - Respecto a los resultados obtenidos en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos de la implantación de PEMEX-Confianza, medido a través del Índice de Paros no Programados (IPNP) y comparado con la meta, se observa que Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Petroquímica lograron alcanzar lo comprometido. Para el caso de Pemex-Gas y Petroquímica Básica su IPNP se incrementó ligeramente en el último trimestre; sin embargo, estos organismos se encuentran cerca de los estándares internacionales de 1%.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	0.54	0.61	0.38 ^{1/}
PEP – Índice de paros no programados (%)	0.87	1.1	1.5
PR/SP ^{2/} - Índice de paros no programados (%)	6.4	7.9	2.0
PGPB/SP ^{2/} - Índice de paros no programados (%)	0.6	1.5	1.0
PPQ/SO ^{3/} - Índice de paros no programados (%)	2.1	1.4	1.2

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

2/ Subdirección de Producción.

3/ Subdirección de Operaciones.

Tendencia histórica 2010-2012 para IPNP.

CAUSAS E IMPLICACIONES

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES.

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. Se debe principalmente al accidente ocurrido en Reynosa, Tamaulipas, el 18 de septiembre de 2012 en las instalaciones de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte, de la Subdirección de Distribución y Comercialización (SDC) de Pemex-Exploración y Producción, que ocasionó la muerte de cinco trabajadores así como 15 lesionados, ambos de Petróleos Mexicanos. Los accidentes ocurridos en la SDC durante el año representan el 31% de los accidentes ocurridos en el organismo subsidiario.

MEDIDA CORRECTIVA. Con el fin de revertir esta tendencia, se está implementando el Plan de Contención de Accidentes que se ha desarrollado sobre líneas de acción y de rendición de cuentas en instalaciones críticas por su accidentabilidad en Petróleos Mexicanos.

ÍNDICE DE PAROS NO PROGRAMADOS

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. En este periodo el valor del IPNP por pérdida de función se cumple con respecto a la meta establecida, debido a la continuación de la aplicación de la Metodología Análisis Causa Raíz (ACR) y el seguimiento a sus recomendaciones.

MEDIDAS PARA MANTENER SISTEMÁTICAMENTE EL VALOR DEL IPNP POR DEBAJO DE LA META. Para continuar mejorando este indicador se continúa con la implementación de las siguientes acciones:

- Continuar con el seguimiento de la aplicación de la metodología "ACR" y cumplir con los planes de acción para eliminar las causas raíces de las fallas.
- Capacitar al personal de mantenimiento para mejorar la aplicación del mantenimiento predictivo y basado en condición.
- Aplicar Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para optimizar los planes y programas de mantenimiento.

PEMEX-REFINACIÓN

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. Fallas en equipos, fallas de servicios principales, fugas en líneas, salida de plantas por falta de carga, atrasos en los programas de ejecución de rehabilitaciones y altos inventarios.

- Cadereyta. Catalítica 1 (atoramiento de válvulas deslizantes de chimenea); Coker Tren 2 (falla en calentador H-31002); Isomerizadora de Pentanos (retraso reparación mayor); Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios: U-800-1 (calentador BA-801) U-700-1 (fallas en compresor GB-701 y cambio de catalizador no programado en POT-1) y U-700-2 (fuga en compresor GB-3702).
- Madero. Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-501 (falla en compresor GB-101); Isomerizadora Butanos (falla en cambiador E-108); Isomerizadora de Pentanos (falla en acumulador V-12); Coquizadora (serpentes); Hidro de Gasolina U-300 (falla en packinox e incendio en calentador), Catalítica 1 (retraso en reparación mayor) y Reformadora de Naftas U-900 (motor de soplador C-922).
- Minatitlán. Planta Coquizadora (falla de bombas de carga P-31001 y P-31002. Falla en bomba de corte P-31015); Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-24000 (falla en compresor C-24002); Hidrodesulfuradora de Gasolinas HDG (falla en bomba GA-120A); Preparadora de carga 3 (falla en calentador); Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-100 (fallas en BA-700B, cambiador EA-102 e incendio en EA-101);

- Combinada Maya (incendio en válvula de calentador H-10002A) y Reformadora BTX (retraso en reparación mayor).
- Salamanca. Hidrodesulfuradora de Residuales *H-Oil* (6 paros por fallas en compresor 10KM1A); Catalítica (fractura en línea de aceite decantado); Refinación con Furfural 2 (falla en bomba 3GM10B) y Desparafinadora U-5 (falla en cambiador 5E-68).
 - Salina Cruz. Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-800-2 (Calentador BA-801); Alquilación 1 (reparación condensador EA-311); Reformadora U-500-1 (pérdida de catalizador); MTBE (paro por falla en turbina de lubricación); y HDI U-800-2, HDI U-700-2, HGNa U-400-2 e Isomerizadora (reparaciones no programadas en POT-1).
 - Tula. Reductora de Viscosidad (continúa fuera de operación por incidente de 2011); Hidro de Gasóleos “*ex H-Oil*” (Tren 2: falla bomba GA-3202 y Tren 1: reactor DC-3101) y Reformadora U-500-2 (cambio de catalizador no programado POT-1).

MEDIDA CORRECTIVA. Efectuar los análisis causa raíz, fortalecer el mantenimiento predictivo, minimizar los cuellos de botella por causas de diseño, adquirir refaccionamiento de los equipos críticos, asegurar los recursos presupuestales anuales y plurianuales con apoyo de la Subdirección de Planeación, cumplimiento estricto de los procedimientos de libranzas y reparaciones PAI-03 y PAI-04, aplicar auditorías periódicas a los centros de trabajo.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. El índice de paros no programados en 2012 se vio afectado principalmente por la falta de carga en el Complejo Procesador de Gas Burgos derivado del incidente en la Estación km 19 de Pemex-Exploración y Producción, así como el incidente (incendio) en Subestación 5 del Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex. Adicionalmente se tuvieron retrasos en reparaciones mayores programadas en el Complejo Procesador de Gas Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y área Coatzacoalcos.

PEMEX-PETROQUÍMICA

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. El IPNP se vio afectado principalmente por:

- Cangrejera. Polietileno Baja Densidad Tren 1 (Intervención de cambiador 132E08A, sellos de compresor primario 132-CO1P y falla en motor de agitador de reactor); Polietileno Baja Densidad Tren 3 (cambio de motor del agitador del reactor 331-A01, 4 paros por descomposición de reacción, falla en compresor secundario y agitador de reactor) y Polietileno Baja Densidad Tren 2 (fallas de extrusor, descomposición de la reacción y enfriado E-11).

- Morelos. Polietileno Alta Densidad Asahi Tren A (Problemas operativos en reactor D-301, agotador D-321, secador M-521-A y limpieza en sistema de recuperación de hexano); Polietileno Alta Densidad Switch Tren A (Problema operativo en agitador del reactor DM-201 y secador M-401); Polietileno Alta Densidad Switch Tren B (Problema operativo de circulación de lechada, falla en bombas P-2301, limpieza de reactores D-2201/2202 y reparación moto reductor de agitador); Swing (3 paros por extrusor, limpieza de equipos y compresor de gas de recicló) y Acrilonitrilo (revisión de reactor).
- Cosoleacaque. Amoniaco 6 (2 fallas en reformador primario).
- Pajaritos. Clorados III (revisión y limpieza de torres AS 501/502).

OBJETIVO 10 DESEMPEÑO AMBIENTAL, SUSTENTABLE Y SOCIAL	MEJORAR EL DESEMPEÑO AMBIENTAL, LA SUSTENTABILIDAD DEL NEGOCIO Y LA RELACIÓN CON COMUNIDADES.
Estrategias (Responsabilidad Corporativa)	
37. Consolidar la mejora del desempeño ambiental.	
38. Fortalecer la sustentabilidad del negocio.	

PRINCIPALES AVANCES

- Fortalecer la sustentabilidad del negocio.
 - Se llevaron a cabo reuniones de trabajo con el Grupo de Participación Ciudadana (GPC) para definir los mecanismos de revisión y evaluación de las acciones desarrolladas por la empresa en materia de Responsabilidad Corporativa. Se acordó que el GPC continuará evaluando el desempeño de la empresa con base en los temas de interés planteados por el Grupo y que forman parte de la Agenda Estrategia de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos, misma que considera diez criterios prioritarios contenidos en la metodología *Sustainable Asset Management (SAM)*.
 - Durante 2012, la tendencia de emisiones de CO₂ se mantuvo a la baja presentando una reducción anual de 4.3% respecto a 2011, originada principalmente por la administración de los volúmenes de hidrocarburos producidos (cierre temporal de pozos con alta relación gas-aceite) y la operación de módulos de inyección de gas al yacimiento en el Activo de Producción Cantarell.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Avance en la implantación del Subsistema de Administración Ambiental – SAA (nivel)	91% Nivel 2	100% Nivel 1	 Nivel 2 ^{1/}
Reducción de emisiones de CO ₂ vs año base 2008 (MMt)	 13.37	15.15	 13.7
Evaluación <i>Sustainable Asset Management</i> – SAM (puntaje)	 52	59	 55

1/ Ajuste en metas presentado al Consejo de Administración en diciembre de 2011.
Tendencia histórica 2010-2012.

CAUSAS E IMPLICACIONES

- El decremento obedece a que los procesos de autoevaluación se han realizado en forma más estricta y con la participación de todas las partes involucradas como lo indica la estrategia de implantación del sistema PEMEX SSPA.

OBJETIVO 12 SUMINISTROS PROVEEDURÍA	INCREMENTAR LA GENERACIÓN DE VALOR Y LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE SUMINISTROS Y FORTALECER LA PROVEEDURÍA NACIONAL.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
44. Diseñar e implantar un modelo de negocio único integral de suministros.	
45. Promover el desarrollo de proveedores.	

PRINCIPALES AVANCES

- Modelo de negocios único integral de suministros.
 - PLUS–Procesos y Tecnología.
 - Fase I: Planeación y Preparación del Proyecto, ya concluida.
 - Fase II: Diseño, recibidos cinco de los seis entregables, pendiente el entregable Análisis de Brechas necesario para la solución de negocio.
 - Fase III: Realización en marcha; derivado de la dependencia de definiciones y alineación de planes de implementación que se tiene con el Proyecto de Finanzas, se estima implementación del Proyecto de Suministros para enero de 2014. Contrato suspendido desde el 8 de noviembre de 2012.
 - PLUS- Datos Maestros.
 - Bienes: Se realizó el fallo de la contratación de los servicios de depuración, homologación y estandarización de Datos Maestros de Materiales a nivel institucional de (aproximadamente) 800,000 registros provenientes de los sistemas transaccionales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, siendo Intellego S.C. la empresa adjudicada.

- Servicios: En PLUS-Procesos y Tecnología se está diseñando el modelo para la operación de datos maestros de servicios con una primera propuesta de estructura, la cual se basa en la recopilación y análisis de información del Maestro de Servicios de Pemex-Refinación, de los servicios que compran el Corporativo y Pemex-Exploración y Producción, y de la estructura de servicios del SRM de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Proveedores: Se concluyó el piloto de Evaluación Comercial y de Riesgo con resultados de 1,251 reportes los cuales ya pueden ser consultados electrónicamente tanto por proveedores como por áreas usuarias, compradoras y contratantes directamente en la página del Directorio Institucional de Proveedores y Contratistas (DIPC) e incluye una vinculación al SIES.
- Abastecimiento Estratégico.
 - Se concluyó el **“ANÁLISIS DEL GASTO”**, iniciándose el desarrollo de la **“PRIORIZACIÓN Y SELECCIÓN DE LAS CATEGORÍAS”**, que dará como resultado la identificación y selección de 16 categorías de bienes a desarrollarse bajo la metodología de abastecimiento estratégico.
 - Se impartieron **CUATRO CURSOS DE CAPACITACIÓN EN MATERIA DE ABASTECIMIENTO ESTRATÉGICO** con la participación de 90 servidores públicos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
 - Se dio **INICIO A LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ABASTECIMIENTO ESTRATÉGICO EN CUATRO CATEGORÍAS DE BIENES DE USO COMÚN Y RECURRENTE** para optimizar el suministro requerido para las actividades de mantenimiento. **CONTRATO MARCO DE ROPA DE TRABAJO**, formalizado y en operación con un ahorro estimado en dos años de 515,618 pesos, lo que representa 45% de ahorro y un contrato marco de calzado, en operación con ahorro estimado en dos años de 101,380 pesos, lo que representa 34% de ahorro.
 - **SE CONCERTARON OCHO NUEVOS CONTRATOS PREPARATORIOS NACIONALES**, sumando 18 en operación, además, se encuentra **UNO EN PROCESO DE FORMALIZACIÓN, DOS EN CONCERTACIÓN Y 24 PROSPECTOS EN PROCESO DE INDUCCIÓN Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD, SEIS FUERON CONSIDERADOS COMO NO PROCEDENTES.**
 - Se realizó la **REVISIÓN DE PRECIOS DE 10 CONTRATOS PREPARATORIOS NACIONALES EN OPERACIÓN. ASIMISMO, PARA LOS CONTRATOS EXISTENTES SE INCLUYERON 2,372 PARTIDAS DE NUEVOS PRODUCTOS O SERVICIOS**, quedando 516 en proceso. En cuanto a los descuentos pactados, **SE GENERARON AHORROS ESTIMADOS DE 124 MILLONES DE PESOS.**

- Proyecto PLUS–Conducción.
 - Premisas Estratégicas: Ejercicio de revisión y actualización, realizado en conjunto con actores clave del Proceso de Suministros de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y PMI, mediante el entendimiento de la situación actual; la confirmación del contexto interno con los principales actores del Proceso de Suministros, y la ejecución del ejercicio de revisión y definición de premisas estratégicas del proceso de Suministros y actualización del modelo operativo del MNUIS.
 - Modelo Organizacional: Diagnóstico de situación actual “Resumen Ejecutivo del Entendimiento de Fundamentos de Organización”, entendimiento de los requerimientos en términos de organización derivados de los demás proyectos de la iniciativa PLUS.
 - Modelo de Competencias: Inicio en la identificación de las competencias actuales del proceso de Suministros.
 - Modelo Coordinación: Definición del mapa de interacciones entre las distintas áreas internas y externas que intervienen en la gestión del MNUIS, para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios; análisis y documentación de las propuestas de modificación del marco funcional de los estatutos orgánicos; identificación de canales y medios formales de comunicación; y propuesta del catálogo de servicios del Proceso de Suministros.
 - Modelo de Evaluación: Interrelaciones con los demás proyectos de la iniciativa PLUS y con los Organismos Subsidiarios, para la definición de los reportes e indicadores clave de desempeño, descripción detallada del diseño, métodos de medición y cálculo, y los mecanismos para el funcionamiento del modelo, con roles, responsabilidades y reglas asociadas.
 - Gestión del Cambio: Definición de la estructura, objetivo y reglas de operación de la Oficina Central de Gestión del Cambio, así como los lineamientos en la materia para los demás proyectos de la iniciativa PLUS, definición de la estrategia de Gestión del Cambio para promover la instrumentación de los elementos de conducción central del Proceso de Suministros, en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, análisis de impacto de los proyectos que integran la iniciativa PLUS, sus interrelaciones y dependencias.
- Desarrollo de objetos de aprendizaje virtual. Se formalizó el contrato con la empresa Sistemas CBT, S.A. de C.V., para el arranque oficial de la ejecución del Proyecto Desarrollo de 5 objetos de aprendizaje virtual (e-learning), determinando que los temas a desarrollar son:

1. Marco jurídico y normativo, de la Ley de Petróleos Mexicanos.
 2. Contrataciones bajo la Ley de Petróleos Mexicanos.
 3. Abastecimiento Estratégico.
 4. Contratos Preparatorios y Contratos Marco.
 5. Métodos de evaluación.
- **CON-Suministros.** Se integró un equipo multidisciplinario de trabajo, con la participación de los Organismos Subsidiarios y del Corporativo, llevando a cabo talleres de homologación institucional de prácticas de negocio para la aplicación del REC, del cual se han derivado **DEFINICIONES QUE HAN ALIMENTADO A LAS PROPUESTAS DE MEJORA DE LAS DAC**, y se han desarrollado **DOCUMENTOS CON DIRECTRICES INSTITUCIONALES PARA FACILITAR LA APLICACIÓN DEL REC**. Se incorporaron expertos de los procesos de Planeación y Mantenimiento Corporativos. **AL CIERRE DE 2012 FUERON 17 PRÁCTICAS PRESENTADAS, ANALIZADAS, DISCUTIDAS Y CONSENSUADAS**. Se coordinó la elaboración de una **PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN A LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CONTRATACIÓN**, para asegurar que comprenden las necesidades del negocio. Se emitió una **PROPUESTA PARA LOS ESTATUTOS ORGÁNICOS DE LOS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**, a fin de que correspondan con la labor del ente corporativo. Se impartió formación de **"PROMOTOR DE CAMBIO E INSTRUCTOR INTERNO"** a un grupo de especialistas de diversas disciplinas relacionadas con el proceso de Suministro, de los Organismos Subsidiarios y del Corporativo, logrando que los especialistas de tres Organismos Subsidiarios, inicien con la ejecución de su rol como Promotor del Cambio e instructor interno, impartiendo sesiones de difusión sobre las acciones de transformación del proceso, y sobre resultados del Grupo CON-Suministros.
 - **Otros.** Se liberó el **PORTAL DEL PROCESO DE SUMINISTROS (eSUM)**. Desde la Subdirección de Suministros se **COORDINARON DIVERSOS FOROS INSTITUCIONALES**: Subcuerpo de Gobierno para la Mejora Institucional del Subproceso de Suministros de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios; Comisión Consultiva Mixta de Abastecimiento; Comité de Reservas de los Tratados de Libre Comercio; Comité de Consolidación; Comisión de Coordinación Sectorial de la Macro Función de Transparencia de Adquisiciones. Participación en el Cuerpo de Gobierno de Administración de Activos Financieros. Se impulsa en los Organismos Subsidiarios y en el Corporativo, el uso de la herramienta denominada **SICOLI (SISTEMA DE COMITÉS EN LÍNEA)**, para facilitar y agilizar las sesiones de comités y subcomités, logrando su homologación e implantación en el Corporativo.
 - Entró en funcionamiento la **"NUEVA VERSIÓN" DEL SIES** en Pemex Corporativo y sus Organismos Subsidiarios, así como la implementación y automatización en productivo del esquema de **"CARGAS DELTA"** y **"CADENAS DE PROCESO"** para Pemex Corporativo, Pemex-Exploración y Producción, y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

- Contenido Nacional.
 - El indicador de contenido nacional estimado para 2009-2011 fue de 40.5%, superior al 38.7% estimado para 2008-2010.
 - 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 2012-2016. 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 21,305 millones de pesos a MIPYMES, monto 52% superior a la meta (14,000 millones de pesos) establecida por el Gobierno Federal.
 - A través del Fideicomiso para el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales se dieron créditos por 1,870 millones de pesos.
 - Se encuentran en ejecución dos proyectos de desarrollo de sectores industriales relacionados con la industria fabricante de equipos eléctricos y con la de válvulas manuales de proceso, actualmente en etapa de estudio.
 - En el caso de los proyectos específicos en la modalidad de empresas tractoras, se ejecutan cuatro proyectos, tres de los cuales corresponden a empresas fabricantes de equipo eléctrico y equipo de perforación y producción; el cuarto corresponde a una empresa contratista prestadora de servicios principalmente de mantenimiento y construcción. Asimismo, se tienen en ejecución dos proyectos específicos con PYMES nacionales los cuales están relacionados con turbinas, compresores de proceso y espárragos.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Avance en la implantación del modelo de negocio único e integral de suministros (%)	9	33	40
Contenido Nacional (%) Cálculo trianual. El valor reportado 2011, corresponde al periodo 2008-2011. El indicador estimado de contenido nacional para 2012 se tendrá para finales de marzo de 2013.	40.5	N.D.	37.1

N.D. No disponible.

CAUSAS E IMPLICACIONES

- Explicación de las desviaciones con respecto a la meta:

- PLUS-Procesos y Tecnología. Contrato suspendido desde el 08/11/12 derivado de la dependencia de definiciones y alineación de planes de implementación que se tiene con el Proyecto de Finanzas. No obstante lo anterior, el personal de Petróleos Mexicanos continúa desarrollando actividades del proyecto. Se estima la implementación del Proyecto de Suministros para enero de 2014.
- PLUS-Datos Maestros. Proveedores: Por lo que se refiere a la iniciativa de Evaluación Comercial y de Riesgo, se presentaron las siguientes desviaciones conforme a:
 - Cantidad de proveedores considerados en la iniciativa: 4,000; sin embargo, después de hacer diversos filtros relacionados con indicadores de volumetría de contrataciones, confirmación de datos de contactos y capacidad de procesamiento de datos de los evaluadores, la muestra se modificó a 2,500, en un tiempo máximo de 9 meses para su ejecución. Se evaluaron 1,251 proveedores.
 - Fecha de arranque de la iniciativa: Prevista en marzo de 2011; sin embargo, el presupuesto fue asignado al inicio del segundo semestre, la primera licitación con fallo desierto en agosto de 2011, la segunda licitación con fallo en octubre de 2011. El contrato se desarrolló de noviembre de 2011 a septiembre de 2012 incluyendo una ampliación en tiempo.
- Abastecimiento Estratégico. No inició en noviembre de 2011, debido a que la empresa que resultó ganadora no pudo firmar el contrato por causas imputables al proveedor. En 2012 hubo necesidad de actualizar la investigación de mercado y la autorización plurianual, lo que aunado a un retraso en el inicio de la licitación, provocó la reprogramación de los entregables en virtud de que el contrato se firmó hasta agosto de 2012.
- Desarrollo de Objetivos de Aprendizaje Virtual. Con fecha 26/10/12 se tomó la decisión de suspender el contrato de “Servicios técnicos para el desarrollo de objetos de aprendizaje virtual (*e-learning*), soportados por herramientas tecnológicas”, debido a no contar con el tiempo suficiente para elaborar la documentación de los temas conforme lo requerido por la prestadora de servicios, siendo necesario detallar el material por parte de Petróleos Mexicanos para dar mayor precisión en su contenido. Se tiene estimado reanudar a principios de marzo de 2013.

OBJETIVO 13 DESARROLLO TECNOLÓGICO	APOYAR EL CRECIMIENTO Y MEJORA DEL NEGOCIO MEDIANTE EL DESARROLLO TECNOLÓGICO.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
46. Implantar el Programa Estratégico Tecnológico.	
47. Implantar el Sistema de Administración del Conocimiento.	

PRINCIPALES AVANCES

- Programa Estratégico Tecnológico (PET).
 - Durante 2012 se realizaron los trabajos para la actualización del PET de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.
 - Se realizaron 12 talleres presenciales donde participaron más de 130 especialistas y expertos de Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo.
 - El PET 2013-2027 fue revisado y aprobado por el Comité de Investigación y Desarrollo Tecnológico y por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en tiempo record, consiguiendo la aprobación en el mismo año 2012.
 - Durante 2012 se realizaron las gestiones necesarias para iniciar la integración de estudios de inteligencia tecnológica y la elaboración de los mapas de ruta tecnológica para las áreas tecnológicas estratégicas de transformación industrial, el proyecto se realizará en 2013.
 - En Pemex-Exploración y Producción, se continúa avanzando en la integración de los mapas de ruta tecnológica para los principales proyectos de producción.
- Sistema de Administración del Conocimiento (SAC).
 - Se inició la elaboración del diseño del proceso de administración del conocimiento como parte del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos. Sin embargo, en el Cuerpo de Gobierno se definió privilegiar el diseño del proceso e iniciar su implantación. Por tal motivo, las actividades en el Sistema de Administración del Conocimiento se han diferido y se reiniciarán en el contexto de la implementación del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Atención a las necesidades tecnológicas prioritarias (%)	N.D.	53	 10

N.D. No disponible.

OBJETIVO 14 PROCESOS Y PROYECTOS	FORTALECER LA GESTIÓN POR PROCESOS Y LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
48. Mejorar el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).	

PRINCIPALES AVANCES

- Durante el ejercicio de 2012, se continuó la capacitación a nivel institucional del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).
- En atención al proceso de mejora continua del sistema, se comenzaron los trabajos para emitir la cuarta versión del Manual del SIDP. Dicha versión se encuentra actualmente en desarrollo y se enviará como propuesta para autorización por parte del Grupo de Liderazgo del SIDP durante 2013.
- Como parte del proceso de implantación del SIDP, actualmente se cuenta con la propuesta del Manual para la incorporación de proyectos de mantenimiento capitalizable (procesos, listados de entregables y anexos metodológicos), dicha propuesta se encuentra en proceso de autorización por parte del Grupo de Liderazgo del SIDP.
- Además se han desarrollado los elementos para incorporar la metodología para el desarrollo de los proyectos de seguridad, salud y protección ambiental en el Manual del SIDP, dichos elementos se emitirán con la cuarta versión de dicho sistema durante 2013.
- Durante el segundo semestre de 2012, se ejecutó un contrato con la empresa *Independent Project Analysis* con el fin de llevar a cabo un *benchmarking* de la operación del SIDP referenciado a las mejores prácticas internacionales para proyectos industriales, los resultados fueron emitidos en el reporte final denominado "*PEMEX downstream project delivery process evaluation*". Asimismo, las recomendaciones emanadas de dicho reporte se encuentran en proceso de integración y se mostrarán en la cuarta versión del SIDP durante 2013.
- Durante el ejercicio 2012, se encuentran en desarrollo de alguna de sus etapas FEL, dentro del marco de desarrollo de la metodología establecida en el SIDP, respectivo a la fase de diseño y acreditación (planeación):
 - Pemex-Refinación. Tres proyectos en FEL I, dos proyectos en FEL II y seis proyectos en FEL III.

- Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Cuatro proyectos en FEL III.
 - Pemex-Petroquímica. Seis proyectos en FEL I, un proyecto en FEL II y un proyecto en FEL III.
- Durante el ejercicio 2012, un proyecto de Pemex-Gas y Petroquímica Básica ha acreditado la etapa FEL I, uno ha acreditado la fase FEL II y uno ha acreditado la fase FEL III; respecto a Pemex-Refinación, un proyecto ha acreditado la etapa FEL III. Siendo los siguientes:
- Contratación de capacidad de transporte de gas natural en la península de Yucatán para demanda de CFE (Mayakán).
 - Obras asociadas a Etileno XXI (sección ductos).
 - Obras asociadas a Etileno XXI (sección fraccionadoras y endulzadoras).
 - Obras asociadas a Etileno XXI (sección criogénicas).
 - Calidad de combustibles fase diesel, Cadereyta, Pemex-Refinación.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Porcentaje de proyectos cubiertos por el SIDP (% ^{1/})	N.D.	26.8	 41

^{1/} Respecto al total de proyectos cuyo monto obliga al cumplimiento del sistema.
N.D. No disponible.

CAUSAS E IMPLICACIONES

EXPLICACIÓN DE LAS DESVIACIONES CON RESPECTO A LA META. Existen desviaciones respecto a la meta del ejercicio 2012 dado que aquellos proyectos que se encuentran en desarrollo de las etapas FEL, y cuyos montos de inversión representan un gran porcentaje del monto total, han ajustado sus programas para realizar la acreditación de dichas etapas acreditaciones durante el ejercicio 2013.

MEDIDA CORRECTIVA. Solicitar programas de ejecución detallados para las etapas FEL de forma que se muestren fechas realistas para evitar ajustes a los mismos.

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE ADMINISTRACIÓN / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

OBJETIVO 10 DESEMPEÑO AMBIENTAL, SUSTENTABLE Y SOCIAL	MEJORAR EL DESEMPEÑO AMBIENTAL, LA SUSTENTABILIDAD DEL NEGOCIO Y LA RELACIÓN CON COMUNIDADES.
Estrategias (Responsabilidad Corporativa) 39. Implantar una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos.	

PRINCIPALES AVANCES

- Se tienen versiones preliminares del marco conceptual, del diagnóstico para la construcción de la Política de Desarrollo Social y Comunitario, del modelo para una gestión socialmente responsable y de la metodología para la distribución de recursos.
- Asimismo, se establecieron contactos y fueron realizadas diversas entrevistas, reuniones de trabajo, videoconferencias e informes estratégicos entre algunas de las áreas involucradas en la materia, tanto del corporativo como de los organismos subsidiarios, que fueron de utilidad para probar mecanismos de coordinación y alianzas estratégicas y que servirán para la construcción de la Política de Desarrollo Social y Comunitario.
- En 2013, se deberán coordinar los trabajos subsiguientes del proceso de implantación de la Política de Desarrollo Social y Comunitario en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en donde tendrán que analizarse y discutirse colectivamente las propuestas previamente elaboradas por esta unidad administrativa.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Avance en la implantación de una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos (%)	N.D.	43	● 43

N.D. No disponible.

OBJETIVO 11 RECURSOS HUMANOS	DESARROLLAR Y PROVEER RECURSOS HUMANOS ESPECIALIZADOS Y MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD LABORAL.
Estrategias (Modernización de la gestión) 40. Desarrollar el capital humano. 41. Transformar la cultura organizacional. 42. Incrementar la productividad laboral. 43. Implantar el nuevo modelo de operación de Recursos Humanos y Relaciones Laborales.	

PRINCIPALES AVANCES

- Desarrollar el Capital Humano.
 - Del programa de capacitación modular 2012, se han impartido 4,819 cursos a 53,437 trabajadores, lo que representa un avance del 83% (4,819 de 5,800) y del 62% (53,437 de 86,486 participantes) sobre lo programado, respectivamente.
 - Para lograr una mayor eficacia en la capacitación modular, a la fecha se han realizado 15,612 evaluaciones diagnósticas a los trabajadores sindicalizados, de las 10,000 programadas para 2012 (156% de avance).
 - En una primera fase, se identificaron las propuestas de remplazos para 479 trabajadores de confianza de un total de 530 trabajadores que se encuentran en condiciones de jubilación para 2012, lo que representa un avance del 90%.
 - Se concluyó el programa de Desarrollo de Ejecutivos 2012, en donde:
 - Se impartieron 42 talleres para 280 funcionarios y mandos medios.
 - De igual forma, con el propósito de que los funcionarios tengan una visión integral de los requerimientos del negocio, se llevaron a cabo ocho talleres de Conocimiento del Negocio con la participación de 53 ejecutivos de 64 programados, en los cuales se hicieron visitas a distintas instalaciones de Petróleos Mexicanos.
 - Se puso en operación en Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica el programa de reclutamiento, para lo cual se llevaron a cabo pláticas con diversas universidades (IPN, UNAM, Olmeca, UANL, UAM, ITAM e ITESM) para atraer a los mejores estudiantes:
 - Para ingeniería petrolera, geofísica y geología se registraron 217 solicitudes, se evaluaron a 204 candidatos, se seleccionaron a 162 y 159 finalizaron el programa de formación de nuevos talentos.
 - Para ingeniería química, electrónica, eléctrica e industrial, se registraron las solicitudes de 4,210 candidatos y se evaluaron a 1,034, de los cuales se seleccionaron 458 candidatos. 135 candidatos finalizaron el curso de formación de talentos (92 química, 25 electrónica, 11 eléctrica y 7 industrial).
- Transformar la Cultura Organizacional.
 - Se constituyó el Comité de Ética de Petróleos Mexicanos conforme a lo establecido por el Gobierno Federal; asimismo, se actualizó su Código de Conducta, presentándose al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) y se difundió a todos los trabajadores.

- Se difundieron los resultados de la Encuesta de Clima y Cultura Organizacional de la Administración Pública Federal (APF) 2011, obteniendo una calificación de 78.9/100, una centésima por debajo de la calificación promedio de la calificación de la APF.
 - Para 2012 se aplicó la Encuesta de Clima y Cultura Organizacional de la Administración Pública Federal (APF) 2012, obteniendo una calificación de 80.2/100.
 - Se implantó la plataforma tecnológica e-SIADI para llevar a cabo el proceso de administración del desempeño a nivel institucional para el personal de confianza nivel 30 y superior, habiéndose realizado la fase de planeación 2012 de 23,615 trabajadores de un universo de 23,854 (99% de avance).
 - Asimismo, se llevó a cabo la evaluación del segundo semestre de 2011 con la participación de 25,697 trabajadores, la evaluación del primer semestre de 2012 con la participación de 29,101 trabajadores y para el segundo semestre de 2012, participaron 28,015 trabajadores de los cuales el 51.6% obtuvieron una calificación mayor al promedio.
 - Derivado de los incrementos salariales, algunos trabajadores de confianza perciben un salario mayor que los gerentes, motivo por el cual el Consejo de Administración aprobó la propuesta del nuevo Tabulador de Mando en Petróleos Mexicanos; sin embargo no fue posible aplicarlo porque la Secretaría de la Función Pública no registró el tabulador correspondiente.
 - De los acuerdos tomados en el Comité de Remuneraciones para la propuesta del Pago de la Compensación Variable basada en el Desempeño (44-48), se llevó a cabo el estudio de mejores prácticas (*benchmark*) y se replantearon las métricas y la reglamentación del modelo, obteniendo así la anuencia de dicho comité y autorización del Consejo de Administración el 31 de agosto de 2012. En este caso se hicieron las gestiones con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para establecer los mecanismos que permitan efectuar el pago en un año fiscal distinto.
- Incrementar la Productividad Laboral.
- En relación con el proceso de concertación con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) para reacomodar personal, cabe destacar que a la fecha 1,365 trabajadores han podido ser reasignados en nuevas tareas. No obstante la administración continúa trabajando actualmente con el STPRM para poder colocar el resto del personal que se encuentra en la misma situación.
 - Por otro lado, por lo que se refiere al redimensionamiento de la plantilla sindical, se reubicaron 1,879 trabajadores haciendo un total de 3,244.

- Con estas dos acciones, entre otras, inscritas en el acuerdo de Productividad Laboral firmado con el STPRM durante la revisión contractual de julio de 2011, se obtuvieron ahorros aproximados a los 1,000 millones de pesos anuales; asimismo, se firmó un nuevo acuerdo de productividad con el STPRM, para obtener ahorros por 2,000 millones de pesos para 2013 en el periodo agosto de 2012 a julio de 2013.
 - Se concluyó satisfactoriamente la revisión salarial conjuntamente con el STPRM.
 - Terminó el proceso de actualización y protocolización de los 784 Reglamentos de Labores, los cuales pueden ser consultados en <http://apps1.pemex.com/reglamentos/main.do>
- Implantar el Nuevo Modelo de Operación de RH y RL.
- Conjuntamente con los consultores de *Deloitte* y *SAP* de México, se elaboraron propuestas para resolver los problemas de vinculación financiera con la nómina.
 - Se diseñó el Prototipo con la Funcionalidad Crítica necesaria para disminuir riesgos en la implantación del Sistema de Recursos Humanos y Nómina (SIRHN), se definió la estrategia de migración de datos y ambos procesos se encuentran en etapa de desarrollo.
 - Se restableció la funcionalidad de los trámites y servicios automatizados de Recursos Humanos, contando a la fecha con 26 trámites y servicios de un total de 80 identificados.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Costo de mano de obra de los procesos de soporte (%)	21.0	16.2 ^{1/}	 16.5
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (% ^{2/})	 42.4	51.6 ^{3/}	 40.0

1/ Monto de la mano de obra 2012.

2/ Se alinean los objetivos particulares con los de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios; se lleva a cabo una autoevaluación que se revisa con el superior inmediato. El indicador es el número de trabajadores que tienen una calificación de desempeño individual por arriba del promedio.

3/ Evaluación del Desempeño 2012, cifras al 31 de diciembre de 2012.

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

OBJETIVO 14 PROCESOS Y PROYECTOS	FORTALECER LA GESTIÓN POR PROCESOS Y LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS.
Estrategias (Modernización de la gestión)	
49. Mejorar el Sistema de Gestión por Procesos (SGP).	

PRINCIPALES AVANCES

- Como parte de la ejecución de la Solución de Negocio para el Proceso de Finanzas a nivel institucional, se obtuvieron los planos de negocio de los siete subprocesos que lo conforman, con lo cual se pretende homologar las prácticas de negocio de todo Petróleos Mexicanos; asimismo, la Iniciativa de Suministros concluyó satisfactoriamente el diseño de subprocesos homologado a nivel institucional, dando inicio a su Fase de Realización.
- Siguiendo la estrategia de contar con una plataforma única que soporta procesos homologados con sistemas estandarizados, en marzo de 2012 se dio inicio al proyecto para la implementación de la Solución de Negocio para el Subproceso de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) a nivel institucional. Se ha concluido la fase de diseño, por lo que se cuenta con los mapas de procesos.
- Asimismo, se inició la ejecución de la iniciativa de Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial (MPP), la cual se centra en la implementación de la funcionalidad básica de los procesos de Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial, con el objeto de generar las operaciones de negocio requeridas por las iniciativas de Finanzas, Suministros y SSPA. La fase de Preparación del proyecto se encuentra concluida y actualmente el proyecto se encuentra en la fase de Diseño para sus tres procesos.

INDICADOR	REAL		META 2012
	2011	2012	
Avance en la implantación de las iniciativas del SGP (%)	N.D.	28.9	 82

N.D. No disponible.

CAUSAS E IMPLICACIONES

El ajuste obedece principalmente al retraso en la contratación de las iniciativas derivado de la falta oportuna de los recursos financieros suficientes; con relación a la iniciativa de SIRHN el proyecto se encuentra en fase de rediseño a través de los trabajos denominados Rediseño *SIRHN-Consecutive Employment*, aún no se tiene definido el plan de construcción y salida en productivo de la nueva solución; en lo que respecta a la iniciativa de Finanzas se inició un procedimiento de conciliación ante el Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos (OIC), mismo que se encuentra en curso, analizándose la mejor alternativa para Petróleos

Mexicanos. En el caso de Suministros, a partir del 9 de noviembre del año 2012, el contrato se encuentra en suspensión por un periodo de 90 días naturales, en virtud del procedimiento de conciliación en que se encontraba el contrato de la Iniciativa de Finanzas en esa fecha.

MEDIDA CORRECTIVA. Se sigue con el proceso de autorización presupuestal para contar con la disponibilidad necesaria para iniciar el proceso de contratación de servicios externos de las iniciativas de Mantenimiento y Patrimonial. Por otra parte, con base en la reprogramación que se acuerde en la iniciativa de Finanzas, se revisarán y, en su caso, ajustarán los programas de trabajo de las demás iniciativas de mejora de procesos que se encuentran en implementación y que tengan relación directa con la misma.

EXPLICACIÓN DE LA IMPOSIBILIDAD DE CUMPLIMIENTO. El tiempo transcurrido para la contratación de las iniciativas pendientes, modificó la fecha programada para su inicio por lo que el plan de trabajo estimado de cada una de ellas deberá adecuarse en el tiempo.

METAS PRINCIPALES

El siguiente resumen de indicadores agrupados por objetivo estratégico servirá para dar seguimiento de las metas y ejecución del Plan de Negocios.

OBJETIVO / INDICADOR	RESPON-SABLE	2011		2012		VARIACIÓN (%)	REFERENCIA
		Real	Meta	Real	Meta		
OBJETIVO 1 INCREMENTAR INVENTARIO DE RESERVAS POR NUEVOS DESCUBRIMIENTOS Y RECLASIFICACIÓN.							
Incorporación de reservas 3P (MMbpce)	PEP	1,461	1,577	N.D.	1,598	--	N.A.
Tasa de restitución de reservas probadas (%)	PEP	101	91.3	N.D.	96	--	100
OBJETIVO 2 INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.							
Producción de crudo (Mbd)	PEP	2,553	2,551-2,601	2,548	2,606	 -2.2	N.A.
Producción de gas natural (MMpcd ^{1/})	PEP	5,913	6,091-6,190	5,676	5,837	 -2.8	N.A.
OBJETIVO 3 OBTENER NIVELES DE EFICIENCIA POR ENCIMA DE ESTÁNDARES INTERNACIONALES EN APROVECHAMIENTO DE GAS Y COSTOS DE PRODUCCIÓN.							
Aprovechamiento de gas natural (% ^{1/})	PEP	96.2	97.8	98.0	98.0	 0	N.A.
Costo de producción (US\$/bpce)	PEP	6.12 ^{2/}	5.45-5.86 ^{2/}	6.86	≤ 6.48 ^{3/}	 5.9	10.19 ^{4/}
Costo de descubrimiento y desarrollo (US\$/bpce)	PEP	16.13 ^{2/}	14.11-16.91 ^{2/}	15.86	≤ 16.25 ^{3/}	 -2.4	N.D.

OBJETIVO / INDICADOR	RESPON- SABLE	2011		2012		VARIACIÓN (%)	REFE- RENCIA
		REAL	META	REAL	META		
OBJETIVO 4 ALCANZAR UN DESEMPEÑO OPERATIVO SUPERIOR AL PROMEDIO DE LA INDUSTRIA EN LAS ACTIVIDADES DE TRANSFORMACIÓN.							
Rendimiento de gasolinas y destilados (% ^{5/})	PR	61.6	64.7	64.4	68.9	-4.5	72.7 ^{6/}
Índice de intensidad energética PR (índice)	PR	138.3	124	136.2	126	8.10	94.5 ^{6/}
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%)	PGPB	5.4	5.0-5.7	5.25	<5.5	-0.25	<6.0
Ahorro en consumo de gas natural (MMpcd)	PPQ	N.D.	N.A.	0	0	0	N.A.
OBJETIVO 5 INCREMENTAR Y ADAPTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO Y MAXIMIZAR EL VALOR ECONÓMICO.							
Producción incremental de gasolinas y destilados intermedios (Mbd)	PR	0	88	38.9 ^{7/}	0	38.9	N.A.
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs (MMpcd)	PGPB	0	0	200	200	0	N.A.
OBJETIVO 6 IMPULSAR EL DESARROLLO DE LA PETROQUÍMICA NACIONAL CON INVERSIÓN PROPIA Y COMPLEMENTARIA.							
Capacidad de producción incremental de petroquímicos (Mta ^{8/})	PPQ	N.D.	N.A.	0	0	0	N.A.
OBJETIVO 7 OPTIMIZAR LA CAPACIDAD DE LOGÍSTICA Y ACONDICIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS.							
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos (Mbd)	PR	15	65	50 ^{9/}	6	733	N.A.
Capacidad adicional de transporte de gas natural (MMpcd)	PGPB	0	48	0	48	-100	N.A.
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	PEP	450	N.A.	450	900	-50	N.A.
Capacidad de eliminación de nitrógeno en el gas (MMpcd de N ₂ eliminado)	PEP	617 ^{10/}	N.A.	N.A.	335	N.A.	N.A.
OBJETIVO 8 FORTALECER LA ORIENTACIÓN A LOS CLIENTES.							
Índice de satisfacción en PR (Calificación otorgada en encuestas de mercado)	PR	78 ^{11/}	80	78	80	-2.5	N.A.
Índice de satisfacción de clientes de gas natural (%)	PGPB	78	82.2	77	82.4	-5.4	N.A.

OBJETIVO / INDICADOR	RESPON- SABLE	2011		2012		VARIACIÓN (%)	REFERENCIA	
		REAL	META	REAL	META			
OBJETIVO 9 GARANTIZAR LA OPERACIÓN SEGURA Y CONFIABLE.								
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	OS/DCO	0.54	0.38	0.61	<0.38 ^{12/}	60.5	0.42 ^{13/}	
PEP-Índice de paros no programados (% ^{14/16/})	PEP/DCO	0.87	1.7	1.1	1.5	-0.4	1.0	
PR/SP-Índice de paros no programados (% ^{15/16/})	PR/DCO	6.4	3.0	7.9	2.0	5.9	1.0	
PGPB/SP-Índice de paros no programados (% ^{15/16/})	PGPB/DCO	0.6	1.0	1.5	1.0	0.5	1.0	
PPQ/SO-Índice de paros no programados (% ^{15/16/})	PPQ/DCO	2.1	1.4	1.4	1.2	0.2	1.0	
OBJETIVO 10 MEJORAR EL DESEMPEÑO AMBIENTAL, LA SUSTENTABILIDAD DEL NEGOCIO Y LA RELACIÓN CON COMUNIDADES.								
Avance en la implantación del Subsistema de Administración Ambiental -SAA (nivel)	OS/DCO	91% Nivel 2	N.A.	100% Nivel 1	Nivel 2 ^{12/}	--	N.A.	
Reducción de emisiones de CO ₂ vs. año base 2008 (MMt)	OS/DCO	13.37	13.22	15.15	13.7 ^{17/}	10.6	N.A.	
Evaluación Sustainable Asset Management-SAM (puntaje)	OS/DCO	52	53	59	55	7.3	51 ^{18/} 86 ^{19/}	
Avance en la implantación de una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos (%)	OS/DCA	N.D.	N.A.	43	43	0	N.A.	
OBJETIVO 11 DESARROLLAR Y PROVEER RECURSOS HUMANOS ESPECIALIZADOS Y MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD LABORAL.								
Costo de mano de obra de los procesos de soporte (%)	OS/DCA	21.0	N.A.	16.2 ^{20/}	16.5	-0.3	N.A.	
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%)	OS/DCA	42.4	55	51.6 ^{21/}	40	11.6	N.A.	
OBJETIVO 12 INCREMENTAR LA GENERACIÓN DE VAPOR Y LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE SUMINISTROS Y FORTALECER LA PROVEEDURÍA NACIONAL.								
Avance en la implantación del modelo de negocio único e integral de suministros (%)	OS/DCO	9	19	33	40	-7	N.A.	
Contenido nacional (% ^{22/})	OS/DCO	40.5	36.1	N.D. ^{23/}	37.1	--	N.A.	
OBJETIVO 13 APOYAR EL CRECIMIENTO Y MEJORA DEL NEGOCIO MEDIANTE EL DESARROLLO TECNOLÓGICO.								
Atención a las necesidades tecnológicas prioritarias (%)	OS/DCO	N.D.	N.D.	53	10	43	N.A.	
OBJETIVO 14 FORTALECER LA GESTIÓN POR PROCESOS Y LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS.								
Porcentaje de proyectos cubiertos por el SIDP (% ^{24/})	OS/DCO	N.D.	N.A.	26.8	41	-14.2	N.A.	
Avance en la implementación de las iniciativas del SGP (%)	OS/ DCTIPN	N.D.	N.A.	28.9	82 ^{25/}	-53.1	N.A.	

NOTAS:

- 1/ No incluye nitrógeno.
 - 2/ Valores en dólares de 2011.
 - 3/ Valores en dólares de 2012.
 - 4/ El *benchmark* internacional del costo de producción corresponde al promedio registrado en 2011 de nueve de las principales empresas petroleras: *British Petroleum, Chevron/Texaco, Exxon/Mobil, Royal Dutch Shell, ConocoPhillips, Total S.A., ENI, Statoil* y *Petrobras*.
 - 5/ Considera producción de crudo.
 - 6/ Informe Solomon 2010. Costa Norteamericana del Golfo de México.
 - 7/ El volumen que se reporta es por el retraso en la entrada en operación de la reconfiguración de Minatitlán. No se consideró como estrategia en el Plan de Negocios 2012-2016, razón por la cual la meta planteada para 2010 es 0.
 - 8/ Indicador referido a los proyectos de 1-Buteno y segunda etapa de aromáticos que aplicarían a partir de 2017.
 - 9/ Considera la segunda etapa del sistema Tuxpan-México cuyo inicio de operaciones se reprogramó para 2012.
 - 10/ A partir de 2011 se superó la meta del indicador y se está controlando de manera operativa (estrangulamiento y reinyección a pozos). El indicador se canceló a partir del primer trimestre de 2012 por haber alcanzado el cumplimiento de la NOM-1001 SECRE 2010.
 - 11/ Se redefine el valor real 2011 y la meta con base en escala 100. Su comportamiento histórico incluye información de 2008-2011.
 - 12/ Ajuste en metas presentado al Consejo de Administración en diciembre de 2011.
 - 13/ Estándar internacional de *Oil and Gas Producer*.
 - 14/ IPNP por pérdida de función de instalaciones críticas, considera 42 instalaciones: SPRMNE (23), SPRMSO (6), SDC (10), SPRS (2), SPRN (1). (Compresión alta, *booster*, turbogeneradores y turbo bombas).
 - 15/ Incluye IPNP por causas internas (propias): fallas de equipo y retrasos en reparaciones (incluye fallas de servicios principales en los centros que son autosuficientes).
 - 16/ Tendencia histórica 2010-2012.
 - 17/ La meta que se estableció en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 fue de 9.94 MMt.
 - 18/ Evaluación 2011 del promedio del sector.
 - 19/ Evaluación 2011 del líder del sector.
 - 20/ Monto de mano de obra 2012.
 - 21/ Evaluación del Desempeño 2021, cifras al 31 de diciembre 2012.
 - 22/ Calculado de manera trianual.
 - 23/ El indicador de contenido nacional para 2012 se tendrá para finales de marzo de 2013.
 - 24/ Respecto al total de proyectos cuyo monto obliga al cumplimiento del sistema.
 - 25/ Se solicitó cambio de meta de 82 a 48 el 25 de mayo del presente adjuntando justificación de las principales causas que originan la modificación.
- N.A. No Aplica.
N.D. No Disponible.

3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS

Durante 2012, las acciones de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se inscribieron 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 fue “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) establecieron los objetivos sectoriales y especiales, así como 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, presentado al H. 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 aprobado el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, 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 estableció 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 en los siguientes cuadros:

INDICADOR	2011 OBSERVADO	2012	
		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) (%)	101.1	51-100	N.D.
Factor de recuperación de la producción de hidrocarburos (Reservas 1P) (%)	35.1% ^{a/} 35.7% ^{b/}	32%	N.D.
Aprovechamiento de gas natural ^{1/}	96.2	97-98	98.0
Importación de gasolinas (importación/consumo total)(%) ^{2/}	50.7	40	49.1
Días de autonomía en terminales de almacenamiento críticas:			
a) Gasolina ^{3/}	2.5	4	2.6
b) Diesel	3.0	4	2.8
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)	2,552.6	2,500-3,200	2,547.9
Producción de gas natural (millones de pies cúbicos diarios)	6,594.1	5,000-7,000	6,384.7

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.

INDICADOR	2011	2012	
	OBSERVADO	META	OBSERVADO
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 (%) ^{6/}	73.4	87	71.6
--	------	----	------

Índice de frecuencia de accidentes en el sector petrolero (accidentes por millón de horas-persona de exposición al riesgo)	0.54	0.38	0.61
--	------	------	------

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).

6/ Proceso de crudo/Capacidad de destilación primaria.

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 I.1

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

ESTRATEGIA I.1.4.

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

CONVENIOS	MATERIA
BP Exploration Operating Co. LTD.	Convenio Específico de Colaboración para el Estudio Conjunto sobre "Tecnología Marina en Aguas Profundas".
BP Exploration Operating Co. LTD.	Convenio General de Colaboración en materia de investigación, desarrollo científico, tecnológico y de recursos humanos en la exploración, perforación, producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos.
BP Exploration & Production Inc. and BP Corporation North America Inc.	Convenio de Licencia Tecnológica.

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 2012 se enteraron 8,440.8 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 2012 la tasa fue 0.65%.

En el transcurso de 2012 se suscribieron tres 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.

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 I.1

Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.

ESTRATEGIA I.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 I.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 en 2008 por el H. Congreso de la Unión, el 23 de febrero de 2012 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las Reformas, Adiciones y Derogaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos respecto a las reformas al mismo aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en diciembre de 2011. Con este acto 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 I.2

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

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

Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias que consolidan (Pemex), en su carácter de emisor extranjero de valores registrados ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC), tiene la obligación de cumplir con las disposiciones aplicables en la Ley SOX emitida en 2002.

Así también, conforme a la sección 302 de dicha Ley, el Director General de Petróleos Mexicanos y el Director Corporativo de Finanzas, están obligados a revelar al Comité de

Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED) y a sus auditores externos, cualquier Deficiencia Significativa o Debilidad Material detectada en los controles internos.

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

Con el propósito de observar lo mencionado en los párrafos anteriores, durante el primer trimestre de 2012, la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF), concluyó la revisión de la documentación, producto de la autoevaluación que realizaron los Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas, del ejercicio social 2011, llevando a cabo una contrastación entre los resultados de dicha Autoevaluación contra la Evaluación realizada por el personal de la DCF.

Con los resultados obtenidos de la citada comparación, la DCF elaboró el Informe Anual del estado que guarda el Sistema de Control Interno Financiero Institucional (SCIFI), del ejercicio 2011, para su presentación al CAED.

Se llevó a cabo la actualización de las Matrices Maestras, derivado de los cambios en la normatividad y en los procesos de los diferentes Ciclos y Temas Relevantes que conforman el Sistema de Control Interno Financiero Institucional (SCIFI). Adicionalmente se elaboraron dos nuevas Matrices de Control Maestras, una para la evaluación de los Contratos Integrales de Servicios y otra para la Información Presupuestaria. Todo esto para su presentación y aprobación del CAED.

Así mismo, se elaboraron el Programa de Trabajo de Control Interno (PTCI) para el ejercicio social 2012 y el Programa de Remediación para las Deficiencias Detectadas en los ejercicios sociales de 2010 y 2011, para su difusión y cumplimiento por parte de los Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas.

Se llevó a cabo la difusión, a los Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas, de las Matrices de Control (MC), a fin de iniciar la Autoevaluación del Control Interno en el ejercicio social 2012; así mismo, se difundió el programa de entrega de los resultados parciales de la citada autoevaluación.

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

Con relación a los Programas de Remediación para las Deficiencias Detectadas en los ejercicios sociales de 2010 y 2011, y con el propósito de dar seguimiento a las actividades encaminadas

a solventar las deficiencias, se giraron diversas comunicaciones a Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas.

Además, se llevaron a cabo algunas acciones para la preparación del Reporte de Avances Semestral del PTCI 2012 al CAED.

Se preparó y presentó al CAED el Reporte de Avances Semestral del PTCI, mismo que incluye el Programa General de Remediación, a través del cual se da seguimiento a las actividades para solventar las deficiencias identificadas que aún se encuentren pendientes de atender.

Los Organismos Subsidiarios, Compañías Subsidiarias y Direcciones Corporativas, concluyeron con la tarea de Autoevaluación del Sistema de Control Interno.

Para reforzar la tarea de Autoevaluación, mencionada en el párrafo anterior, la DCF, concluyó el Monitoreo de los controles claves, en las localidades significativas.

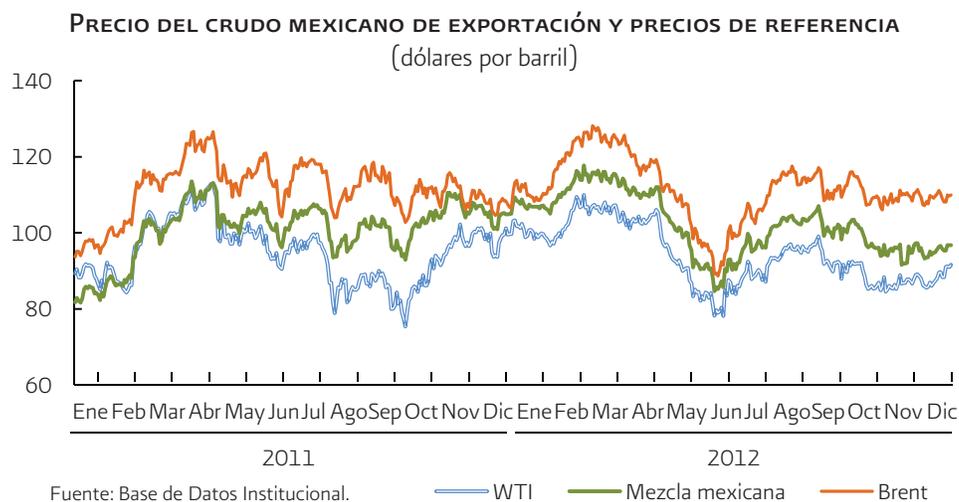
Es importante mencionar que debido a la aplicación de una nueva estructura organizacional, a partir de 2013, el cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley deja de formar parte de un proyecto específico, y se constituye como una función permanente a cargo de la Gerencia de Control Financiero, derivado de lo cual el objeto de informar en torno al cumplimiento de la referida Ley, como proyecto, deja de ser necesario.

4. ENTORNO INTERNACIONAL 2012

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En 2012, los precios de referencia de los crudos marcadores presentaron variaciones ocasionadas por la volatilidad política y económica global, que se reflejó en una tendencia descendente más pronunciada que la del año anterior. El West Texas Intermediate (WTI) promedió 94.13 dólares por barril, 1% menos que en 2011, en tanto que el Brent del Mar del Norte promedió 111.67 dólares por barril, 0.4% superior al año previo. Los precios máximos mensuales se presentaron en marzo al alcanzar el WTI un promedio de 106.31 dólares y el Brent del Mar del Norte 125.33 dólares por barril. Durante el segundo trimestre del año, los precios de los crudos marcadores exhibieron una tendencia a la baja hasta alcanzar mínimos en junio, cuando el WTI llegó a 82.33 dólares por barril y el Brent 94.84 dólares, para recuperarse en el segundo semestre del año.

El precio de la mezcla mexicana siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores. Promedió en el año 101.81 dólares por barril, 0.7% arriba del alcanzado en 2011. Por tipo de crudo, el Olmeca registró 109.39 dólares por barril, 0.4% menos que el año previo, el Istmo 107.28 dólares por barril y el Maya 99.79 dólares por barril, lo que significó un crecimiento de 1% en el Istmo y de 0.8% en el Maya, respecto a 2011.

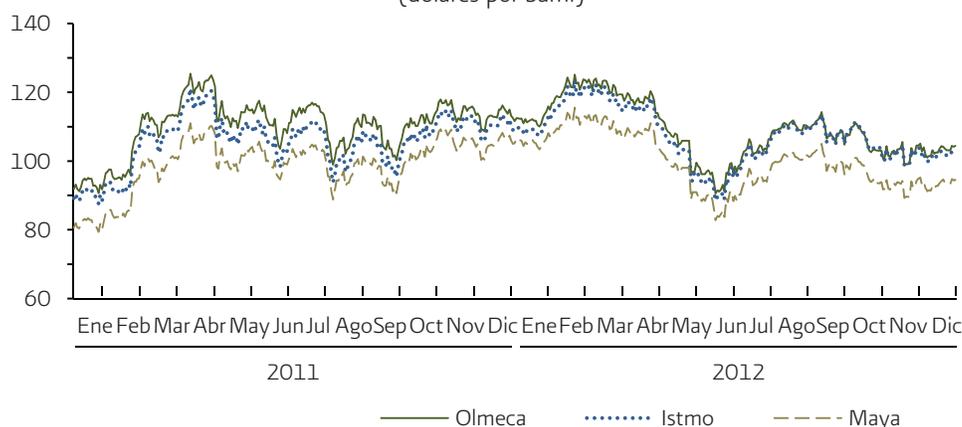


Entre los factores que contribuyeron al alza del precio destacaron: la presión de Estados Unidos (EU) y la Comunidad Europea para imponer sanciones a Irán por su programa nuclear que podría producir una interrupción en el suministro de crudo; la fragilidad de la recuperación económica en Europa y los altos costos del crudo en monedas europeas. Los elementos a la baja fueron: la expectativa de reducción en la demanda por el incremento en inventarios de crudo en EU; el limitado crecimiento de la actividad industrial en China, que provocó una

menor demanda del segundo mayor consumidor mundial de crudo, así como el aumento en la producción de la OPEP para controlar el alza de los precios del crudo.

Cabe señalar que el precio del WTI se ha mantenido por abajo del correspondiente a la mezcla mexicana de exportación desde el segundo semestre de 2011. El WTI se produce en Texas, Oklahoma y otros estados de la zona central de Estados Unidos. Durante el periodo mencionado, se produjeron volúmenes históricamente altos de WTI en Oklahoma. Sin embargo, al cierre de 2012 no se contaba con la capacidad suficiente para transportarlo por ductos a otros mercados, lo que ocasionó una sobreoferta en el lugar donde se produce y se establece el precio, que explica la afectación a la baja en el mismo.

PRECIO DEL CRUDO MEXICANO DE EXPORTACIÓN
(dólares por barril)

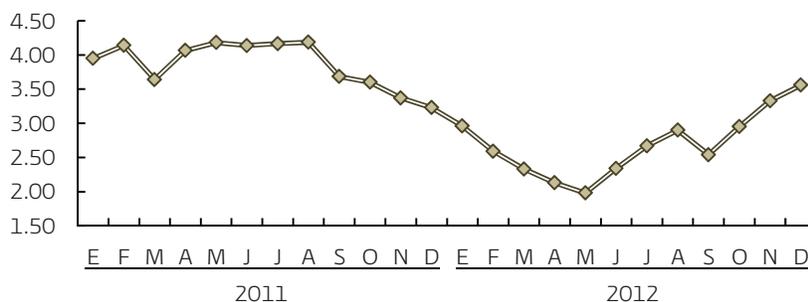


Fuente: Base de Datos Institucional.

PRECIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

El precio del gas natural en México se establece como el costo de oportunidad de vender el gas mexicano en la frontera con Texas, lugar 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.

PRECIO DE REFERENCIA DEL GAS NATURAL
(dólares por millón de Btu)



Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2012, el precio promedio de referencia internacional del gas natural se ubicó en 2.69 dólares por millón de Btu (*British Thermal Unit*), que representó una disminución de 1.17 dólares por millón de Btu, equivalente a 31% por abajo del promedio en el año anterior.

Durante 2012, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios en el mercado norteamericano fueron:

- La producción de EU fue 64.7 miles de millones de pies cúbicos diarios, 4% superior al promedio de 2011, lo que representa el nivel más alto históricamente y se explica por la producción de fuentes no convencionales (*Shale Gas*), segmento que en 2012 representó el 44.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 23.1 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2011 a 28.6 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2012.
- La demanda de gas natural en EU registró un promedio de 69.7 miles de millones de pies cúbicos diarios, 4.2% más respecto al año anterior, debido al crecimiento de la demanda del sector eléctrico, que se ubicó en 25 miles de millones de pies cúbicos, y representó un aumento de 20.2% respecto de 2011; ello como resultado del efecto sustitución en la generación eléctrica a favor del gas natural por su menor precio respecto a otros combustibles y como resultado de una regulación más estricta en materia de generación nucleoelectrónica. En contraparte, el sector comercial y residencial presentaron una reducción de 11.1% en su consumo por un invierno menos frío que el promedio histórico.
- El nivel de almacenamiento, se mantuvo elevado en el cierre de 2012, propiciado por el incremento en la producción; sin embargo, ante la fuerte demanda del sector eléctrico registrada en el verano, el inventario empezó a disminuir en junio y para diciembre se ubicó en un nivel de 3,517 miles de millones de pies cúbicos, volumen similar al registrado en 2011.

En 2012, el gas natural fue el combustible de menor precio en el mercado. En comparación con el combustóleo, su más cercano competidor, el diferencial de precios se mantuvo en niveles similares a los de 2011, por lo que el gas natural fue 13 dólares más barato. Respecto a otros combustibles como el diesel y la gasolina, los precios de estos fueron superiores respecto al precio del gas natural en más de 19 dólares.

MÁRGENES DE REFINACIÓN

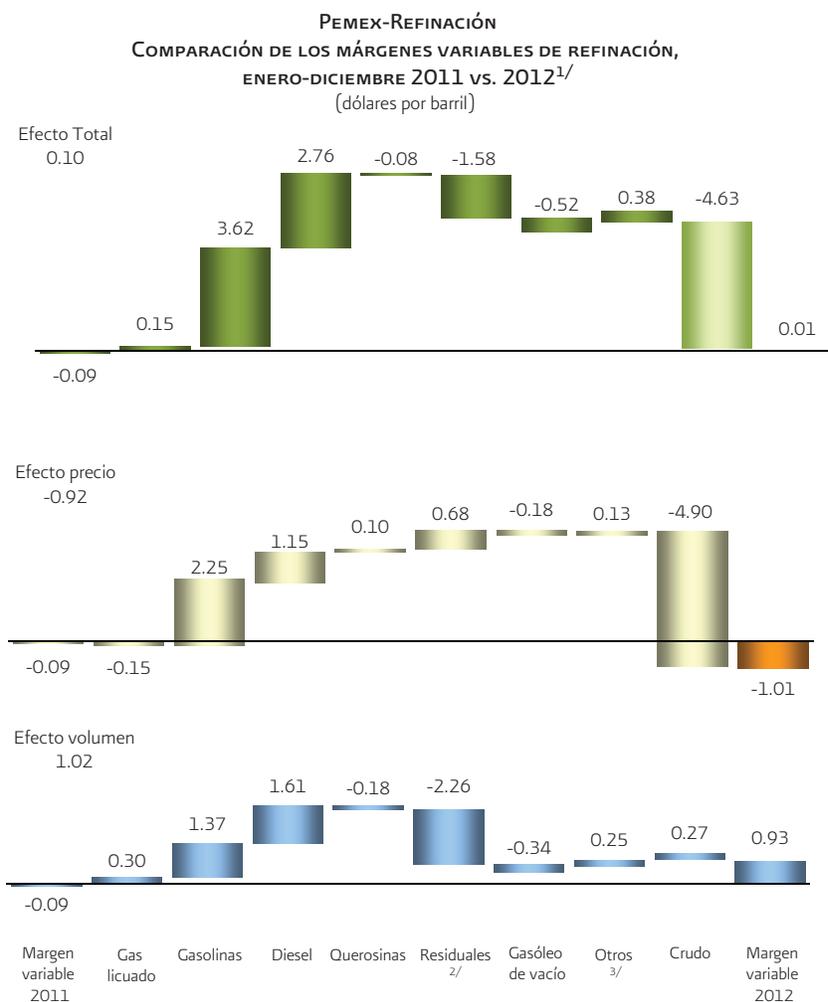
A diciembre de 2012, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 0.01 dólares por barril de crudo procesado, que comparado con el obtenido en igual periodo de 2011, fue superior en 0.10 dólares por barril de crudo procesado. Este incremento fue resultado de un efecto positivo en volumen, que significó 1.02 dólares por barril, reflejo de una mejora en el desempeño operativo del SNR al incrementarse el rendimiento de destilados en 2.9 puntos porcentuales entre ambos años.

En términos de precio, se observó un efecto negativo de 0.92 dólares por barril, consecuencia de la gran volatilidad que presentó el mercado petrolero internacional por diversos factores socio-políticos y financieros ocurridos entre ambos periodos.

En diciembre de 2012, la contribución de las gasolinas al margen por volumen del SNR se incrementó en 1.37 dólares por barril de crudo procesado, al aumentar el rendimiento de este grupo en 1.5 puntos porcentuales con respecto al año anterior.

En el grupo de destilados intermedios, se observó un aumento del efecto volumétrico equivalente a 1.43 dólares por barril al incrementarse el rendimiento en 1.4 puntos porcentuales entre los periodos analizados.

El incremento de la participación de crudos pesados (4.6 puntos porcentuales) en la mezcla de crudo a proceso permitió una captura de 0.27 dólares por barril de crudo procesado, debido principalmente al cambio de dieta de crudo por la entrada en operación de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.



^{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.

Fuente: Pemex-Refinación.

5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA

5.1 AVANCES DE LA REFORMA ENERGÉTICA APROBADA EN 2008

Los principales avances en el proceso de instrumentación de la Reforma Energética aprobada en 2008, alcanzados durante 2012, en el marco de la Ley de Petróleos Mexicanos, de su Reglamento y de otras disposiciones aplicables se presentan a continuación:

- En enero se publicó la convocatoria para la licitación de los nuevos Contratos Integrales para Exploración y Producción en seis campos maduros de la Región Norte, para incrementar la producción de hidrocarburos, al contar con significativas reservas remanentes y recursos prospectivos. Incluyen dos áreas marinas (Arenque y Atún) y cuatro terrestres (Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca), ubicados en el sur de Tamaulipas y norte de Veracruz.
 - En mayo se cerró la venta de bases para la segunda ronda de licitaciones de los seis campos maduros en la Región Norte, participaron 31 empresas que adquirieron 83 bases.
 - En junio, Petróleos Mexicanos anunció los resultados de la licitación de los campos maduros Altamira, Pánuco, Tierra Blanca y San Andrés. Quedaron pendientes de adjudicarse las áreas de Arenque y Atún. Se estima que con la adjudicación de los contratos se alcanzará un volumen de producción adicional de aproximadamente 80 mil barriles diarios de petróleo crudo, duplicando así la producción actual de la Región Norte.
- En enero, el Consejo de Administración aprobó las “Modificaciones a las disposiciones administrativas de contratación en materia de adquisiciones, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.
- En febrero, el Consejo de Administración aprobó los “Lineamientos para la Aprobación de las Transacciones Estratégicas en Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Participadas”
- En febrero, el Consejo de Administración aprobó incluir en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, un objetivo estratégico transversal relativo a temas internacionales, con sus correspondientes estrategias de despliegue.
- En marzo, conforme al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos se presentó, por conducto de la Secretaría de Energía, al Congreso de la Unión, el Informe Anual 2011 de Petróleos Mexicanos, mismo que se publicó en su página de Internet.
- El 21 de marzo de 2012, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos, esto en atención al el artículo Tercero transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos establece que el Ejecutivo Federal emitirá los decretos de

reorganización de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos existentes, con base en la propuesta que le presente para tales efectos el Consejo de Administración.

- En julio, el Consejo de Administración aprobó el “Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017” y el “Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.
- En agosto, el Consejo de Administración aprobó los contratos tipo “A” de servicios integrales para la perforación, prueba y terminación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas localizados en el Golfo de México.
- En octubre, el Consejo de Administración aprobó reformas al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos para la creación y la estructura organizacional de la Unidad de Control Interno Institucional, así como sus respectivas adiciones y derogaciones. Adicionalmente aprobó los Lineamientos para el Uso de Tecnologías Eficientes en la Producción de Amoniaco en Pemex-Petroquímica.
- En noviembre, el Consejo de Administración aprobó el Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027 y su incorporación al Plan de Negocios. Asimismo, tomó conocimiento del informe sobre la Reestructuración de Petróleos Mexicanos que presentó el Director General al Congreso, en cumplimiento al artículo Décimo Quinto Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, mismo que se presenta en el Anexo 8 de este informe.
- En diciembre, Petróleos Mexicanos publicó la convocatoria oficial para la tercera ronda de los Contratos Integrales de Exploración y Producción, correspondiente a seis áreas de Chicontepec. En total, las seis áreas a licitar (Pitepec, Amatitlán, Soledad, Miquetla, Humapa y Miahuapan) tienen reservas 3P por 2,205 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la calidad del mismo, en el área, es de mediana a ligera.

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

En cumplimiento al 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 durante 2012.

El indicador de contenido nacional estimado mostró un incremento de 1.8 puntos porcentuales, al pasar de 38.7% en 2008-2010 a 40.5% en el periodo 2009-2011.

Como parte de las acciones tendientes a incrementar el contenido nacional, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen en sus contrataciones de obra pública requisitos de contenido nacional, respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio. De 883 licitaciones, en 87% se solicitaron mínimos de contenido nacional, lo cual representa un incremento de 14 puntos porcentuales con respecto a lo observado en 2011. Asimismo, los

organismos subsidiarios trabajan en estrategias de contratación a largo plazo que den certidumbre e incentiven la participación de proveedores nacionales. Como una tercera vía para incrementar el contenido nacional se apoya el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales, con énfasis en las pequeñas y medianas empresas (PYMES).

Se iniciaron dos proyectos de desarrollo de sectores industriales, cuatro proyectos específicos en la modalidad de empresas tractoras, y dos proyectos con PYMES nacionales. El financiamiento otorgado a través del fideicomiso para apoyar a proveedores y contratistas nacionales (FISO) fue de \$1,870 millones de pesos. De acuerdo con NAFIN los créditos que otorgó a proveedores de PEMEX representaron casi el 80% del total canalizado a la Administración Pública Federal. Por lo que respecta a los recursos de asistencia técnica, se canalizaron apoyos por \$6.8 millones de pesos, en comparación con los \$1.4 millones canalizados en 2011.

Adicionalmente, durante 2012 Petróleos Mexicanos contrató a PYMES \$19,180 millones de pesos, monto superior en 37% a la meta anual fijada por el Gobierno Federal.

En el Anexo 7 se presenta la información detallada relativa a los Avances en la Estrategia de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

5.3 TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO

REESTRUCTURA DE LA DCTIPN

La DCTIPN aplicó la estructura no básica.

Respecto a la consolidación de la organización de la DCTIPN, se elaboró el proyecto de integración de la estructura ocupacional; se inició el proceso de aplicación de la estructura de la DCTIPN del personal bajo el régimen de confianza y se presentó a la Dirección Corporativa de Administración la distribución de plazas del personal del régimen sindicalizado para documentar los convenios administrativo sindicales.

SOPORTE A LA CADENA DE VALOR

Con el fin de dar mayor soporte a los procesos sustantivos de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, la DCTIPN presentó al Cuerpo de Gobierno de *Downstream* el documento denominado "Directrices para la reconciliación de balance de materia de petrolíferos y petroquímicos", para su difusión en los centros de trabajo que componen el Cuerpo de Gobierno de *Downstream*, para su aplicación.

En relación con el soporte mediante una solución integral, la administración y optimización de los procesos de Producción, Distribución y Entrega de Hidrocarburos a nivel nacional, que permite la toma de decisiones a nivel estratégico, táctico y operativo de los activos de producción y las gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos, de la Subdirección de Distribución y Comercialización de Pemex-Exploración y Producción, la DCTIPN desarrolló en

una primera etapa en el año 2012, la solución de Distribución de Hidrocarburos, para las regiones marinas (Noreste y Suroeste).

Por otra parte, la DCTIPN inició la consolidación de la iniciativa “UN SOLO SCADA” para Petróleos Mexicanos, la cual define la plataforma tecnológica única para la supervisión y control de los sistemas de transporte por ducto de Petróleos Mexicanos. En esta iniciativa se concentra en un mismo centro de control, el servicio de transporte por ducto proporcionado por cada uno de los organismos subsidiarios; trabajando coordinadamente bajo la misma filosofía operativa y con procedimientos homologados; incrementando la confiabilidad y seguridad en el servicio de transporte de hidrocarburos por ducto.

Asimismo, la DCTIPN proporcionó soporte técnico a Pemex-Refinación en el proyecto de automatización en sitios con instalaciones asociadas localizadas en los sistemas de transporte por ducto. Se integraron 16 sitios al sistema SCADA de Petróleos Mexicanos en 2012.

Con el propósito de establecer una fuente única para la integración de los datos que son generados en los distintos procesos industriales y servicios especializados de Petróleos Mexicanos a través de sus sistemas de control y monitoreo, en 2012 la DCTIPN realizó un proyecto que permitió realizar dicha integración en los complejos petroquímicos Morelos, Cosoleacaque, Independencia y Pajaritos. De igual forma, se integraron los datos operativos del Sistema de Ductos de Pemex-Refinación al @dipemex, así como también los datos de tanques en terminales marítimas de Tuxpan y Salina Cruz. Con esto se logrará hacer más eficientes los flujos de información, compartir datos entre organismos, eliminar la recaptura de información, así como proveer información veraz y oportuna para la toma de decisiones. Adicionalmente se crearon cinco tableros de tiempo real para Pemex-Petroquímica y tres tableros para tecnología móvil para Pemex-Refinación utilizando los datos de tiempo real.

La DCTIPN documentó e implementó el Tablero Operativo de Indicadores, Iniciativas y Proyectos (TOIIP), el cual es un tablero institucional en línea, que contiene los principales indicadores de la operación de Petróleos Mexicanos desde los sustantivos a nivel de resultados operativos y financieros en los organismos subsidiarios.

Asimismo la DCTIPN definió el proyecto de integración de los Sistemas de Información Geográfica de Petróleos Mexicanos, logrando integrar en la solución denominada “Mapa Nacional”, las funcionalidades y los módulos adicionales de Pemex-Exploración y Producción, para soportar a las soluciones ya existentes, así como reemplazar las diversas soluciones en el “Mapa Nacional”, normando las capas utilizadas y la mecánica de actualización de las mismas.

SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (SGP)

Derivado de la estrategia para el fortalecimiento de los mecanismos de gobernabilidad del Sistema de Gestión por Procesos (SGP) y en cumplimiento de lo previsto por el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, en octubre de 2012, se emitieron las “Disposiciones para la

Constitución, Integración, Funcionamiento y Disolución de Cuerpos y Subcuerpos de Gobierno para la mejora de procesos en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, con la finalidad de asegurar la alineación de los procesos a la estrategia de negocio de Petróleos Mexicanos y brindar una mayor flexibilidad en su operación.

Después de 14 años de intentos de homologar procesos en Petróleos Mexicanos, la DCTIPN inició la implementación de las iniciativas del SGP en una plataforma tecnológica única, lo que permite, entre otros aspectos, la simplificación, estandarización y optimización de los procesos a través de la aplicación de mejores prácticas de negocio, reducir la duplicidad de esfuerzos en la administración de soluciones, mantenimiento y desarrollo de sistemas, al remplazar sistemas obsoletos y aislados e interfaces y proveer información consistente, precisa y oportuna que soporte la toma de decisiones en los distintos niveles, áreas y líneas de negocio, en un contexto de transparencia en las operaciones de Petróleos Mexicanos.

INICIATIVAS SGP

Las iniciativas del SGP que se encuentran en implementación son: SIRHN (Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina), Finanzas, Suministros, SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental), MPP (Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial).

ARQUITECTURA TECNOLÓGICA

En gestión de innovación, la DCTIPN estableció como objetivo, hacer que la innovación no sea producto de la casualidad, sino que se pueda realizar de forma repetible, manejable y predecible. Para lograrlo, se definió el modelo y el proceso de innovación que contempla dos líneas básicas: la investigación formal y la participación en los foros donde se realiza la innovación.

En la línea de investigación formal, se desarrollaron los documentos de dirección tecnológica para: cómputo en la nube, Big Data, adquisición de equipos para uso industrial y para uso general, clientes delgados y virtualización, centros de cómputo con tecnologías verdes, ambientes de desarrollo para aplicaciones móviles. Se desarrollaron y difundieron dos documentos normativos de comunicaciones unificadas, el primero denominado “Arquitectura Institucional de Comunicaciones Unificadas para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios” y el segundo “Estándares de Comunicaciones Unificadas para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”. Es importante mencionar que con la implementación de los servicios de comunicación unificada se lograron ahorros de alto impacto en viáticos, viajes, en llamadas de larga distancia y celular en telefonía corporativa.

Como parte de las acciones para la Normatividad de TI, se revisaron 144 documentos normativos en materia de TIC y se determinó en una primera ronda que 55 documentos deben darse de baja.

Asimismo se logró la gobernabilidad para dictaminar las contrataciones de bienes y servicios de TIC y desde el 23 de enero de 2012, se implantó el Sistema de Dictámenes Técnicos, logrando hasta la fecha más de 1,000 solicitudes de dictámenes.

Integración de los Sistemas de Información de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios

Como parte del proceso de integración en la DCTIPN, se desarrollaron las siguientes acciones:

- Se definió la estrategia y líneas de acción a corto, mediano y largo plazo, así como los criterios para llevar a cabo la consolidación y migración de aplicativos a la Nube Privada de Petróleos Mexicanos.
- Se desarrolló e implementó para Petróleos Mexicanos una solución única para firma electrónica, factura electrónica y bóveda electrónica de documentos. Asimismo se obtuvo la solución única de autoridad certificadora para Petróleos Mexicanos.

Se llevó a cabo la alineación de la solución de factura y firma electrónica con la iniciativa del Sistema de Gestión por Procesos (SGP), al consolidar las soluciones existentes en un solo proceso de documentación electrónica.

PLATAFORMA DE CONTENIDO EMPRESARIAL

En 2012, la DCTIPN trabajó en la integración de repositorios de la plataforma de contenido empresarial los cuales se encuentran en operación. Además en relación con el desarrollo e implementación de la clasificación documental correspondiente a toda la información generada por las áreas que integran la DCTIPN, se logró determinar el esquema de clasificación de la información realizando los acuerdos con el área de Archivística y Digitalización.

TELECOMUNICACIONES

La DCTIPN, integró 119 redes en la red inalámbrica denominada Pemex Visitas y realizó la actualización de equipos en 53 centros de trabajo a nivel nacional.

Asimismo documentó el proyecto denominado “Evolución de Estratégica de la Red de Servicios de Telecomunicaciones (EVEREST)” logrando la autorización del proyecto de inversión por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Se implementó y consolidó a nivel Petróleos Mexicanos los servicios de Comunicación Unificada, eliminando duplicidad de infraestructuras tecnológicas, de procesos de atención y organizaciones de administración del servicio que existía en cada Organismo de Petróleos Mexicanos.

Los servicios de Comunicación Unificada y de colaboración implementados hoy día son:

- Videoconferencia virtual (salas virtuales de videoconferencia e integración de Lync con la red de videoconferencia institucional).

- Voz empresarial (Extensión telefónica virtual y la integración de Lync con la red de telefonía Institucional).
- Mensajería Instantánea (chat).
- Voz sobre IP (llamadas de Voz entre Lync y en cualquier dispositivo móvil).

ATENCIÓN A USUARIOS FINALES

Para dar continuidad al proyecto *Enterprise Resource Planning* (ERP) de Tecnología de Información TI, se definió para 2012 el proyecto denominado: "Adopción y Madurez del ERP de TI", con el objetivo de adoptar en toda la DCTIPN los procesos diseñados y madurarlos a través del uso de las herramientas implantadas para su habilitación, se realizó lo siguiente: Se constituyó el Grupo Directivo del ERP de TI y se nombraron a los dueños de procesos y de servicios, se inició con el uso de los procesos de liberaciones, problemas y conocimiento, se incluyó el modelado de servicios, se inició el desarrollo de las interfaces para el proceso de proveedores y finanzas, se depuró la información base que se utiliza en la mesa de servicios para atender a los clientes, y se instalaron agentes de monitoreo en servidores.

En relación con los Acuerdos de Niveles de Servicio (SLA's), la DCTIPN concluyó nueve grandes acuerdos de niveles de servicio, mismos que se identifican a continuación:

- Organismos Subsidiarios:
 - Pemex-Exploración y Producción,
 - Pemex-Refinación,
 - Pemex-Petroquímica,
 - Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Direcciones Corporativas y Órgano Interno de Control:
 - Finanzas,
 - Administración,
 - Operaciones,
 - Jurídica y
 - Órgano Interno de Control.

Asimismo, se coordinó la elaboración de los Acuerdos de Nivel Operativo (OLA's) de los principales servicios que proporciona la DCTIPN, con las Gerencias de Operación, Centro de Competencia, Inteligencia de Negocios y Servicios a Usuarios Finales.

INFRAESTRUCTURA DE TI

La DCTIPN continuó con la estrategia de simplificación de su aprovisionamiento para lograr una mayor disponibilidad de los servicios de TI, así como contribuir en el despliegue rápido de soluciones y aplicaciones. Lo anterior permite cumplir una de las metas definidas por la Dirección General de Petróleos Mexicanos, que es la de consolidar la infraestructura tecnológica y las aplicaciones SAP y *Legacy* existentes en Petróleos Mexicanos, además de apoyar las iniciativas SGP y por ende al Plan de Negocio 2012-2016.

Asimismo, se integró una solución de almacenamiento y respaldo homogénea de última generación para garantizar la operación y preservar la información de Petróleos Mexicanos en nueve ubicaciones a nivel nacional, con 3 petabytes (Pb) de almacenamiento y 12 Pb de capacidad para respaldo, siendo esta la implementación más grande a nivel nacional.

Además, la DCTIPN concluyó la implementación de los equipos Unix IBM 795 con 1,200,000 SAP's y la migración de ambientes ERP de SAP de los diferentes organismos, logrando una mejora en el desempeño, del 30% al 50% de los sistemas ERP's de los organismos subsidiarios y de las iniciativas del SGP (Finanzas, Suministros y Recursos Humanos y SSPA), con más de 19 mil usuarios, permitiendo con ello mejorar los niveles de servicios de los procesos de negocio, así como el cumplimiento a las disposiciones gubernamentales, presupuestales y normas internacionales de la información financiera y de estados de resultados.

Por otro lado, se continuó optimizando y modernizando la infraestructura de cómputo para mejorar la continuidad de los servicios de las áreas sustantivas de Petróleos Mexicanos, principalmente se integraron los procesos de tiempo real de producción y transporte, manejo y presentación de la información geoespacial, así como el de administración de la producción y la información geológica. Se están implementando esquemas de alta disponibilidad *Disaster Recovery Plan* (DRP's) entre los diferentes Centros de Datos Técnicos Industriales y Regionales (CDTIR's).

En relación con la implementación del Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Tecnologías de Información y Comunicaciones y en la Seguridad de la Información (MAAGTIC-SI), emitido por la Secretaría de la Función Pública (SFP), al cierre de 2012 se registró un avance de 93%.

REORGANIZACIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO Y DIRECTORIO ACTIVO

La DCTIPN reorganizó el correo electrónico y directorio activo para hacer un solo servicio de correo electrónico en Petróleos Mexicanos y que se incrementase la disponibilidad, gobernabilidad y seguridad. Por lo que se diseñó del servicio de correo y se configuraron y pusieron en operación conforme a este nuevo diseño, definiendo el modelo de administración y sus atributos.

SEGURIDAD DE INFORMACIÓN DE TI

Referente a la seguridad de información de TI, la DCTIPN inició la implementación del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información que ayudará a reducir riesgos que afecten a la información que es administrada por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, prevenir incidentes tecnológicos de seguridad, tanto en sus procesos de negocio, como en sus infraestructuras industriales, y cumplir con las leyes y regulaciones aplicables a la materia alineado al código de conducta institucional en su responsabilidad corporativa, transparencia y rendición cuentas.

PLANEACIÓN DE LA DCTIPN

La DCTIPN unificó los criterios para la toma de decisiones y se alinearon todas las acciones en busca de objetivos comunes, con objeto de orientar y coordinar el esfuerzo humano y económico de modo que cuente con mayor participación activa en el logro de los objetivos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, para ello y durante el año 2011, desarrolló y difundió su Plan Estratégico, comprendiendo el periodo 2012-2016.

En dicho plan, se fijan objetivos, estrategias e indicadores de desempeño, que se alinean sólidamente con la planeación operativa, a través del establecimiento de sus proyectos y la gestión por procesos considerados.

Al cierre de 2012, los resultados obtenidos de la iniciativa Sistema de Gestión por Procesos, ascienden a un 78.1% en lo relativo a contrataciones y 28.9% para las implementaciones de los procesos considerados.

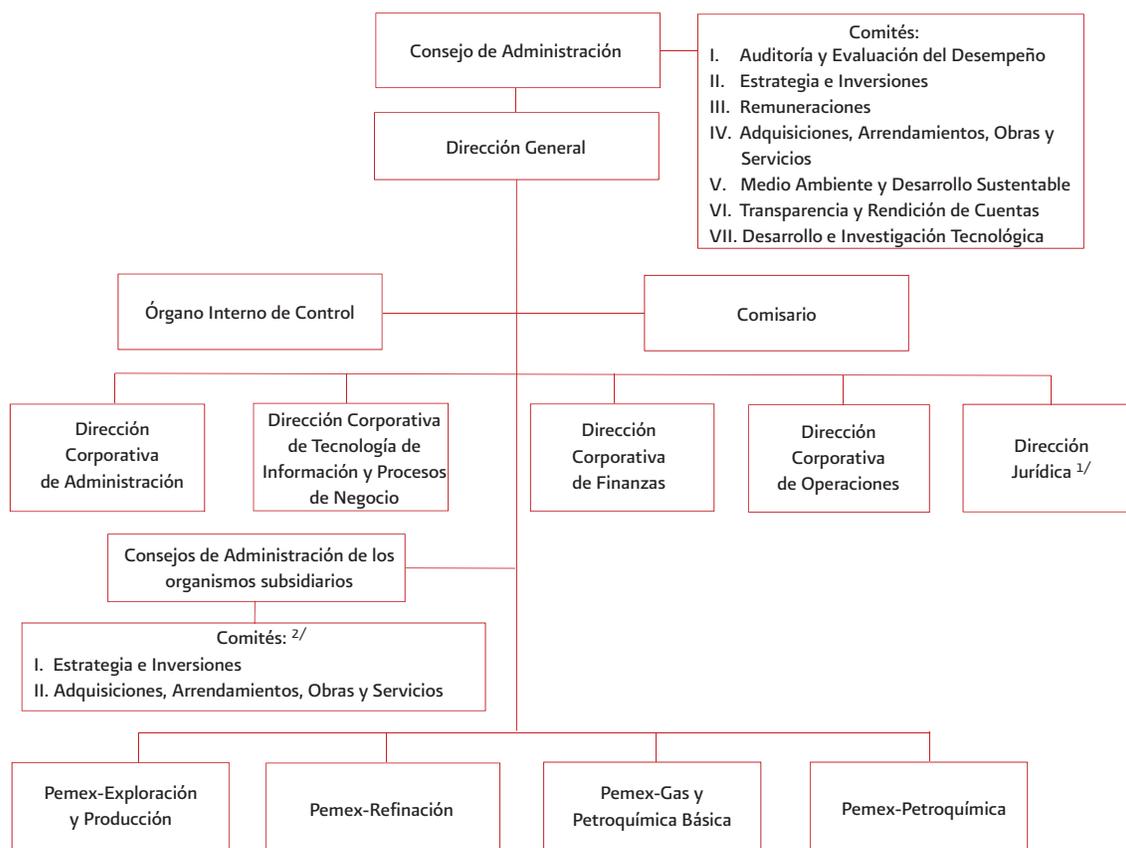
5.4 GOBIERNO CORPORATIVO

5.4.1 ESTRUCTURA CORPORATIVA

La estructura de gobierno de Petróleos Mexicanos se conforma por un Consejo de Administración, y un Director General, quienes en el ejercicio de sus atribuciones buscarán en todo momento la creación de valor económico en beneficio de la sociedad mexicana y tomarán en cuenta todos los objetivos previstos en el artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

La vigilancia interna de Petróleos Mexicanos está a cargo del Comité de Auditoría y Evaluación de Desempeño del Consejo de Administración, el Comisario y el Órgano Interno de Control.

Su estructura de organización básica se integra con una dirección general, cinco direcciones corporativas, una Dirección Jurídica 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.

Estructura vigente al 1 de marzo de 2013.

5.4.2 ÓRGANO DE GOBIERNO

La integración y el funcionamiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos durante 2012, se realizó conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos, el Reglamento de dicha Ley, el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y demás disposiciones legales aplicables.

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.

El 28 de marzo de 2012 se ratificó el nombramiento del Consejero Profesional doctor Fluvio César Ruiz Alarcón por un nuevo periodo de 6 años.

INTEGRACIÓN DEL ÓRGANO DE GOBIERNO^{1/}

REPRESENTANTES DEL ESTADO

CONSEJERO PRESIDENTE

LIC. PEDRO JOAQUÍN COLDWELL
Secretario de Energía

CONSEJEROS SUPLENTES

DRA. MARÍA DE LOURDES MELGAR PALACIOS
Subsecretaria de Electricidad de la Secretaría de Energía

CONSEJEROS PROPIETARIOS

LIC. LUIS VIDEGARAY CASO
Secretario de Hacienda y Crédito Público

LIC. FERNANDO APORTELA RODRÍGUEZ
Subsecretario de Hacienda y Crédito Público
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

LIC. IDELFONSO GUAJARDO VILLARREAL
Secretario de Economía

DR. JESÚS IGNACIO NAVARRO ZERMEÑO
Subsecretaria de Industria y Comercio
Secretaría de Economía

LIC. ENRIQUE OCHOA REZA
Subsecretario de Hidrocarburos
Secretaría de Energía

LIC. GUILLERMO IGNACIO GARCÍA ALCOCER
Director General de Exploración y Explotación de
Hidrocarburos
Secretaría de Energía

LIC. LEONARDO BELTRÁN RODRÍGUEZ
Subsecretario de Planeación y Transición Energética
Secretaría de Energía

MTRO. JAVIER ESTRADA ESTRADA
Director General de Planeación e Información Energética
Secretaría de Energía

DR. MIGUEL MESSMACHER LINARTAS
Subsecretario de Ingresos
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

LIC. FERNANDO GALINDO FAVELA
Subsecretario de Egresos
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

CONSEJEROS PROFESIONALES

DR. FLUVIO CÉSAR RUÍZ ALARCÓN
DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
DR. ROGELIO GASCA NERI
C.P. JOSÉ FORTUNATO ÁLVAREZ ENRÍQUEZ

REPRESENTANTES DEL S.T.P.R.M.

SR. FERNANDO NAVARRETE PÉREZ
SR. FERNANDO PACHECO MARTÍNEZ
SR. JORGE WADE GONZÁLEZ
SR. SERGIO LORENZO QUIROZ CRUZ
DIP. JOSÉ DEL PILAR CÓRDOVA HERNÁNDEZ

SR. JOSÉ LUIS EDUARDO SÁNCHEZ ALDANA TAPIA
SR. RAÚL GONZÁLEZ ZAMBRANO
SR. JOSÉ LUIS SÁENZ SOTO
SR. VÍCTOR MANUEL SALAS LIMA
SR. JOSÉ DE JESÚS ZAMUDIO AGUILERA

SECRETARIO

DR. CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA

PROSECRETARIO

LIC. NEUS PENICHE SALA

1/ Vigente al 1 de marzo de 2013.

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 2012, conforme sus atribuciones particulares, fueron las siguientes:

COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES

- Opinar favorablemente para que Petróleos Mexicanos continúe el proceso de normalización con la administración y accionistas de Repsol; se reconsidere la conveniencia del acuerdo de sindicación con SACYR; se celebren reuniones con Repsol para explorar acuerdos de colaboración de largo plazo para beneficio de ambas empresas; se decida el nivel de participación accionaria más adecuado para Petróleos Mexicanos; se defina una estrategia de comunicación para informar a la opinión pública acerca del tema; y se suscriba un convenio de alianza industrial con Repsol.
- Opinar favorablemente para la aprobación del Consejo de Administración de los Lineamientos para la Aprobación de las Transacciones Estratégicas en Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Participadas.
- Opinar favorablemente que se incluya en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios un objetivo estratégico transversal de apoyo a sus otros objetivos, relativo a temas internacionales.
- Expresar opinión favorable para la aprobación de la suscripción con Repsol YPF S.A. de un convenio de alianza industrial.
- Analizar el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios 2013-2017 para su aprobación por parte del Consejo de Administración.
- Opinar a favor del Proyecto de Calidad de Combustibles Fase Diesel de la Refinería en Cadereyta.
- Manifiestar su aprobación sobre la Estrategia Integral para el Suministro de Gas Natural de Importación.

- Proponer la aprobación de los lineamientos para el uso de tecnologías eficientes en la producción de amoniaco en Pemex-Petroquímica.
- Proponer al Consejo de Administración una interpretación de los Lineamientos para la aprobación de los programas y proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la iniciativa de transporte de gas natural de Jáltipan a la Refinería de Salina Cruz.
- Proponer al Consejo de Administración la autorización para la adquisición anticipada de reactores ebullentes para el proyecto Ampliación de la Planta de Óxido de Etileno de Pemex-Petroquímica 2da etapa (280 mta a 360 mta)

COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS

- Opinar favorablemente el contrato para el arrendamiento sin opción a compra, de una plataforma de perforación marina tipo semisumergible de posicionamiento dinámica, para operar en aguas ultra profundas (10,000 pies) con capacidad de perforación mínima de 25,000 pies y terminación submarina, incluyendo su mantenimiento integral, para operar en aguas mexicanas del Golfo de México.
- Opinar favorablemente el contrato para la instalación de estructuras, rehabilitaciones, interconexiones, obra electromecánica y montaje de equipos en instalaciones marinas de Pemex-Exploración y Producción en el Golfo de México, con apoyo del barco DP II y equipos diversos.
- Opinar favorablemente el contrato para ingeniería, procura, construcción, carga, amarre, transporte, instalación, pruebas y puesta en servicio, de la plataforma de compresión Litoral-A (CA-Litoral-A), que incluye puentes y trípodes para quemador y puente de enlace con la Plataforma PB-Litoral-T, a instalarse en la Sonda de Campeche, en el Golfo de México.
- Opinar favorablemente los contratos de Ingeniería, Procura, Construcción, Carga, Amarre, Transporte, Instalación, Pruebas y Puesta en Servicio de las Plataformas de Compresión Baja y de Producción, CB-Litoral-A y PB-Litoral-A, incluye puentes y trípodes para quemador y puente de enlace con la plataforma PB-Litoral-A y la plataforma CA-Litoral-A, respectivamente, al instalarse en la Sonda de Campeche, en el Golfo de México,
- Opinar favorablemente los contratos de servicios integrales para la perforación, prueba y terminación de pozos en aguas profundas y ultraprofundas localizados en el Golfo de México.
- Opinar favorablemente el contrato de Servicio Integral de Compresión para Gas Amargo con capacidad de 200 millones de pies cúbicos diarios, instalado en una plataforma auto elevable (*Jack-up*), para interconectarse a instalaciones marinas del Activo de Producción Cantarell.
- Opinar favorablemente el contrato para el proyecto de calidad de combustibles de la

refinería de Cadereyta (DUBA).

- Opinar favorablemente los contratos para producción de hidrocarburos en las áreas de Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan y Pitepec, en Chicontepec.
- Opinar favorablemente el contrato de "Servicios Integrales de Exploración, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos en el Área Contractual Ébano".
- Opinar favorablemente el contrato de ingeniería, procura, construcción e instalación de ductos, instalación de infraestructura submarina, comisionamiento y arranque de pozos del campo Lakach.

Informar sobre el alcance de los términos y condiciones de los contratos, que no pueden modificarse sin el consentimiento del Consejo.

Opinar favorablemente el Contrato de Servicios de Transporte de Etano.

COMITÉ DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE

- Preparó, aprobó y envió un informe sobre protección ambiental y desarrollo sustentable a la administración en el que se incluyen recomendaciones sobre el tema. De este informe tomó conocimiento el Consejo de Administración.
- Emitió opinión favorable sobre el informe anual 2011, y envió sus observaciones al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Acordó solicitar a Pemex-Refinación informe sobre el derrame ocurrido en la Terminal marítima de Salina Cruz, por el hundimiento de la mono boya 3.
- Acordó enviar a la Administración una recomendación para que en el protocolo para dar de baja instalaciones industriales, su desmantelamiento y posterior enajenación, se incluya el costo de la remediación del medio ambiente que corresponda.
- Acordó, una vez recibida la información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, solicitar al CAED una auditoría y solicitar el diagnóstico de actividades de exploración y explotación en aguas profundas preparado por una empresa independiente, que compare las regulaciones de México con las de Brasil.
- Acordar la solicitud a la Administración de Petróleos Mexicanos de una explicación sobre la responsabilidad de derrames y daños al medio ambiente contenida en los contratos para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos de la Región Sur.

COMITÉ DE AUDITORÍA Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

- Emitir opinión favorable para que el Consejo de Administración aprobara el Informe Anual 2011 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Opinar sobre el dictamen de los auditores externos a los estados financieros consolidados de

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al 31 de diciembre de 2011, preparados bajo Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (NEIFGSP); así como a los estados financieros elaborados conforme a Normas de Información Financiera (NIF).

- Emitir su opinión favorable respecto a que el Director General de Petróleos Mexicanos se sujete a las previsiones presupuestales máximas acordadas para las negociaciones del Contrato Colectivo de Trabajo respecto a la revisión de los salarios en efectivo por cuota diaria y las cuotas establecidas en el contrato vigente y en los acuerdos y anexos correspondientes para el periodo 2012-2013.
- Presentar el "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 2011".
- Se iniciaron los trabajos para analizar las propuestas de regulación de empresas filiales.
- Opinar sobre el cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos, y la cuantificación y evaluación de las mismas, al 1 de enero de 2012.
- Manifiestar su aprobación respecto a los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, por el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de agosto de 2012, elaborados bajo Normas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal.
- Emitir opinión favorable para la aprobación a la política financiera y contable para la transferencia a Petróleos Mexicanos de los resultados obtenidos por los organismos subsidiarios, después de haber sido dictaminados por los auditores externos y aprobados.

COMITÉ DE TRANSPARENCIA Y RENDICIÓN DE CUENTAS

- Emitir opinión favorable para que el Consejo de Administración aprobara el Informe Anual 2011 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Presentar el Dictamen Anual sobre la Transparencia y Rendición de Cuentas de Petróleos Mexicanos 2012.
- Recomendar que se presente periódicamente un informe sobre contratos integrales.
- Emitir su opinión sobre los informes elaborados en 2011 a los que se refiere la Ley de Petróleos Mexicanos.

COMITÉ DE DESARROLLO E INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA

- Manifiestar su aprobación sobre el Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027 y su incorporación al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

COMITÉ DE REMUNERACIONES

- Analizó y opinó el tabulador de mandos superiores de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios
- Analizó y emitió los lineamientos para el otorgamiento de la compensación variable

SESIONES CELEBRADAS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

De conformidad al artículo 16 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en 2012 se llevaron a cabo seis sesiones ordinarias y nueve extraordinarias del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, según se describen a continuación.

SESIONES DE CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN CELEBRADAS EN 2012

No.	ORDINARIAS/EXTRAORDINARIA	FECHA
837	Extraordinaria	6 de enero
838	Ordinaria	24 de febrero
839	Extraordinaria	24 de febrero
840	Extraordinaria	9 de marzo
841	Extraordinaria	28 de marzo
842	Ordinaria	3 de mayo
843	Extraordinaria	30 de mayo
844	Ordinaria	26 de junio
845	Extraordinaria	12 de julio
846	Extraordinaria	30-31 de julio
847	Extraordinaria	8 de agosto
848	Ordinaria	31 de agosto
849	Ordinaria	29 de octubre
850	Ordinaria	20 de noviembre
851	Extraordinaria	20 de noviembre

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección General.

En cada sesión ordinaria, el Director General presentó un informe de los aspectos relevantes de la empresa, de acuerdo al artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos. Al 20 de noviembre de 2012, el Consejo de Administración adoptó un total de 140 acuerdos que están publicados en la página Internet de la empresa.

VOTOS RAZONADOS

Durante 2012, en las sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos se presentaron cinco votos razonados por parte de Consejeros Profesionales, uno sobre la aprobación de los Lineamientos para la Aprobación de Transacciones Estratégicas en Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y empresas participadas; el segundo sobre la aprobación del orden del día de la sesión 849 ordinaria, en relación con la integración de la cadena productiva sal-cloro/sosa-etileno-MCV en asociación con Mexichem; el tercero sobre los ajustes al Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo 2013; y el cuarto y quinto sobre

los contratos (i) del sistema integral de compresión para gas amargo, (ii) para el servicio de transporte de etano y (iii) para el proyecto de calidad de combustibles de la refinería de Cadereyta (DUBA). Los votos razonados pueden consultarse en el portal de Internet de Petróleos Mexicanos.

Por otra parte, de conformidad con el artículo 18 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General de Petróleos Mexicanos preside los Consejos de Administración de los Organismos Subsidiarios.

En 2012, se llevaron a cabo las sesiones de Consejo de Administración de los organismos subsidiarios que se relacionan a continuación:

ORGANISMO SUBSIDIARIO	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRAORDINARIAS	NÚMERO DE ACUERDOS ADOPTADOS
Pemex-Exploración y Producción (PEP)	4	7	96
Pemex-Refinación (PR)	4	5	84
Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB)	4	4	71
Pemex-Petroquímica (PPQ)	4	4	63

5.5 SERVICIOS DE SALUD

Durante 2012 los programas y proyectos de prevención médica continuaron impactando positivamente la salud de la población derechohabiente entre los que destaca la esperanza de vida, que es 4.7 años mayor que el promedio de población mexicana, la aplicación de un esquema ampliado de vacunación que ha permitido evitar enfermedades prevenibles por vacunación en menores de un año; de manera predictiva con el tamiz neonatal metabólico ampliado a 76 enfermedades y el tamiz neonatal auditivo se logró de manera oportuna el tratamiento, control y seguimiento de 100% de los casos positivos por enfermedades metabólicas, así como problemas de hipoacusia y sordera evitando así la discapacidad permanente.

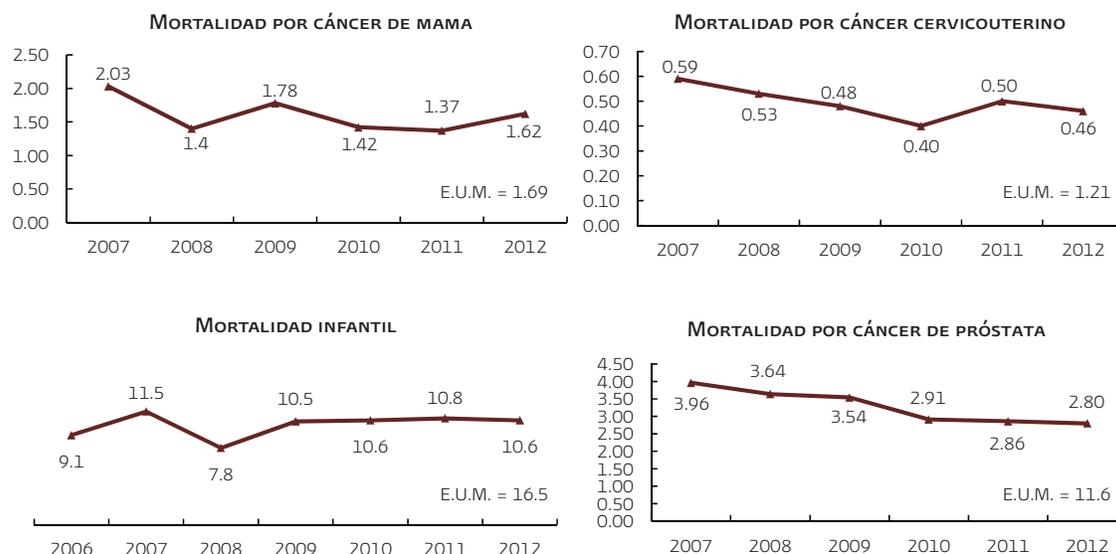
ESPERANZA DE VIDA, MORTALIDAD INFANTIL Y MORTALIDAD MATERNA, 2012

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	9.9
Tasa de mortalidad materna (por 100,000 nacidos vivos)	62.8	42.2	0

Indicadores y metas calculados anualmente.

Fuente Nacional: Salud México 2001-2005, INEGI y Petróleos Mexicanos, Subdirección de Servicios de Salud.

Otro logro significativo es tener las tasas más bajas de mortalidad infantil en este periodo, por cáncer cérvico-uterino, de mama y próstata en comparación con el promedio nacional:



E.U.M. Estados Unidos Mexicanos

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Un logro muy importante fue el de cero muertes maternas:



Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Respecto a las enfermedades prevenibles por vacunación, se aplicaron 474,210 dosis de vacunas, con un promedio de cobertura de vacunación del 98%, lo que permitió evitar muertes debidas a este rubro.

Se realizaron 5,250 Tamices Neonatales Metabólicos, que permitieron detectar oportunamente e iniciar tratamiento temprano a 44 casos positivos, a los que se les evitó el desarrollo de enfermedad y discapacidad permanente, además se realizaron 4,631 tamices neonatales auditivos a igual número de recién nacidos, detectándose 16 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 196,091 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.

Gracias a la vigilancia epidemiológica de las enfermedades crónico degenerativas se realizaron 898,223 tamizajes para la detección oportuna de cáncer de mama, cérvico uterino y de próstata, diabetes e hipertensión arterial principales factores de riesgo para la mortalidad de la población derechohabiente, que permitieron la canalización oportuna de 6,166 casos detectados para su tratamiento, contención de la carga de la enfermedad y control de las complicaciones.

En lo correspondiente a "Promoción de la Salud", durante 2012 se realizaron actividades promocionales 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 impartieron 25,105 pláticas, se distribuyeron 295,165 mensajes a través de medios impresos y se capacitaron a 49,555 personas sobre diabetes mellitus y enfermedad cardiovascular.

El programa “Atención Integral al paciente con Sobrepeso y Obesidad” tiene como registro base el sistema Informático del expediente electrónico de los servicios de salud.

Otras actividades de “Promoción de la Salud” consistieron en la publicación de 94 mensajes de salud con enfoque preventivo; los cuales se difunden tanto por medios electrónicos, a través del sistema de Pemex-Infoma con una cobertura de 70,000 lectores potenciales, como en las páginas los sitios Web de los servicios de salud como de comunicación social de Petróleos Mexicanos.

“Salud Integral en los Trabajadores”, es una estrategia que, entre otras, promueve los estilos de vida saludable en los trabajadores para reducir la problemática del sobrepeso, obesidad y padecimientos concomitantes como diabetes mellitus, hipertensión arterial, enfermedad cardiovascular y otros daños al organismo; en la que participaron 9,914 trabajadores.

En las 45 unidades médicas reconocidas como “Edificios Libres de Humo de Tabaco” se continúa con la vigilancia y supervisión del programa.

Con base en la información de las unidades médicas del programa de control de fauna nociva y transmisora, se fumigaron 589,528 locales con la finalidad de eliminar los insectos transmisores de enfermedades. Como parte del programa se desinsectizaron 343,318 locales, se desinfectaron 58,910 y se realizaron 187,300 de otras actividades de control y eliminación de plagas.

Se realizaron cinco campañas de salud, “La Semana Nacional de Promoción de la Salud en la Adolescencia”, “Tercera Semana Nacional de Salud”; “Segunda Semana Nacional de Salud Bucal”, “La Semana Nacional de lucha contra la Diabetes” y la “Semana Nacional del Adulto Mayor”. Las actividades consistieron en información a través de pláticas y asesorías personalizadas, conferencias, socio dramas, talleres con diferentes temas de interés y con enfoque preventivo. Se instalaron módulos de información, se realizaron estudios de detección temprana de cáncer cérvico-uterino, mamario, próstata y cáncer dental. Detección a través del registro de presión arterial, glucosa, colesterol, triglicéridos y hemoglobina glucosilada. En la “Semana Nacional de Salud y del Adulto Mayor” además de las acciones ya mencionadas, se aplicaron vacunas, en la primera se aplicaron a la población infantil predominantemente menor de cinco años y en la segunda a la población adulta mayor (influenza, anti-tetánica, anti-neumocócica y otras). Las actividades descritas de las cinco campañas de salud se realizaron en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos.

Se capacitó a trabajadores provenientes de diferentes centros de trabajo y entidades federativas respecto a estilos de vida saludable en materia de orientación nutricional, de activación física y de salud mental, como parte del curso de “Desarrollo de Habilidades Personales y Liderazgo” se conformaron 103 grupos con un total de 1,378 trabajadores capacitados, por personal profesional de la unidad de promoción de la salud en el área metropolitana.

Se realizaron cinco cursos a nivel nacional dirigidos a personal médico, de nutrición y de activación física, con respecto a estilos de vida saludable, con base en el procedimiento del laboratorio de salud, con la capacitación de 141 profesionistas.

En relación al Programa de Control de Fauna Nociva, se realizaron tres cursos de capacitación con sedes en el Hospital Regional de Poza Rica, Hospital Regional de Minatitlán y en el Hospital Central Norte de la ciudad de México se capacitó al personal operativo sindicalizado, así como al personal médico de las unidades involucradas, con 97 trabajadores capacitados.

SERVICIOS MÉDICOS

La productividad asistencial en el ejercicio 2012 se muestra en el cuadro siguiente:

SERVICIOS MÉDICOS OTORGADOS		
SERVICIOS	2011	2012
Consultas	4,446,637	4,673,089
Intervenciones quirúrgicas	35,211	35,748
Egresos hospitalarios	78,964	79,439
Estudios de anatomía patológica	55,630	55,850
Estudios de laboratorio	4,222,635	4,460,193
Estudios de imagenología	531,256	498,446
Partos	1,236	1,163
Cesáreas	3,036	2,989

Fuente: Dirección Corporativa de Administración, SIAH.

Los resultados asistenciales en 2012 muestran un incremento de 2.6% en promedio de actividades asistenciales en comparación con el año previo. Tal es el caso de las consultas otorgadas, egresos, intervenciones quirúrgicas, estudios de laboratorio y anatomía patológica, no así los estudios de imagenología, los partos y las cesáreas que disminuyeron.

Con relación al porcentaje de satisfacción del cliente, producto de las encuestas realizadas, se alcanzó un porcentaje de satisfacción del 92%, arriba de la meta anual establecida y por encima del estándar Institucional de igual o mayor a 90%. Entre los factores que influyen para este resultado, se encuentran principalmente el surtimiento de medicamentos.

ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

En la sexta adecuación el presupuesto anual en flujo de efectivo sumó 12,315 millones de pesos en su totalidad: 6,819 millones de pesos en servicios personales, 4,912 millones para adquisición de bienes y contratación de servicios y 584 millones en inversión.

Con el techo presupuestal asignado se instrumentaron mecanismos 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.

El gasto en flujo de efectivo registrado durante el año fue de 12,442 millones de pesos en operación e inversión: 7,092 millones en servicios personales, 2,972 millones de pesos en materiales y suministros, 1,792 millones en servicios generales y 586 millones en inversión.

Algunos conceptos representativos del gasto se muestran a continuación:

GASTO EN SERVICIOS DE SALUD			
(millones de pesos)			
CONCEPTO	2011	2012	VARIACIÓN ABSOLUTA
Materiales y suministros	3,190	2,972	-218
Medicamentos	1,945	1,487	-458
Medicina subrogada	603	771	168
Otros insumos	642	714	72
Servicios generales	1,416	1,792	376
Gastos médicos pagados a terceros	875	1,132	257
Otros	541	660	119
Servicios personales	6,519	7,092	573
Operación	11,125	11,856	731
Inversión	460	586	126
Operación + inversión	11,585	12,442	857

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

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El gasto realizado en 2012 fue 857 millones de pesos superior respecto al año anterior, a lo que contribuyeron: 67% el pago de servicios personales, 15% el fortalecimiento de la infraestructura, en cuanto a la construcción de nuevas unidades médicas de primer nivel y el equipamiento de las mismas y 18% a la integración de programas médicos relacionados con la prevención y atención de las adicciones de los trabajadores, así como diabetes mellitus, entre otros.

Durante 2012 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 65,385 pesos anuales, en línea con el monto autorizado al inicio del año. Los ingresos resultantes de la aplicación de esta cuota por trabajador se ajustan al cierre del ejercicio, a fin de obtener el punto de equilibrio donde los costos totales se igualan a los ingresos por cuota plana; con cifras al 28 de diciembre de 2012. El resultado de esta operación es la nueva cuota de cierre de 66,580 pesos anuales por trabajador, que se presentan en la tabla.

La facturación de servicios médicos por cuota plana aumentó 19.3% respecto al ejercicio anterior.

FACTURACIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS

CONCEPTO	2011	2012	VARIACIÓN ABSOLUTA	VARIACIÓN %
Ingresos de la Subdirección de Servicios de Salud por cuota plana (millones de pesos)	15,535	18,532	2,997	19.3
Promedio de trabajadores – mensual (activos, jubilados y post-mortem)	271,168	278,338	7,170	2.6
Cuota plana anual de cierre (pesos)	57,288	66,580	9,292	16.2
Cuota plana de cierre mensual (pesos)	4,774	5,548	774	16.2

Fuente: Información de ingresos del Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO) del Cierre Contable Anual 2011-2012; 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 más los ingresos por servicios a no derechohabientes y a trabajadores de PMI Comercio Internacional, donde se obtuvo un incremento de 19.3% y por otra parte, los costos de operación aumentaron en 20.1% con respecto al año anterior. El resultado del ejercicio arroja una pérdida de operación de 127 millones de pesos, que corresponde a los registros contables posteriores al 28 de diciembre de 2012, fecha en que se efectuó el Punto de Equilibrio.

**INGRESOS TOTALES Y COSTOS DE OPERACIÓN
DE LA SUBDIRECCIÓN DE SERVICIOS DE SALUD**
(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012	VARIACIÓN ABSOLUTA	VARIACIÓN %
Ingresos Totales	15,549	18,548	2,999	19.3
Costos de Operación	15,549	18,675	3,126	20.1
Pérdida de Operación de la SSS	0	127	127	-
Gastos de Operación	11,285	12,321	1,036	9.2
Pasivo Laboral	4,029	6,076	2,047	50.8
Compras y Servicios inter-organismos e inter-compañías	24	32	8	33.3
Depreciación	211	246	35	16.6

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.

5.6 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 2012 de 2,425.9 millones de pesos, distribuidos en 879.6 millones para donativos (dinero) y 1,546.3 millones de pesos para donaciones (especie), consistentes en 1,002.3 millones de pesos para asfalto AC-20 y 544.0 millones de pesos para 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 2011 y 2012, se autorizaron los siguientes recursos económicos:

DONATIVOS Y DONACIONES AUTORIZADOS (pesos)

BENEFICIARIOS	2011	%	2012	%	VARIACIÓN %
Gobiernos de los Estados	1,110,338,393	67.5	1,437,907,525	72.7	29.5
Gobiernos Municipales	491,071,245	29.8	499,986,099	25.3	1.8
Organizaciones de la Sociedad Civil	44,881,077	2.7	40,215,747	2.0	-10.4
Total	1,646,290,715	100.0	1,978,109,371	100.0	20.2

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En 2011 se registraron 1,435 peticiones, 28.5% más que en 2012 de las cuales se seleccionaron 293 solicitudes para su atención (20.4% del total) en las que se ejerció un presupuesto de 1,646.3 millones de pesos.

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA (miles de pesos)

ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2011	2012	%	2011	2012	%	2011	2012	%
Mayor	519,778.3	368,800.0	-29.0	598,569.3	908,749.5	51.8	1,118,347.6	1,277,549.5	14.2
Mediana	140,067.5	73,352.9	-47.6	238,295.7	477,557.4	100.4	378,363.2	550,910.3	45.6
Resto del país	19,500.0	7,847.0	-59.8	130,079.7	141,802.3	9.0	149,579.7	149,649.4	0.0
Total	679,345.8	450,000.0	-33.8	966,944.8	1,528,109.3	58.0	1,646,290.7	1,978,109.3	20.2

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En 2012 se recibieron 1,026 solicitudes de donativos y donaciones promovidas por estados, municipios y organizaciones de la sociedad civil; de las cuales se seleccionaron 319 solicitudes, mismas que representaron una erogación de 1,978.1 millones de pesos. La distribución de los recursos por beneficiario, así como las obras y proyectos principales realizados, se presentan a continuación.

A las entidades federativas prioritarias para la operación de Petróleos Mexicanos, se destinaron 1,828.4 millones de pesos que representan 92.4% del total de recursos asignados.

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES CON
MAYOR ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(miles de pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2011	2012	%	2011	2012	%	2011	2012	%
Campeche	96,000.0	106,000.0	10.4	175,155.7	218,379.2	24.7	271,155.7	324,379.2	19.6
Chiapas	27,000.0	9,000.0	-66.7	61,491.9	81,885.0	33.2	88,491.9	90,885.0	2.7
Tabasco	194,533.4	114,500.0	-41.1	111,149.6	228,634.7	105.7	305,683.0	343,134.7	12.3
Tamaulipas	53,150.0	53,400.0	0.5	112,089.3	178,991.6	59.7	165,239.3	232,391.6	40.6
Veracruz	149,094.9	85,900.0	-42.4	138,682.7	200,858.7	44.8	287,777.6	286,758.7	-0.4
Subtotal	519,778.3	368,800.0	-29.0	598,569.3	908,749.5	51.8	1,118,347.6	1,277,549.5	14.2

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES CON
MEDIANA ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(miles de pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2011	2012	%	2011	2012	%	2011	2012	%
Coahuila	-	-	0.0	5,340.5	26,493.6	396.1	5,340.5	26,493.6	396.1
Guanajuato	14,000.0	8,000.0	-42.9	42,522.4	78,239.7	84.0	56,522.4	86,239.7	52.6
Hidalgo	15,234.2	16,000.0	5.0	68,166.9	115,023.8	68.7	83,401.2	131,023.8	57.1
Nuevo León	34,300.0	23,352.9	-31.9	43,105.5	114,752.6	166.2	77,405.5	138,105.5	78.4
Oaxaca	43,033.3	26,000.0	-39.6	65,467.6	107,876.2	64.8	108,500.9	133,876.2	23.4
Puebla	33,500.0	-	0.0	13,692.6	35,171.2	156.9	47,192.6	35,171.2	-25.5
Subtotal	140,067.5	73,352.9	-47.6	238,295.7	477,557.4	100.4	378,363.2	550,910.3	45.6

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES DEL RESTO DEL PAÍS
(pesos) (CONTINÚA)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2011	2012	%	2011	2012	%	2011	2012	%
Aguascalientes	-	-	-	11,730.6	4,831.8	-58.8	11,730.6	4,831.8	-58.8
Baja California	-	-	-	5,204.7	4,169.3	-19.9	5,204.6	4,169.3	-19.9
Baja California Sur	-	-	-	6,627.9	16,622.3	150.8	6,627.9	16,622.3	150.8
Chihuahua	2,500.0	-	-100.0	12,276.7	16,524.2	34.6	14,776.7	16,524.2	11.8
Colima	-	-	-	6,324.8	10,548.7	66.8	6,324.8	10,548.7	66.8
Distrito Federal	8,000.0	5,847.1	-26.9	124.6	1,899.8	1,424.2	8,124.6	7,746.9	-4.6
Durango	-	-	-	8,195.3	2,613.1	-68.1	8,195.3	2,613.148	-68.1
Guerrero	-	-	-	12,515.2	19,025.8	52.0	12,515.2	19,025.8	52.0
Jalisco	-	-	-	7,248.5	-	-100.0	7,248.5	-	-100.0
México	-	-	-	771.5	228.3	-70.4	771.5	228.3	-70.4
Michoacán	-	-	-	-	7,138.1	-	-	7,138.1	-

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES DEL RESTO DEL PAÍS
(pesos) (CONCLUYE)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2011	2012	%	2011	2012	%	2011	2012	%
Morelos	-	-	-	6,968.1	8,914.7	27.9	6,968.1	8,914.7	27.9
Nayarit	-	-	-	-	-	0.0	-	-	0.0
Querétaro	-	-	-	8,466.7	13,801.7	63.0	8,466.7	13,801.7	63.0
Quintana Roo	-	-	-	867.6	-	-100.0	867.6	-	-100.0
San Luis Potosí	-	-	-	5,749.9	3,905.2	-32.1	5,749.9	3,905.2	-32.1
Sinaloa	6,000.0	2,000.0	-66.7	11,084.4	7,834.5	-29.3	17,084.4	9,834.5	-42.4
Sonora	-	-	-	7,781.1	4,578.3	-41.2	7,781.1	4,578.3	-41.2
Tlaxcala	3,000.0	-	-100.0	13,023.7	9,410.5	-27.7	16,023.7	9,410.5	-41.3
Yucatán	-	-	-	1,937.9	4,569.5	135.8	1,937.9	4,569.5	135.8
Zacatecas	-	-	-	3,180.0	5,185.6	63.1	3,180.0	5,185.6	63.1
Subtotal	19,500.0	7,847.0	-59.8	130,079.7	141,802.3	9.0	149,579.7	149,649.4	0.0

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 2012, fueron los siguientes:

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS REALIZADOS CON DONATIVOS Y DONACIONES 2012

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO
TOTAL		891,424,313	
Campeche	Gobierno del Estado	76,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar obras de infraestructura hidráulica, vial y proyectos productivos en el Municipio de Carmen.
Campeche	Gobierno del Estado	218,379,292	Donación de 7,700 toneladas de asfalto AC-20 (80,019,341 pesos); 6,800,000 litros de gasolina magna (62,122,338 pesos); y 8,000,000 litros de diesel (76,237,613 pesos), para apoyar las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades de la entidad y de sus municipios, y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de dependencias estatales y municipales.
Tabasco	Gobierno del Estado	106,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la realización de proyectos de desarrollo social sustentable, 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.
Tabasco	Gobierno del Estado	228,634,789	Donación de 13,000 toneladas de asfalto AC-20 (129,341,216 pesos); 6,914,000 litros de gasolina magna (64,889,837 pesos); y 3,518,000 litros de diesel (34,403,736 pesos), para apoyar las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades en municipios de la entidad, y con los combustibles, apoyar la operación del parque vehicular y maquinaria de las dependencias estatales, de los sectores productivo y social y municipios de la entidad.

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO (CONTINUA)
Veracruz	Gobierno del Estado	70,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la realización de proyectos productivos, construcción, mantenimiento, ampliación, protección ambiental, rehabilitación de obras de infraestructura urbana, hidráulica, sanitaria, equipamiento urbano, protección civil y de desarrollo social.
Veracruz	Gobierno del Estado	77,156,597	Donación de 5,500 toneladas de asfalto AC-20 (53,294,927 pesos); 1,100,000 litros de gasolina magna (10,323,810 pesos); 1,000,000 litros de diesel (9,779,345 pesos); y 300,000 litros de turbosina (3,758,515 pesos), para apoyar con el asfalto, las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades en municipios de la entidad; y con los combustibles, la operación del parque vehicular de las dependencias estatales y municipales, así como la operación de las aeronaves que son destinadas para la atención de emergencias.
Tamaulipas	Municipio de Cd. Madero	10,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la construcción de la 2ª. Etapa del Parque Bicentenario.
Tamaulipas	Municipio de Altamira	6,620,582	Donación de 500 toneladas de asfalto AC-20 (4,803,977 pesos); 100,000 litros de gasolina magna (888,599 pesos); y 100,000 litros de diesel (928,006 pesos), para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de diversas vialidades en el Municipio y con los combustibles la operación del parque vehicular de la administración municipal.
Tamaulipas	Municipio de Reynosa	7,500,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la "Construcción de cinco puentes vehiculares sobre el Canal Rodhe".
Veracruz	Municipio de Cosoleacaque	5,589,953	Donación de 440 toneladas de asfalto AC-20 (4,227,499 pesos); 75,000 litros de gasolina magna (666,450 pesos); y 75,000 litros de diesel (696,004 pesos), para apoyar con el asfalto, el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Veracruz	Municipio de Minatitlán	6,761,456	Donación de 500 toneladas de asfalto AC-20 (4,844,993 pesos); 100,000 litros de gasolina magna (938,528 pesos); y 100,000 litros de diesel (977,935 pesos), para apoyar con el asfalto, el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Veracruz	Municipio de Papantla	8,118,055	Donación de 640 toneladas de asfalto AC-20 (6,201,592 pesos); 100,000 litros de gasolina magna (938,528 pesos); y 100,000 litros de diesel (977,935 pesos), para apoyar con el asfalto, el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Coahuila	Municipio de Sabinas	5,658,920	Donación de 480 toneladas de asfalto AC-20 (4,912,306 pesos); 40,000 litros de gasolina magna (365,426 pesos); y 40,000 litros de diesel (381,188 pesos), para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades en el Municipio; y con los combustibles la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Guanajuato	Municipio de Salamanca	6,618,390	Donación de 500 toneladas de asfalto AC-20 (4,841,191 pesos) y 200,000 litros de gasolina magna (1,777,199 pesos); para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación, y/o construcción de diversas vialidades del Municipio y con los combustibles la operación del parque vehicular de la administración municipal.

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO (CONCLUYE)
Hidalgo	Municipio de Tula de Allende	7,377,662	Donación de 600 toneladas de asfalto AC-20 (5,857,806 pesos); 80,000 litros de gasolina magna (744,166 pesos); y 80,000 litros de diesel (775,690 pesos), para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de los accesos, carreteras y avenidas del Municipio y con los combustibles la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Nuevo León	Municipio de Cadereyta Jiménez	7,852,919	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la "Pavimentación de interconexión del Circuito Vial Bicentenario y Libramiento Oriente Prolongación Morelos, en la cabecera municipal".
Oaxaca	Municipio de Salina Cruz	12,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la "Ampliación de la red de drenaje y alcantarillado para su conexión al cárcamo de rebombeo existente en el interior de la Colonia Petrolera y Pavimentación y drenaje sanitario y pluvial, Av. Camino Viejo, en Salina Cruz, Oaxaca 1ª etapa.
Puebla	Municipio de Puebla	8,155,698	Donación de 700 toneladas de asfalto AC-20 (6,803,096 pesos); 100,000 litros de gasolina magna (888,599 pesos); y 50,000 litros de diesel (464,003 pesos), para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de la infraestructura caminera y vial del Municipio; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Chiapas	Natura y Ecosistemas Mexicanos, A. C.	9,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la ejecución del Proyecto de Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta, Cuarta Fase.
Tabasco	Espacios Naturales y Desarrollo Sustentable A. C.	8,500,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la ejecución de los proyectos de "Educación Ambiental y Operación de la Casa del Agua en los Pantanos de Centla" y de "Educación Ambiental y Restauración Forestal en Áreas Naturales Protegidas del Golfo de México. Subregión Planicie Costera".
Veracruz	Fondo para la Comunicación y la Educación Ambiental, A.C.	5,500,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la protección y remediación del ambiente de los parques Jaguarundi, Tuzandepetl y Texistepec mediante campañas de educación ambiental y cultural, exploración arqueológica y estudios de percepción de bienes y servicios de la biodiversidad.

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 donativo y 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 los que se asientan las instalaciones de la empresa y a facilitar su operación.

5.7 TRANSPARENCIA, RENDICIÓN DE CUENTAS Y MEJORA DE LA GESTIÓN

LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL (LFTAIPG)

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios recibieron 3,879 solicitudes de información formuladas al amparo de la LFTAIPG, que representa 7.2% de disminución en el número de solicitudes respecto a 2011, en el que fueron 3,907. Al 31 de diciembre de 2012, se dio respuesta a 3,727 solicitudes, que incluyen algunas recibidas en 2011 y atendidas en 2012, quedando al cierre del año 247 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, 2012

ENTIDAD	TOTAL RECIBIDAS	TOTAL ATENDIDAS*	EN PROCESO	VARIACIÓN** (%)
Total	3,879	3,727	247	96.08
Petróleos Mexicanos	1,692	1,512	180	89.36
Pemex-Exploración y Producción	1,083	1,152	26	106.37
Pemex-Refinación	557	528	29	94.79
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	325	316	9	97.23
Pemex-Petroquímica	222	219	3	98.65

*Atendidas: incluye las recibidas en 2012 y las que se encontraban en proceso de 2011 al inicio de 2012.

**Por ciento Atendidas/Recibidas.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, actualizaron la información contenida en las 17 fracciones registradas en el Portal de Obligaciones de Transparencia, según lo indica el Artículo 7 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

Por lo que corresponde a las fracciones: I. Estructura Orgánica, II. Facultades, III. Directorio de los Servidores Públicos, se encuentran sujetas a cambios por los procesos de reestructura de Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Durante 2012 se formularon 859,105 consultas al Portal de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos (Corporativo), y de cada uno de sus organismos subsidiarios en su conjunto lo cual representó un incremento de 21.9% respecto a 2011, en el que se registraron 704,486 consultas.

CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

ENTIDAD	2011	2012	VARIACIÓN%
Total	704,486	859,105	21.9
Petróleos Mexicanos	361,876	400,476	10.7
Pemex-Exploración y Producción	127,684	158,764	24.3
Pemex-Refinación	115,411	164,685	42.7
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	56,104	73,741	31.4
Pemex-Petroquímica	43,411	61,439	41.5

EXPEDIENTES RESERVADOS AL CIERRE DE 2012


Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

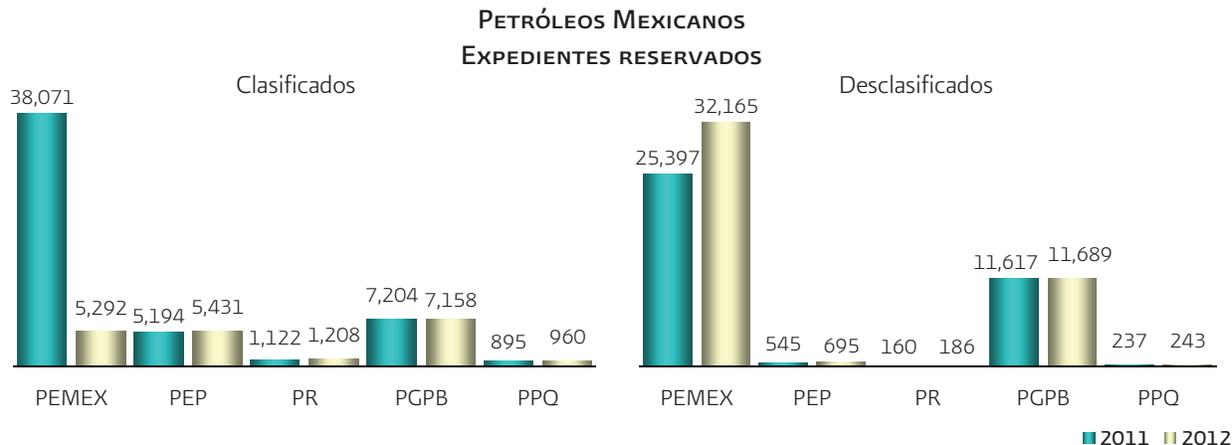
ÍNDICE DE EXPEDIENTES RESERVADOS.

Con relación al Índice de Expedientes Reservados, se actualizó la información correspondiente al segundo semestre de 2011 y al primer semestre de 2012 en enero y julio. Al cierre de 2012 se cuenta con 20,049 expedientes clasificados (Corporativo y organismos subsidiarios), y 44,978 expedientes desclasificados (acumulados).

EXPEDIENTES RESERVADOS 2012

ENTIDAD	CLASIFICADOS	DESCLASIFICADOS
Total	20,049	44,978
Petróleos Mexicanos	5,292	32,165
Pemex-Exploración y Producción	5,431	695
Pemex-Refinación	1,208	186
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	7,158	11,689
Pemex-Petroquímica	960	243

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.



Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

SISTEMA PERSONA

Durante 2012, la Industria Petrolera dio cumplimiento a lo establecido por la LFTAIPG, con respecto a las actualizaciones semestrales que se realizan durante los meses de marzo y septiembre de 2012 al Sistema Persona, el cual contiene el listado de Sistemas de Datos Personales que la Industria Petrolera administra. En el periodo que nos ocupa se redujo de 20 a 16 los sistemas de datos personales.

SISTEMA PERSONA 2012	
ENTIDAD	NÚMERO DE SISTEMAS
Total	16
Petróleos Mexicanos	13
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 se cumplió en tiempo y forma con el envío del reporte sobre resultados de la aplicación de la Ley, en los meses de enero y julio de 2012; dicho reporte es solicitado por el Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos a los Comités de Información para informar al H. Congreso de la Unión, como se encuentra establecido en el artículo 39 de la Ley para el Instituto.

COMITÉ DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Las actividades de los Comités de Información fueron las siguientes:

ACTIVIDADES DE LOS COMITÉS DE INFORMACIÓN, 2012

	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRA-ORDINARIAS	ASUNTOS ATENDIDOS	RESOLUCIONES EMITIDAS *	RECURSOS DE REVISIÓN ATENDIDOS
TOTAL	79	16	1,130	592	143
Petróleos Mexicanos	47	-	608	284	62
Pemex-Exploración y Producción	**	**	138	94	35
Pemex-Refinación	***	-	214	131	28
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	21	10	101	77	14
Pemex-Petroquímica	11	6	69	6	4

(*) Resoluciones sobre inexistencias, reserva y confidencialidad.

(**) El Comité de Información de Pemex-Exploración y Producción sesiona de manera PERMANENTE.

(***) El Comité de Información de Pemex-Refinación sesiona de manera PERMANENTE y realiza una reunión mensual de seguimiento.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

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 151,019 Expedientes en Archivo de Trámite.
- En febrero 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 2012, induciendo a un total de 301 servidores públicos, los cuales forman parte de la Red de Enlaces y Responsables de Archivo de Trámite.
- Se concluyó cotejo físico y electrónico relativo a 54 procedimientos de transferencias primarias hacia el Archivo de Concentración de Petróleos Mexicanos, que integra 9,180 expedientes, cuya vigencia operativa en el archivo de trámite ha concluido, 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)

Durante 2012 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, las empresas filiales (PMI Comercio Internacional; III Servicios y Compañía Mexicana de Exploraciones), así como el Instituto Mexicano del Petróleo realizaron acciones, de manera coordinada, para la atención de los siguientes temas: blindaje electoral, transparencia focalizada, participación ciudadana,

mejora de sitios Web, seguimiento a líneas de acción de programas sectoriales y lineamientos de integridad y ética.

- **BLINDAJE ELECTORAL.** Se cumplió con lo dispuesto en materia de Blindaje Electoral y se obtuvieron los siguientes resultados a nivel Industria:

Se llevaron a cabo acciones para verificar la existencia de controles internos referentes a la administración de recursos humanos, materiales, financieros y campañas de publicidad.

Se difundieron entre el personal las disposiciones vigentes en materia electoral, mediante circulares en la que se informó sobre los delitos electorales; asimismo se colocaron más de siete mil carteles en los centros de trabajo, así como 125 buzones para quejas y denuncias.

Se capacitó a 32,542 personas, mediante el curso electrónico habilitado por la Fiscalía Especializada para la Atención de Delitos Electorales (FEPADE).

- **TRANSPARENCIA FOCALIZADA.** Se publicaron en cada sitio Web institucional, los contenidos de los apartados relativos a transparencia focalizada, normatividad en materia de transparencia; así como los criterios, acuerdos y resoluciones de los Comités de Información de Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, el Instituto Mexicano de Petróleo y empresas filiales.

Se llevó a cabo la homologación de la Sección Transparencia en los portales institucionales de la Industria Petrolera.

Se actualizaron, enriquecieron y mejoraron los contenidos y presentación de los siguientes temas focalizados: Donativos y donaciones; Franquicia – Pemex; Productos Petroquímicos, e Investigación y Posgrado en el IMP, que se publican en los portales institucionales de la Industria Petrolera.

Durante la denominada “veda electoral” se mantuvo la publicación, en los portales institucionales de Internet, de algunos contenidos, aquellos no previstos en lo dispuesto por el artículo 41 constitucional, tales como: Franquicia Pemex (Pemex-Refinación); Productos Petroquímicos (Pemex-Petroquímica); e Investigación y Posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo; así como la normatividad en materia de transparencia, y los criterios, acuerdos y resoluciones de los Comités de Información.

A partir del segundo semestre de 2012 se reintegró, para su difusión en los sitios Web institucionales, la información correspondiente a donativos y donaciones.

Para apoyar la difusión de la información socialmente útil o focalizada identificada por la Institución, destacan la colocación en los portales institucionales de Internet de Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y filiales, banners y anuncios que invitan a visitar el sitio de transparencia focalizada; invitación publicada también en la Gaceta del Instituto Mexicano del Petróleo, en la revista Octanaje de Pemex-Refinación y a través de correos electrónicos y de las redes sociales *Twitter* y *Facebook* de Petróleos Mexicanos.

Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios, el Instituto Mexicano del Petróleo y las empresas filiales: PMI, Comercio Internacional; III, Servicios y Compañía Mexicana de Exploraciones, publicaron en el apartado “Rendición de Cuentas” de sus respectivos sitios Web institucionales, su Informe de Rendición de Cuentas 2006-2012.

- **PARTICIPACIÓN CIUDADANA.** Durante todo el año continuaron operando los mecanismos de participación ciudadana establecidos en la Industria Petrolera, las Comisiones Sectoriales Macrofunciones de Adquisiciones, y de Obra Pública. Debido a que la Industria Petrolera cuenta con los referidos mecanismos de participación ciudadana -establecidos y en funcionamiento-, así como del Grupo de Participación Ciudadana, se acordó con la Secretaría de la Función Pública (SFP) la no aplicación del tema, conforme a lo dispuesto por dicha instancia para 2012.
- **MEJORA DE SITIOS WEB.** La Industria Petrolera continuó los esfuerzos para mantener los estándares logrados en materia de: Arquitectura de la Información, Imagen Institucional, Accesibilidad, Tecnología, Calidad en el Servicio, Calidad de Contenidos y Experiencia de Usuario (encuesta de satisfacción), que fueron evaluados por el Sistema de Internet de la Presidencia.
- **SEGUIMIENTO A LÍNEAS DE ACCIÓN DE PROGRAMAS SECTORIALES.** Se actualizó la información aportada por Pemex-Refinación, en materia de cumplimiento de las metas establecidas para el indicador “Porcentaje de cumplimiento de las acciones de vigilancia, supervisión y coordinación interinstitucional de combate al mercado ilícito de combustible”, y se elaboró informe consolidado en la materia, del periodo 2009 -2012.
- **LINEAMIENTOS DE INTEGRIDAD Y ÉTICA.** Para cumplir con los “Lineamientos generales para el establecimiento de acciones permanentes que aseguren la integridad y el comportamiento ético de los servidores públicos en el desempeño de sus empleos, cargos o comisiones”, se instalaron los comités de ética de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios; del Instituto Mexicano del Petróleo; de PMI Comercio Internacional; de III Servicios y de la Compañía Mexicana de Exploraciones, los cuales elaboraron y autorizaron sus respectivos planes anuales de trabajo, indicadores de evaluación y códigos de conducta actualizados.

ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL

Derivado de la implantación de un programa para la desincorporación de activos, y con objeto de dar continuidad a esta tarea, se informan los resultados en el ejercicio 2012.

PRESUPUESTO DE VENTAS VS VENTAS NETAS
INFORME DE RESULTADOS ENERO-DICIEMBRE 2012
(millones de pesos)

CONCEPTO/ORGANISMO	TOTAL	CORPORATIVO	PEMEX- EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	PEMEX- REFINACIÓN	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	PEMEX- PETROQUÍMICA
Bienes muebles						
Ingreso programado	297.52	14.42	117.12	96.29	16.51	53.18
Ingreso neto acumulado	188.67	8.71	77.46	72.41	16.13	13.96
% de avance	63.41	60.40	66.14	75.20	97.70	26.25
Bienes inmuebles						
Ingreso programado	36.50	1.10	6.90	0.00	28.50	0.00
Ingreso neto acumulado	239.83	2.63	4.70	0.00	232.50	0.00
% de avance	657.07	239.09	68.12	-	815.79	-
Total						
Ingreso programado	334.02	15.52	124.02	96.29	45.01	53.18
Ingreso neto acumulado	428.50	11.34	82.16	72.41	248.63	13.96
% de avance	128.29	73.07	66.25	75.20	552.39	26.25

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Al 31 de diciembre se obtuvo un avance de 63.4% en relación al monto programado en bienes muebles.

Los resultados se deben fundamentalmente a que en este periodo se enajenaron 46,303 toneladas de desechos, por un monto de 104 millones de pesos, así como 1,089 unidades vehiculares por un monto de 35.44 millones de pesos y la venta del buque-tanque Bacab y de una planta de absorción, por 45.6 millones de pesos.

La variación observada entre lo realizado y lo programado, se debe a que no estuvieron disponibles 3,973 toneladas de desechos, seis plantas y 420 unidades vehiculares ya que se declararon desiertas 21 licitaciones y se penalizaron siete, lo que representó no obtener ingreso estimado por 115.5 millones de pesos.

En relación a los bienes inmuebles el avance obtenido fue de 657%, la variación de los resultados esperados se debe principalmente a que en el Programa de Enajenación de Inmuebles 2012 de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios no se consideró la venta de los ramales de distribución de gas natural. Posteriormente se recibió por parte de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, la solicitud de iniciar el proceso de enajenación con base en el acuerdo número A/O11/2012 de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en el que establecen nuevas recomendaciones que se deberán incluir en el proceso de licitación.

El proyecto autorizado de enajenación de ramales de distribución consideró los siguientes ductos:

- Gasoducto Sector Salamanca-Huimilpan a Parque Industrial Querétaro 2000, Querétaro.

- Gasoducto Sector Madero - Lomas del Real a CFE Altamira, Tamaulipas.
- Gasoducto Sector Venta de Carpio - Jorobas a Apasco, Venta de Carpio a Minera Autlán y Santa Ana Viejo a Cruz Azul, Estados de México e Hidalgo.
- Gasoducto Sector Chihuahua - Centro del Sector a Complejo Industrial, Chihuahua.
- Gasoducto Sector Ciudad Juárez - Gloria a Dios a Terminal Juárez, Cd. Juárez, Chihuahua.

Estos ductos se licitaron durante 2012, enajenándose los gasoductos de los sectores Salamanca y Madero por un total de 232.5 millones de pesos, quedando desiertas las licitaciones de Venta de Carpio, Chihuahua y Cd. Juárez, estas dos últimas se reprogramaron para 2013.

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 2012

- **SERVICIOS PERSONALES.** El monto de ahorro en el rubro de servicios personales para 2012, aplicando la reducción de 1.5% en plazas de mandos superiores y 2.5% en plazas de Oficialía Mayor o equivalentes, y considerando la actualización de la meta programada, es de 148.6 millones de pesos, mismo que fue alcanzado en el último trimestre del ejercicio fiscal. Por otra parte, se informa que al cierre de diciembre, no se superó el presupuesto asignado para este rubro. Avance 100%.
- **GASTO ADMINISTRATIVO Y DE APOYO.** El Convenio de Desempeño para 2012 contempla un compromiso de ahorro para el ejercicio fiscal 2012 de 934.7 millones de pesos, el cual fue alcanzado en el último trimestre mediante la aplicación de la cuarta adecuación presupuestal. Se tiene un avance de 100%.

SERVICIOS FINANCIEROS:

- En espera de la resolución por parte de la SHCP a los cuestionamientos realizados por Petróleos Mexicanos, respecto al registro de contratos en el Módulo de Presupuesto Comprometido. Avance de 100%.
- En espera de la resolución por parte de la SHCP a los cuestionamientos realizados por Petróleos Mexicanos relativa a la incorporación de su personal a las pólizas institucionales coordinadas por la SHCP. Avance de 100%.
- En espera de la respuesta por parte de la SHCP para liberar a Petróleos Mexicanos de unirse a los esquemas consolidados de aseguramiento de la infraestructura federal, debido a que la empresa ya lo hace de manera consolidada. Avance de 100%.
- El impacto del incremento salarial fue calculado en 550.1 millones de pesos. Por otra parte,

se determinó el déficit actuarial total al 31 de diciembre de 2012 (Obligación por Beneficios Definidos) que asciende a 1,018.4 miles de millones de pesos. Avance de 100%

- Se envió a la SHCP el informe del Convenio de Desempeño 2012 con el avance al cuarto trimestre. Avance de 100%.

AGREGACIÓN DE DEMANDA DE ALMACENES Y BIENES ÚTILES

- Considerando las iniciativas de agregación de demanda multi-organismos, se consolidaron los contratos para el servicio integral de transporte vehicular, de equipo de cómputo y video-proyección. Avance de 100%.
- Se recibió el programa de Agregación de Demanda al interior de las diferentes áreas contratantes por parte de Petróleos Mexicanos; de igual manera, se recibieron los avances correspondientes al cuarto trimestre de 2012 de las acciones implementadas en sus respectivas áreas. Avance de 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 en 2012. Asimismo, se recibieron los avances correspondientes al cuarto trimestre de 2012 de las acciones implementadas en sus respectivas áreas. Avance 100%.
- Se recibió de parte de Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y la Subdirección de Servicios de Salud (SSS), la identificación de iniciativas que se planea contratar mediante la adopción de contratos marco, así como la utilización de esquemas de ofertas subsecuentes de descuento. Avance de 100%.
- Se coordinaron acciones del Corporativo y organismos subsidiarios, para analizar sus inventarios y mejorar las políticas de mínimos y máximos. Avance de 100%.

SERVICIOS GENERALES

- Energía eléctrica. Para el cuarto trimestre no se reportaron ahorros en kwh; sin embargo, se trabajó en la implementación de las acciones programadas que podrán incidir en la reducción de los consumos. Avance 100%.
- Agua. Para el cuarto trimestre no se reportaron ahorros en metros cúbicos; sin embargo, se trabajó en la implementación de las acciones programadas. Avance 100%.
- Boletos de avión para vuelos nacionales. Se exhortó por escrito a las áreas de Petróleos Mexicanos, la intención de reducir en uno por ciento la facturación contra la de 2011. Avance de 100%. Se comunicó a las áreas la facturación en este concepto al mes de octubre comparándola al mismo periodo de 2011. Avance de 100%.
- Combustible. Se exhortó por escrito a las áreas de Petróleos Mexicanos, el propósito de reducir en uno por ciento la facturación contra la de 2011. Avance 100%. Se comunicó a

las áreas la facturación en este concepto al mes de octubre comparándola al mismo periodo de 2011. Avance 100%.

- Papel. Se exhortó por escrito a las áreas de Petróleos Mexicanos, el objetivo de implementar acciones para incrementar la cultura entre los trabajadores respecto a la reutilización de papel y su separación para reciclado. Avance de 100%. Se comunicó a las áreas la facturación en este concepto al mes de octubre comparándola con 2011. Avance de 100%.

TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN

- Concluyeron los procedimientos de contratación de los servicios de telefonía local y larga distancia a fin de conservar en 2012 los niveles de ahorro con base en los techos presupuestales autorizados en este concepto. Avance de 100%.
- En la página web de la Gerencia de Ingeniería de Telecomunicaciones se publicaron las gráficas de consumo de los servicios de telefonía local y de larga distancia del tercer trimestre. Avance de 100%.
- Se determinó el número de eventos y asistentes a las salas de videoconferencia, a fin de calcular el ahorro en el gasto en viáticos y gastos de traslado. Avance 100%.
- Se formalizaron 16 enlaces de conducción de señales con la CFE y se encuentran en proceso de instalación. Se reprogramó para 2013 la instalación de cuatro enlaces más. Adicionalmente, se solicitó a la CFE la cotización actualizada de la modificación del plazo de los enlaces en operación de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Pemex-Refinación, Subdirección de Servicios de Salud y la Gerencia de Ingeniería de Telecomunicaciones para iniciar los trámites de contratación plurianual 2012-2016. Avance 100%.

BIENES MUEBLES E INMUEBLES

- Continuó la revisión y actualización del Programa 2012 del inventario de bienes muebles de la Industria. Avance Corporativo de Petróleos Mexicanos 100%, Pemex-Exploración y Producción 96%, Pemex-Refinación 95%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 62%, Pemex-Petroquímica 73%.
- Continuó la revisión y actualización del Programa 2012 del inventario de bienes inmuebles de la Industria; Avance Corporativo de Petróleos Mexicanos 100%, Pemex-Exploración y Producción 83%, Pemex-Refinación 100%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 26% y Pemex-Petroquímica 100%.
- Diseño y ejecución del programa de actualización del inventario y regularización de bienes inmuebles federales en uso por Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios para 2012. Avance de 100%.
- Rediseño y optimización del subproceso de enajenación de activo fijo no útil de Petróleos

Mexicanos y organismos subsidiarios. Avance de 100%.

- Diseño y ejecución del programa 2012 de identificación, regularización y registro de los arrendamientos de inmuebles de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Avance del Corporativo de Petróleos Mexicanos de 100%, Pemex-Exploración y Producción 85%, Pemex-Refinación 100%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 100%, Pemex-Petroquímica no aplica.
- Elaboración del calendario de ejecución del programa anual de enajenación 2012 de bienes muebles improductivos, obsoletos, ociosos o innecesarios de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios. Avance de 63%.
- Enajenación a título oneroso de bienes muebles e inmuebles no útiles, buscando obtener las mejores condiciones económicas para Petróleos Mexicanos y por cuenta y orden para los organismos subsidiarios, de acuerdo a la normatividad aplicable. Avance de 100%.

PROGRAMA ESPECIAL DE MEJORA DE LA GESTIÓN

A lo largo del ejercicio 2012, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios a través del Programa de Mejora de la Gestión (PMG), ha desempeñado un papel destacado y protagónico en la implementación de mejores prácticas en la obtención de altos rendimientos operativos y, en la optimización de eficiencias en las cadenas de valor de los principales procesos; atendiendo escrupulosamente a las disposiciones emitidas por la Secretaría de la Función Pública.

La Dirección Corporativa de Administración, a través de la Coordinación de Programas Gubernamentales y Consolidación Estratégica, como Responsable Operativo del PMG en la Institución, inició el año con la administración de ocho Proyectos y cuatro Iniciativas, a saber:

PROYECTOS DEL PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN

PROCESO	NOMBRE DEL PROYECTO
Dirección del 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 Físicos	Pemex Confiabilidad
	Sistema Institucional de Administración Patrimonial (SIAP)
Asociado a diversos procesos	Gestión Jurídica Integral

INICIATIVAS DEL PROGRAMA DE MEJORA DE LA GESTIÓN

PROCESO	INICIATIVAS
<i>Upstream</i>	Gestión del Proceso de Negocio de Exploración y Producción
<i>Downstream</i>	Cadena de Valor de Refinados, Gas y Petroquímicos Básicos y no Básicos
Administración de Activos Financieros	Solución Tecnológica del Modelo de Negocios para Suministros y Proyectos de Inversión
Administración de Activos Tecnológicos	Administración del Conocimiento Tecnológico

Dado que lograron sus objetivos previstos o bien, cambiaron sus alcances (derivado de factores internos y/o externos), los Proyectos denominados: “Establecer las Bases...”, dirigido por la Dirección Corporativa de Operaciones; “Solución Institucional...”, dirigido por la Dirección Corporativa de Administración, así como “Gestión Jurídica...”, dirigido por la Dirección Jurídica, fueron concluidos con éxito y consecuentemente cerrados, conforme a la metodología del Sistema de Administración del Programa de Mejora de la Gestión operado por la SFP; cuyos principales resultados se presentan a continuación:

PROYECTO	RESULTADOS
Establecer las Bases para la Planeación Estratégica de Petróleos Mexicanos	1. Optimización de los flujos de información durante el proceso de elaboración del Plan de Negocios y de los Productos Asociados
Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina	1. Implementación de la Solución Tecnológica en Petróleos Mexicanos y en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, que incluye: <ul style="list-style-type: none"> - Alineación con objetivos del nuevo modelo de operación de Recursos Humanos y Relaciones Laborales. - Información integral para la toma de decisiones sobre el Capital Humano. - Simplificación Operativa. - Mejora en la entrega del servicio. - Mayor Transparencia.
Gestión Jurídica Integral	1. Elaboración de los procedimientos que contendrá cada Manual de acuerdo al Subproceso Jurídico, donde se consideran: <ul style="list-style-type: none"> - Jurídica Laboral, con 8 procedimientos administrativos. - Jurídica Contenciosa, con 16 procedimientos administrativos. - Jurídica de Consultoría y Prevención, con 7 procedimientos administrativos. - Convenios y Contratos, con 5 procedimientos administrativos.

Los cinco proyectos vigentes continúan avanzando; y los resultados que se obtengan de los mismos, se darán a conocer a su conclusión.

Asimismo, derivado de que las iniciativas no se encontraban alineadas con los requisitos solicitados por la SFP para ser consideradas como proyectos, así como por la limitación presupuestal, las áreas responsables decidieron darlas de baja. En paralelo, Pemex-Refinación en coordinación con el Órgano Interno de Control, consideró relevante dar de alta la Iniciativa “Mejora del Desempeño Operativo en el Sistema Nacional de Refinación (MDO-SNR)”, misma que se ha mantenido como tal a la fecha.

Los resultados y beneficios alcanzados al cierre del ejercicio 2012 de los cinco Proyectos vigentes, se resumen a continuación:

PROYECTO	AVANCE	BENEFICIOS ALCANZADOS																		
Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (Segunda Etapa)	74%	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicación de la metodología FEL (<i>Front End Loading</i>) en los Proyectos de Seguridad y Protección Ambiental; así como continuidad al desarrollo del Manual de Proyectos de Mantenimiento e Instalaciones. 2. Capacitación a 545 Servidores Públicos en el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos, 189 en <i>Project Definition Rating Index</i> y 187 en <i>Project Health Indicator</i>. 																		
Un solo SCADA	42%	<ol style="list-style-type: none"> 1. Automatización y control de la red de ductos de transporte en un 39.2%, equivalente aproximadamente a 12,536 km. de ductos. 																		
Iniciativas del Sistema de Gestión por Procesos Finanzas	55%	<ol style="list-style-type: none"> 1. Conformación de la arquitectura de la Plataforma Tecnológica Base para el cumplimiento con las normas de IFRS. 2. Determinación de la vida útil remanente y el valor razonable de los activos de Petróleos Mexicanos. 3. Diseño de la solución homologada del Proceso Financiero de Petróleos Mexicanos. 																		
Pemex Confiabilidad	73%	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Organismos</th> <th>IPNP 2011</th> <th>IPNP 2012</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pemex-Exploración y Producción (IPNP pérdida de función)</td> <td>0.87</td> <td>1.1</td> </tr> <tr> <td>Pemex-Exploración y Producción (IPNP falla de equipos críticos)</td> <td>5.26</td> <td>3.5</td> </tr> <tr> <td>Pemex-Refinación - SP*</td> <td>13.7</td> <td>11.9</td> </tr> <tr> <td>Pemex-Petroquímica Básica - SO*</td> <td>4.5</td> <td>4.3</td> </tr> <tr> <td>Pemex-Gas y Petroquímica Básica - SP*</td> <td>0.8</td> <td>2.2</td> </tr> </tbody> </table> <p>* IPNP = índice de paros no programados calculado en base a fallas originadas por mantenimiento, operación (SO), retrasos en reparaciones, servicios principales (SP), falta de carga y causas externas. - Realización de 47 cursos de capacitación en técnicas de pruebas no destructivas para personal de los Organismos.</p>	Organismos	IPNP 2011	IPNP 2012	Pemex-Exploración y Producción (IPNP pérdida de función)	0.87	1.1	Pemex-Exploración y Producción (IPNP falla de equipos críticos)	5.26	3.5	Pemex-Refinación - SP*	13.7	11.9	Pemex-Petroquímica Básica - SO*	4.5	4.3	Pemex-Gas y Petroquímica Básica - SP*	0.8	2.2
Organismos	IPNP 2011	IPNP 2012																		
Pemex-Exploración y Producción (IPNP pérdida de función)	0.87	1.1																		
Pemex-Exploración y Producción (IPNP falla de equipos críticos)	5.26	3.5																		
Pemex-Refinación - SP*	13.7	11.9																		
Pemex-Petroquímica Básica - SO*	4.5	4.3																		
Pemex-Gas y Petroquímica Básica - SP*	0.8	2.2																		
Sistema Institucional de Administración Patrimonial	67%	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mapeo en el nivel 5 de los subprocesos de administración patrimonial. 2. Identificación y validación de las funcionalidades del SIAP. 3. Validación junto con los organismos subsidiarios, de los campos a aplicar en el módulo de activos fijos. 																		

Cabe destacar que con la participación de las diversas dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, Petróleos Mexicanos logró el Primer Lugar en el concurso organizado por la SFP denominado: "Reconocimiento PMG 2008-2012", con la implementación del Proyecto: "Establecer las Bases para la Planeación Estratégica de Petróleos Mexicanos", así como el Tercer Lugar con la puesta en marcha del Proyecto: "Auditorías Integrales SSPA"; proyectos que han mejorado sustancialmente la conducción estratégica y la seguridad y protección ambiental de la Institución.

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 2012, 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 2012

CONCEPTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	ALCANZADO	CUMPL. %
PERFORAR POZOS ^{1/}				
Exploratorios	Pozos	53	37	69.8
Desarrollo	Pozos	772	1,201	155.6
PRODUCIR				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	2,559.9	2,547.9	99.5
Gas natural ^{2/}	Millones de pies cúbicos diarios	6,165.7	6,384.7	103.6
Condensados ^{3/}	Miles de barriles diarios	53.8	45.3	84.2
Gas seco ^{4/}	Millones de pies cúbicos diarios	3,527.6	3,628.3	102.9
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,577.0	1,404.8	89.1
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,368.3	1,200.7	87.8
Gas licuado ^{6/}	Miles de barriles diarios	208.8	204.1	97.7
Petroquímicos ^{7/}	Miles de toneladas	16,277.6	13,454.3	82.7
COMERCIALIZAR				
EN EL MERCADO INTERNO				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,331.3	1,211.0	91.0
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	3,343.4	3,402.3	101.8
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,887.8	1,841.1	97.5
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,601.5	1,555.6	97.1
Gas licuado	Miles de barriles diarios	286.4	285.5	99.7
Petroquímicos	Miles de toneladas	5,105.3	4,188.3	82.0
Básicos	Miles de toneladas	748.3	509.6	68.1
Desregulados	Miles de toneladas	4,357.0	3,678.7	84.4
EN EL MERCADO EXTERNO				
EXPORTACIONES				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,175.7	1,255.6	106.8
Condensados	Miles de barriles diarios	0.0	5.6	-
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	0.0	0.9	-
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	65.1	72.5	111.4
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	65.0	72.4	111.4
Gas licuado ^{8/}	Miles de barriles diarios	0.1	0.1	100.0
Gasolinas naturales	Miles de barriles diarios	58.7	69.4	118.2
Petroquímicos	Miles de toneladas	567.6	602.1	106.1
IMPORTACIONES				
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	1,071.4	1,089.3	101.7
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	529.7	669.4	126.4
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	445.1	583.7	131.1
Gas licuado	Miles de barriles diarios	33.7	44.2	131.2
Propano	Miles de barriles diarios	50.9	41.5	81.5
Butano	Miles de barriles diarios	0.0	0.0	-
Petroquímicos	Miles de toneladas	135.6	190.1	140.2

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 PGPB. No incluye gasnafta de PPO por ser un petrolífero.

8/ Incluye butanos.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación 2012, Base de Datos Institucional.

6.1.1 EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

A lo largo de 2012, la adquisición de información sísmica tridimensional (3D) alcanzó 26,532.8 kilómetros cuadrados, 40.1% menos al reportado el año previo, a causa de retrasos provocados por malas condiciones climatológicas, además de que se pospuso el levantamiento sísmico Sayab 3D, y de que en 2011 se adquirieron mayores volúmenes por la entrada del nuevo barco dedicado a aguas profundas. Destacan las regiones Norte con 21,313.2 kilómetros cuadrados, de los cuales 93.9% fueron de exploración y 6.1% de desarrollo, y Marina Noreste con 3,525.9 kilómetros cuadrados, 55.9% de desarrollo y 44.1% de exploración.

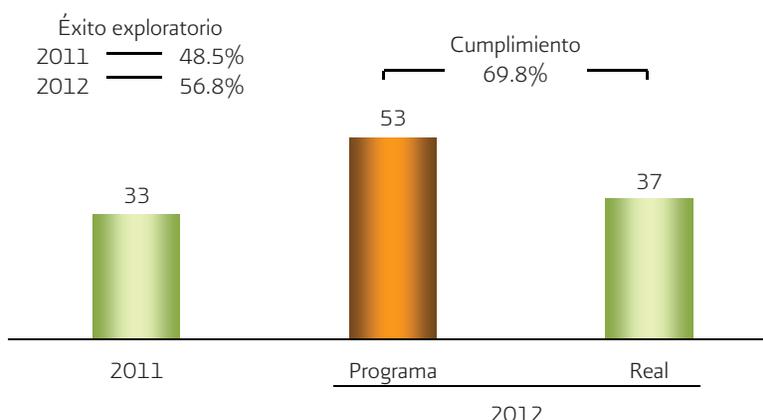
Durante 2012 se obtuvieron 3,505.2 kilómetros de información sísmica 2D, cifra 3.5% mayor a lo registrado en 2011, ya que en el año que se informa se adelantó el programa para dar prioridad a la prospección de localizaciones de gas en lutitas gasíferas (*Shale Gas*).^{6/} Del total, para exploración, la Cuenca de Burgos participó con 2,514 kilómetros y la cuenca del sureste terrestre con 169 kilómetros; para desarrollo de campos, la Cuenca Tampico-Misantla participó con 797 kilómetros y la Cuenca de Veracruz con 25 kilómetros.

En 2012 se terminaron 1,238 pozos,^{7/} 19.7% más a lo reportado en el año anterior. A las actividades de exploración le correspondieron 3% del total y a desarrollo 97%. En la Región Norte se terminaron 76.5% de los pozos, sobresalen los activos Aceite Terciario del Golfo (584 pozos de desarrollo), Burgos (15 pozos de exploración y 200 pozos de desarrollo) y Poza Rica-Altamira (126 pozos de desarrollo). La participación de las demás regiones fue la siguiente: Sur 19.6%, Marina Noreste 2.3% y Marina Suroeste 1.6%. Con relación a la meta se tuvo un cumplimiento de 150.1%.

- Del total de pozos de exploración, 37 resultaron exitosos, 21 productores (tres de gas seco, ocho de gas y condensado, dos de gas húmedo, uno de aceite y siete de aceite y gas), además cinco pozos productores no comerciales y 11 improductivos, lo que significó 56.8% de éxito en esta actividad, 8.3 puntos porcentuales mayor al del año previo. Las actividades exploratorias se concentraron en la Región Norte (56.8% del total de pozos terminados), en especial en el Activo Integral Burgos, donde se terminaron 15 pozos. Esta región participó con 15 pozos exitosos. La Región Sur participó con el 29.7% del total de pozos terminados, en donde cuatro de ellos fueron exitosos. La Región Marina Suroeste contribuyó con 10.8% de los pozos terminados, así como con dos pozos exitosos, y la Región Marina Noreste con el restante 2.7%, sin pozos exitosos.

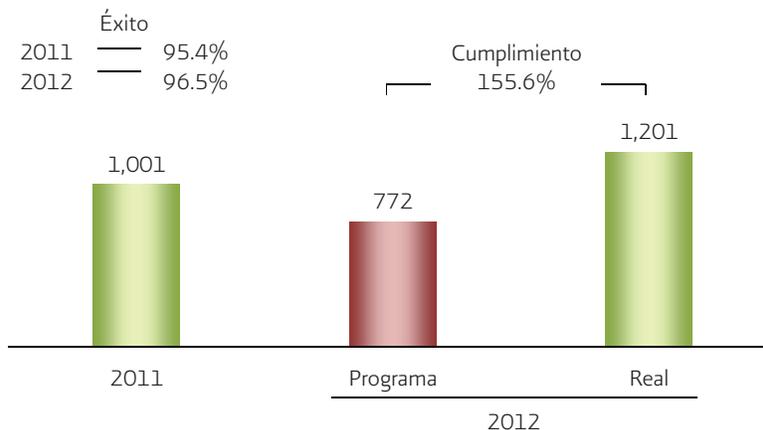
6/ Las lutitas gasíferas se clasifican como yacimientos de hidrocarburos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como roca almacén, la cual requiere tratamientos a gran escala, tales como fracturamiento hidráulico masivo, para hacerla producir hidrocarburos a ritmos comerciales.

7/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

POZOS DE EXPLORACIÓN TERMINADOS


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

Del total de pozos de desarrollo, 1,159 pozos fueron productivos (970 de crudo y 189 de gas), de los cuales 901 (77.7%) se ubicaron en la Región Norte, sobre todo en los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos. La Región Sur registró 217 pozos productivos y las regiones marinas 41 pozos productivos. El éxito alcanzado fue 96.5%, superior en 1.1 puntos porcentuales al del 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 926 pozos de desarrollo, 9.8% más que el año previo, debido a la mayor actividad de terminación de pozos principalmente en el área de Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Humapa-Bornita del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, así como por el cambio de estrategia en el Activo Integral Burgos. Del total, 63.1% de los pozos de esta región se ubicaron en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 21.6% en Burgos,

13.6% en Poza Rica-Altamira y 1.7% en Veracruz. El cumplimiento de la meta fue 151.6%. En el caso de los pozos exploratorios, se terminaron 21 pozos, 16.7% más de lo registrado el año previo, principalmente por la conclusión de los pozos Anhelido 1, Master 1, Tepozan 1, Paje 1, Organdí 1, Arbolero 1, Hipotenusa 1, Forcado 1, Progreso 101, Mandarín 1 y Cuervito 201A, entre otros.

- **REGIÓN SUR.** Concluyeron 232 pozos de desarrollo, 101.7% más de lo registrado en 2011, principalmente por mayor actividad de perforación en los campos Blasillo, Otates, San Ramón, Los Soldados y Ogarrío del Activo de Producción Cinco Presidentes; Puerto Ceiba, Santuario y Tupilco, del Activo de Producción Bellota-Jujo. Del total de pozos, al Activo Integral Cinco Presidentes correspondieron 40.9%, Samaria-Luna 40.1%, Bellota-Jujo 14.7%, Macuspana-Muspac 4.3%. El cumplimiento de la meta fue 234.3%, por las mismas razones. De los pozos exploratorios, se terminaron 11 pozos, 57.1% más de lo reportado en 2011, derivado de la terminación de los pozos Cárdenas 901, La Venta 1001, Navegante 1, Teotleco 101, Costero 1001, Chaya 1A, Calicanto 1, Jolote 101 y Sunuapa 401 del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre.
- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se terminaron 27 pozos de desarrollo, 10% menor que en el año previo, originado por el diferimiento en la perforación de pozos en Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta fue 62.8%, el Activo integral Cantarell participó con 59.3% del total y Ku-Maloob-Zaap con 40.7%. En esta región se terminó un pozo exploratorio, el pozo Ku-301, en el Activo Regional de Exploración.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** De desarrollo se tuvieron 16 pozos terminados en esta región, 23.1% mayor a lo reportado el año previo, resultado de la mayor actividad con la terminación de los pozos Uech 63, May 53, Sinan 54, Yaxché 35 y fuera de programa el pozo Ixtal 89, del Activo de Producción Litoral de Tabasco, entre otros. Destacan 11 pozos del Activo de Producción Litoral de Tabasco y cinco de Abkatún-Pol Chuc. El cumplimiento respecto a la meta fue 84.2%. Se tuvieron cuatro pozos exploratorios terminados en esta región, 50% menos de lo reportado el año previo, por el atraso en los trabajos en perforación de los pozos Xux 1DL y Kaa 1, así como diferimiento en la perforación del pozo Kax, del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino.

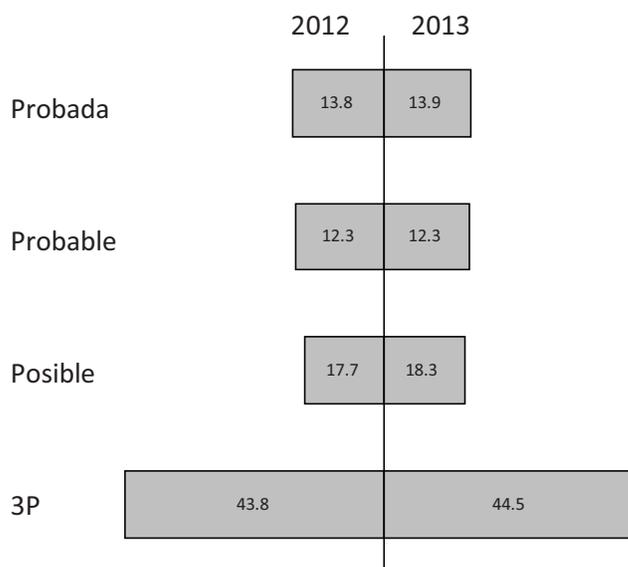
En 2012, del total de pozos terminados, 7.7% correspondió a pozos multilaterales, horizontales y no convencionales.

6.1.2 RESERVAS DE HIDROCARBUROS^{8/}

Al 1 de enero de 2013, las estimaciones de reservas totales o 3P alcanzan 44 mil 530 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De este volumen, 13 mil 868 millones de barriles corresponden a reservas probadas, 12 mil 306 millones de barriles a probables y 18 mil 356 millones de barriles a reservas posibles.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



La evaluación de reservas probadas, al igual que en años anteriores, se realizó de acuerdo a las definiciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos de América y considerando las nuevas disposiciones, vigentes a partir del 1 de enero de 2010, entre las que destacan la evaluación de reservas con precios promedio de aceite y gas del año inmediato anterior, calculados con base en los valores registrados al primer día de cada mes. En cuanto a las reservas probables y posibles, éstas fueron estimadas de acuerdo a las definiciones emitidas por la *Petroleum Resources Management System* (PRMS), la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), por los comités del *World Petroleum Council* (WPC) y la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG).

De los 13 mil 868 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas, la Región Marina Noreste concentra la mayor parte con 44 por ciento; es decir, alcanza 6 mil 164

8/ La información de reservas de hidrocarburos es preliminar y está sujeta a 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 y a la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos así como el visto bueno de los reportes de certificación externa en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

millones de barriles, destacando los campos Akal, Ku, Maloob y Zaap, que en conjunto representan más del 80 por ciento de las reservas de la región.

Referente a las reservas totales o 3P, los mayores volúmenes se ubican en la Región Norte, alcanzando 19 mil 014 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, el proyecto Aceite Terciario del Golfo, Chicontepec, concentra la mayor acumulación de reservas con 16 mil 753 millones de barriles, y también el mayor desafío para su explotación.

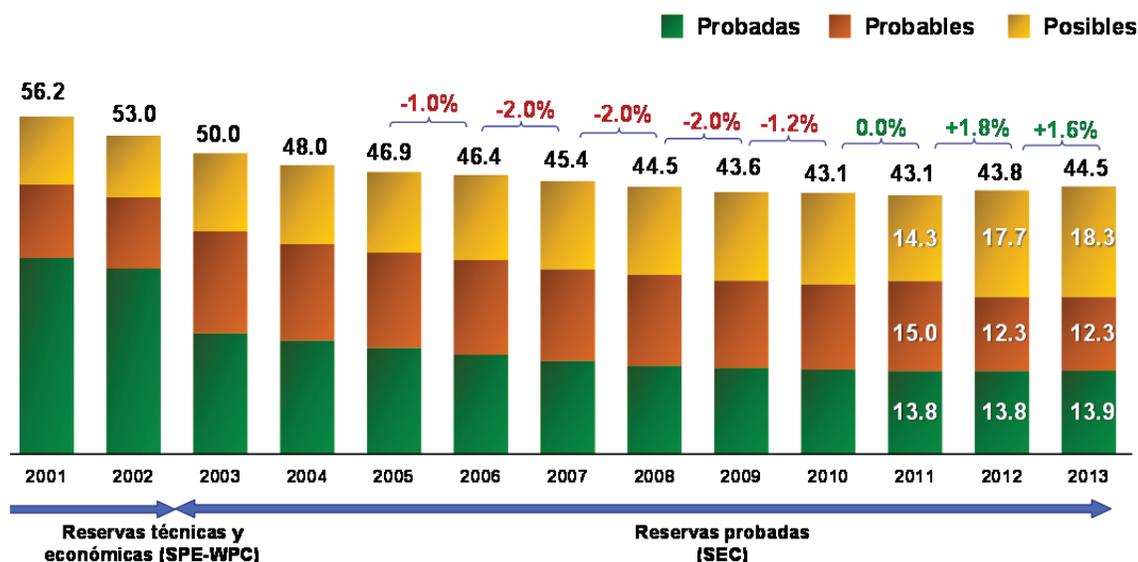
DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS POR CATEGORÍA AL 1 DE ENERO DE 2013

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

REGIÓN	3P	PROBADA	PROBABLE	POSIBLE
TOTAL	44,530.0	13,868.3	12,305.9	18,355.8
Norte	19,013.7	1,688.5	6,092.6	11,232.6
Sur	5,688.1	3,850.6	916.7	920.8
Marina Noreste	12,490.5	6,163.9	3,189.4	3,137.2
Marina Suroeste	7,337.8	2,165.3	2,107.2	3,065.2

Fuente: Petróleos Mexicanos.

Valores al 1 de enero de cada año miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



DESCUBRIMIENTOS Y TASA DE RESTITUCIÓN 3P

Las actividades exploratorias realizadas durante el año 2012 permitieron incorporar reservas 3P por 1 mil 731 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La producción para el mismo periodo ascendió a 1 mil 353 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 128 por ciento. Resultado superior al programado a inicios de 2012 y que significa el mantener un cumplimiento mayor al 100 por

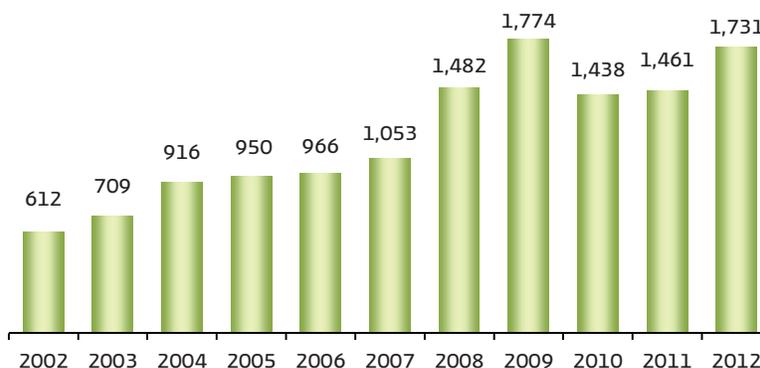
ciento por quinto año consecutivo con base en la producción del periodo, lo anterior gracias a los mayores niveles de inversión que se han realizado en la exploración, tanto en la porción terrestre como costa fuera, en especial en aguas profundas.

Las incorporaciones exploratorias más importantes se ubicaron en la porción marina de la Cuenca de Golfo Profundo, donde se adicionaron 960 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, destacando los descubrimientos realizados con los pozos Trión-1, Kunah-1 y Supremus-1, 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 515 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en esta porción, destacan los descubrimientos realizados con los pozos Navegante-1 y Teotleco-101.

En la Región Norte destaca el descubrimiento realizado en el Activo Integral Veracruz a través del pozo Bedel-1 con un total de 88 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, así como los pozos Arbolero-1, Habano-1 y Percutor-1 los cuales corresponden con campos en lutitas gasíferas (gas shale) con 307 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

INCORPORACIÓN DE RESERVAS 3P
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EN 2012
(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

REGIÓN	CAMPO	Pozo	FLUIDO	1P	2P	3P
			TOTAL	133.9	507.3	1,731.3
NORTE				29.4	91.2	752.4
	Anáhuac	Arbolero-1 (*)	Gas seco	2.3	11.8	35.8
	Cougar	Percutor-1 (*)	Gas húmedo	0.2	0.2	0.2
	Forcado	Forcado-1	Gas húmedo	0.8	2.1	3.2
	Habano	Habano-1 (*)	Gas húmedo	1.6	8.1	24.2
	Mandarín	Mandarín-1	Gas húmedo	1.3	2.1	2.4
	Master	Master-1	Gas seco	4.5	7.5	10.5
	Organdí	Organdí-1	Gas húmedo	1.6	2.3	3.4
	Paje	Paje-1	Gas húmedo	1.7	2.3	2.9
	Tepozán	Tepozán-1	Gas húmedo	0.5	1.0	1.0
	Supremus	Supremus-1 (**)	Aceite Ligero	0.0	0.0	98.0
	Trión	Trión-1 (**)	Aceite Ligero	0.0	0.0	482.4
	Bedel	Bedel-1	Aceite Ligero	14.9	53.8	88.4
SUR				50.1	108.3	515.5
	Edén-Jolote	Jolote-101	Aceite ligero	15.1	23.6	33.6
	Sunuapa	Sunuapa-401	Aceite ligero	14.7	36.6	36.6
	Teotleco	Teotleco-101	Gas y condensado	13.3	21.1	140.4
	Navegante	Navegante-1	Aceite pesado	7.0	27.0	304.9
MARINA NORESTE				54.4	84.0	84.0
	Ixtoc	Ixtoc-22	Aceite Ligero	54.4	84.0	84.0
MARINA SUROESTE				0	224.1	379.4
	Kunah	Kunah-1 (**)	Gas húmedo	0	224.1	379.4

Cifras totales pueden variar por redondeo.

(*) Campos de gas-shale.

(**) Campos en aguas profundas.

Fuente: Petróleos Mexicanos.

REVISIONES Y TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRADA DE RESERVAS PROBADAS

Durante 2012, las reservas probadas 1P fueron afectadas principalmente por los efectos de la extracción de la producción, la cual alcanzó 1 mil 353 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, ZaaP, Sihil, Tsimin, May y del proyecto Aceite Terciario del Golfo, así como una incorporación de reservas probadas por campos nuevos de 134 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, permitieron que la variación neta de reservas probadas alcanzara 1,411 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P, cociente resultante del total de reservas probadas adicionadas en 2012 entre el volumen producido en el mismo periodo, incluye los conceptos de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones y se muestra en la tabla siguiente.

**INCORPORACIÓN, DELIMITACIÓN, DESARROLLO
Y REVISIÓN EN RESERVAS PROBADAS**

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

REGIÓN	
TOTAL	1,411.2
Norte	318.3
Sur	193.3
Marina Noreste	542.3
Marina Suroeste	357.3

Fuente: Petróleos Mexicanos.

Considerando los datos mostrados en el cuadro anterior, la tasa de restitución integrada de reservas probadas 1P, alcanza un valor de 104.3 por ciento, con lo cual Pemex-Exploración y Producción cumple por segundo año consecutivo la meta establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos de alcanzar el 100 por ciento de la tasa de restitución de reservas probadas, el logro anterior es resultado del esfuerzo y resultados positivos por parte de Pemex-Exploración y Producción principalmente en el desarrollo de los campos lo cual ha permitido reclasificar reservas probables y posibles a probadas.

De los volúmenes de reservas probadas restituidas, los cuales ascendieron a 1 mil 411 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 134 millones de barriles son atribuibles a incorporaciones exploratorias y 1 mil 277 millones de barriles corresponden a desarrollos, revisiones y delimitación.

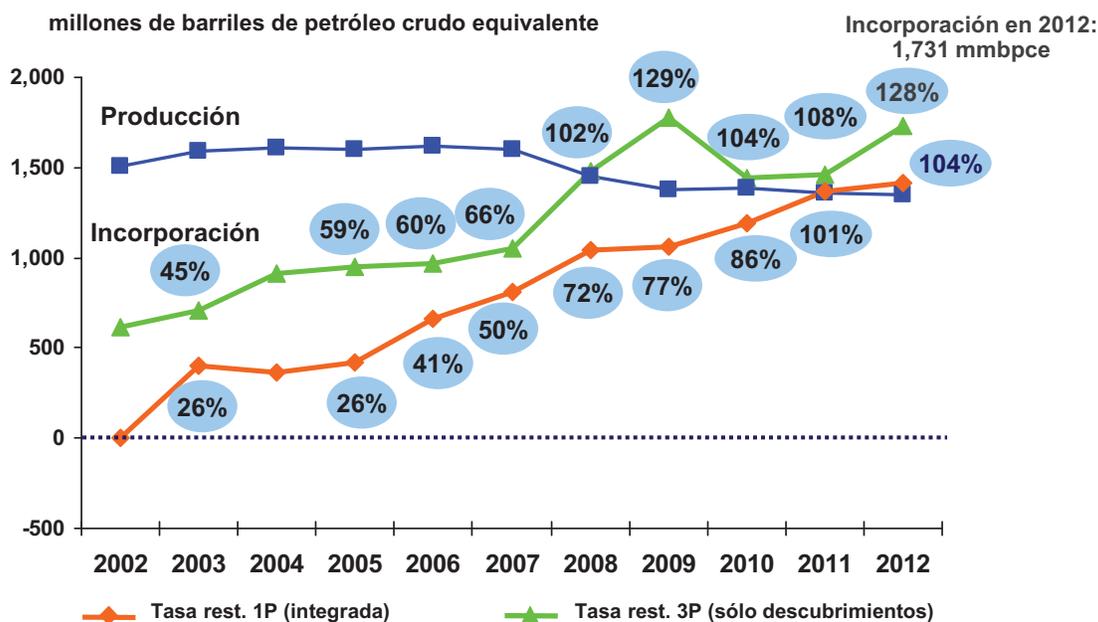
**RESERVAS PROBADAS ASOCIADAS A
DESCUBRIMIENTOS**

(millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

REGIÓN	
TOTAL	133.9
Norte	29.4
Sur	50.1
Marina Noreste	54.4
Marina Suroeste	0.0

Fuente: Petróleos Mexicanos.

Las reservas totales o 3P presentan un incremento neto de 693 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, originado principalmente por el efecto de la incorporación exploratoria que ascendió a 1 mil 731 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P la cual compensó la producción de aceite y gas natural.



REGIÓN NORTE

Las reservas probadas al 1 de enero de 2013, ascienden a 1 mil 688 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un incremento con respecto al año anterior de 113 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, explicada por el impacto de la producción de 2012 de 205 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por el incremento en las reservas probadas por desarrollos y revisiones de reservas probadas de 289 millones de barriles de petróleo crudo equivalente así como la incorporación de 29 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por actividad exploratoria. Respecto a las reservas totales 3P, éstas se ubican en 19 mil 014 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento de 325 millones de barriles respecto al año anterior, debido principalmente a la incorporación de reservas posibles por actividad exploratoria.

REGIÓN SUR

Al cierre del año 2012, las reservas probadas 1P alcanzan 3 mil 851 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representan una reducción de 130 millones de barriles con respecto al año pasado. Lo anterior, originada principalmente por el impacto de la producción de 323 millones de barriles de petróleo crudo equivalente la cual fue atenuada parcialmente por la incorporación exploratoria de 50 millones de barriles de petróleo crudo equivalente así como 143 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por desarrollos y revisiones de reservas probadas.

La incorporación de reservas totales o 3P, por actividades exploratorias, alcanzó 515 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto permitió no sólo mitigar la reducción de reservas por efecto de la producción del 2012 que correspondió con 323 millones de barriles de petróleo crudo

equivalente, sino que se tuvo un incremento neto 120 millones de barriles en las reservas totales ó 3P con respecto al año anterior y alcanzan 5 mil 688 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

REGIÓN MARINA NORESTE

Los volúmenes de reservas probadas, al 1 de enero de 2013, alcanzan 6 mil 164 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con respecto al año anterior presentan un incremento de 24 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, explicada principalmente por la producción en petróleo crudo equivalente de 518 millones de barriles que representa 38 por ciento de la producción nacional en petróleo crudo equivalente así como la incorporación de 488 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por desarrollos y revisiones de reservas probadas.

Respecto a las reservas 3P, su magnitud es de 12 mil 490 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, registrando una variación negativa de 36 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que es explicada principalmente por los bajos niveles de incorporación de reservas totales por descubrimientos exploratorios de sólo 84 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

REGIÓN MARINA SUROESTE

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas ascienden a 2 mil 165 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa un incremento neto de 50 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 357 millones de barriles de petróleo equivalente, que permitieron compensar la producción anual de 307 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la región. Las reservas 3P alcanzan 7 mil 338 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, registrando un aumento respecto al año anterior de 283 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, principalmente por el descubrimiento de reservas totales adicionales del campo Kunah.

6.1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

PETRÓLEO CRUDO

En 2012, la producción de petróleo crudo fue 2,547.9 miles de barriles diarios, 0.2% menos que el año anterior, equivalente a 5 mil barriles menos, principalmente por la menor producción de los activos Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo. La meta anual se cubrió al 99.5% que registró 12 mil barriles menos, esto derivado de la declinación natural y ajuste por alto flujo fraccional de agua en los activos Cantarell, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, efecto parcialmente compensado por el incremento en la producción asociada a la terminación de pozos y continuidad operativa en los activos de producción Litoral de Tabasco y Ku-Maloob-Zaap.

- Por tipo, la producción promedio de crudo pesado fue 1,385 miles de barriles diarios, 2.3%

menor a 2011, debido al menor volumen proveniente de Cantarell. Este tipo de crudo participó con el 54.4% de la producción total de este hidrocarburo.

- La extracción de crudo ligero alcanzó 834 miles de barriles diarios, 4.5% mayor a la del año previo, principalmente por la producción adicional por la terminación de pozos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste. Su participación en el total de crudo extraído fue 32.7%.
- La producción de crudo superligero fue 328.9 miles de barriles diarios, 2.5% menor a 2011. La participación de este crudo en la producción total fue 12.9%. Destaca la disminución en la producción de crudo superligero de la Región Sur, que fue inferior 11.6 miles de barriles diarios, equivalente a 4.8%, al registro del año previo.

El comportamiento por región fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se obtuvieron 1,309.2 miles de barriles diarios, 2.5% menor que el año previo, con un cumplimiento del programa de 96%, debido a que el Activo de Producción Cantarell alcanzó un cumplimiento de 87.3%, esencialmente por la administración de las cuotas de producción en pozos con alta relación gas-aceite, menor producción base a la esperada y el retraso en las reparaciones mayores y terminaciones de pozos debido a la falta de disponibilidad de equipos de perforación.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** La extracción de petróleo crudo alcanzó 585.5 miles de barriles diarios, 4.4% más que en 2011, con cumplimiento de 109.8% respecto a la meta anual, ocasionado principalmente por la terminación de pozos y mayor producción base a la esperada en el proyecto Yaxché.
- **REGIÓN SUR.** En 2012, se obtuvieron 508.2 miles de barriles diarios, 4.2% menos que en el año anterior, con un cumplimiento de 95.5%, debido principalmente al mayor avance del contacto agua-aceite, menor producción base a la esperada y menor producción por terminaciones en proyectos de los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo.
- **REGIÓN NORTE.** La producción promedió 145.1 miles de barriles diarios de crudo, lo que significó un incremento de 22.1% respecto a 2011, derivado de la producción del Activo de Producción Poza Rica-Altamira que resultó 8 mil barriles diarios por arriba de 2011, lo anterior se explica por los resultados obtenidos en las terminaciones y reparaciones mayores de pozos.

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

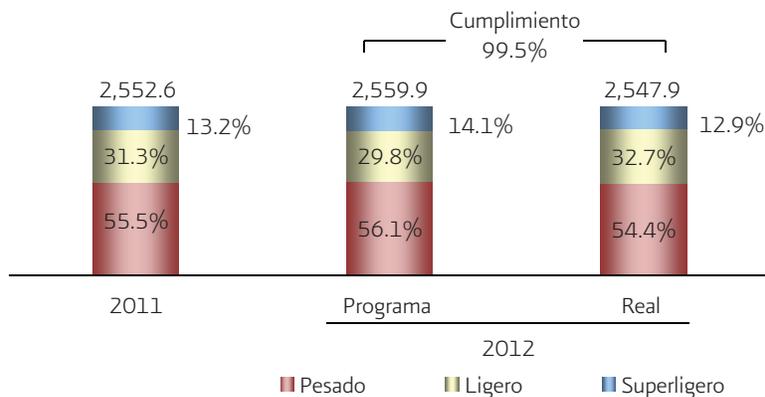
Concepto	Enero-diciembre				
	2011 ^{1/}	2012		Var. (%) 12/11	Cumpl. (%) Real/Prog.
		PROG.	REAL		
TOTAL	2,552.6	2,559.9	2,547.9	-0.2	99.5
POR TIPO					
Pesado	1,417.1	1,436.2	1,385.0	-2.3	96.4
Ligero	798.3	762.5	834.0	4.5	109.4
Superligero	337.2	361.2	328.9	-2.5	91.1
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,342.7	1,363.1	1,309.2	-2.5	96.0
Cantarell	500.7	520.4	454.1	-9.3	87.3
Ku-Maloob-Zaap	842.1	842.7	855.1	1.5	101.5
REGIÓN MARINA SUROESTE	560.6	533.0	585.5	4.4	109.8
Abkatún-Pol-Chuc	276.2	254.8	266.3	-3.6	104.5
Litoral de Tabasco	284.4	278.2	319.2	12.2	114.7
REGIÓN SUR	530.6	532.4	508.2	-4.2	95.5
Cinco Presidentes	83.5	80.8	96.0	15.0	118.8
Bellota-Jujo	143.4	153.1	130.3	-9.1	85.1
Samaria-Luna	222.7	220.6	205.1	-7.9	93.0
Macuspana-Muspac	81.1	77.9	76.8	-5.3	98.6
REGIÓN NORTE	118.8	131.4	145.1	22.1	110.4
Poza Rica-Altamira	60.2	58.1	67.8	12.6	116.7
Aceite Terciario del Golfo	52.8	68.3	68.6	29.9	100.4
Burgos	2.5	0.0	4.8	92	0.0
Veracruz	3.2	4.9	4.0	25.0	81.6

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

1/ A partir de febrero de 2010 se incluye la reclasificación de la producción de hidrocarburos del campo Nejo en el Activo Integral Burgos, por lo que el volumen reportado en el Informe Anual de 2011 no corresponde al total de ese año.

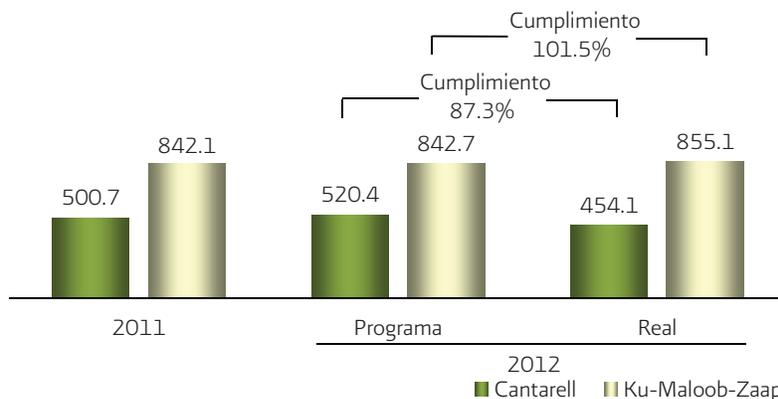
Fuente: Base de Datos Institucional.

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



Fuente: Base de Datos Institucional.

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



Fuente: Base de Datos Institucional.

GAS NATURAL

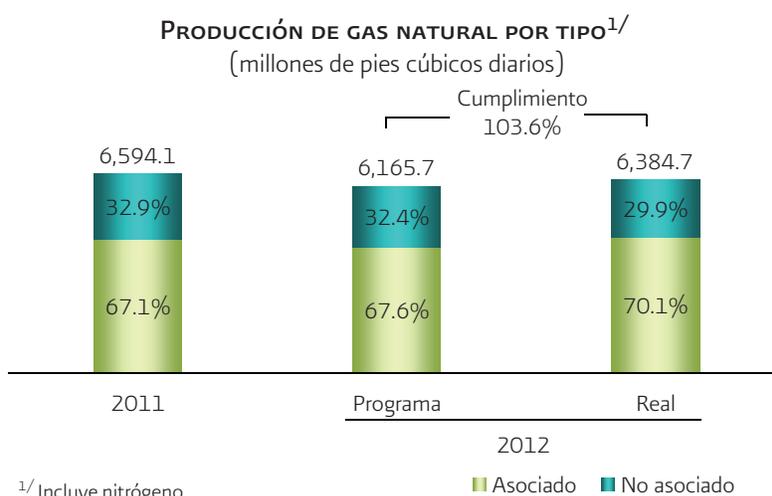
En 2012, la producción de gas natural registró 6,384.7 millones de pies cúbicos diarios, 3.2% menor a 2011, que significó 209.3 millones, este volumen de gas incluye 708.5 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado y que constituye un compuesto no deseado. El cumplimiento de la meta anual fue 103.6%, mayor en 219 millones de pies cúbicos diarios, debido a un ajuste a las cuotas de explotación en pozos con alta relación gas-aceite del Activo de Producción Cantarell en la Región Marina Noreste, a una mayor producción de pozos con alta relación gas-aceite en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en la Región Norte y a un incremento en la producción base a la esperada y producción adicional por reparación menor de pozos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste.

- La producción de gas asociado promedió 4,474.9 millones de pies cúbicos diarios (incluye 708.5 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno), 1.2% mayor a 2011, debido a la producción asociada al incremento en el número de pozos terminados e interconectados y a la intensa aplicación de acciones orientadas al mantenimiento de la producción base en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en la Región Norte y a la producción asociada a la terminación de pozos y optimización de la explotación en el proyecto Yaxché en el Activo de Producción Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste. El cumplimiento del programa fue 107.3%.
- La producción de gas no asociado fue 1,909.8 millones de pies cúbicos diarios, 12% inferior a la del año anterior, resultado de la menor producción en todos los activos de las regiones Norte y Sur, destacan las siguientes variaciones: Veracruz (115.5 millones de pies cúbicos diarios), Burgos (105 millones de pies cúbicos diarios), Macuspana-Muspac (31.6 millones de pies cúbicos diarios), Poza-Rica Altamira (4.8 millones de pies cúbicos diarios)

y Cinco Presidentes (4.3 millones de pies cúbicos diarios). El cumplimiento de la meta anual fue 95.7%. De tal forma, los activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 1,804.5 millones de pies cúbicos diarios, que representaron 98.8% del gas no asociado.

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

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** En 2012, la extracción alcanzó 1,333.9 millones de pies cúbicos diarios, 5.1% inferior al año anterior, debido a la declinación natural y ajuste por alto flujo fraccional de agua en Cantarell. El cumplimiento de la meta fue 110.4%, principalmente por ajuste a las cuotas de explotación en pozos con alta relación gas-aceite en Cantarell.



- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 1,259.2 millones de pies cúbicos diarios de gas, 4.2% más que en 2011, con un cumplimiento de 105.6%, como resultado de la mayor producción asociada a la terminación de pozos y optimización de la explotación de pozos en los proyectos Xanab, Kab y Yaxché en el Activo de Producción Litoral de Tabasco.
- **REGIÓN SUR.** La producción fue 1,652.4 millones de pies cúbicos diarios, 2.4% inferior a la reportada en 2011, a lo cual contribuyó la menor producción base a la esperada en el proyecto Cuenca Macuspana que fue 5% menor en el Activo de Producción Macuspana-Muspac; además de la menor extracción en el activo Samaria-Luna, 2.8% inferior por declinación natural de la producción e incremento en el flujo fraccional de agua y menor producción base a la esperada en el proyecto Antonio J. Bermúdez. El cumplimiento del programa fue 98.1%.
- **REGIÓN NORTE.** La extracción de gas promedió 2,139.3 millones de pies cúbicos diarios, 6.5% inferior al obtenido a 2011, resultado de la menor producción de los activos integrales Burgos, por 74.8 millones de pies cúbicos diarios y Veracruz con 115.4 millones de pies cúbicos diarios, derivada de la reducción del número de pozos terminados, falta de -

supervisión y mantenimiento a pozos por condiciones de seguridad y por la declinación natural de los campos. Se alcanzó un cumplimiento de 102.8%

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO Y REGIÓN

(millones de pies cúbicos diarios)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL ^{1/}	6,594.1	6,165.7	6,384.7	-3.2	103.6
POR TIPO					
Asociado	4,423.1	4,170.5	4,474.9	1.2	107.3
No asociado	2,171.0	1,995.2	1,909.8	-12.0	95.7
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,405.6	1,208.3	1,333.9	-5.1	110.4
Cantarell	1,074.7	859.6	1,004.2	-6.6	116.8
Ku-Maloob-Zaap	330.9	348.7	329.7	-0.4	94.6
Región Marina Suroeste	1,208.3	1,191.9	1,259.2	4.2	105.6
Abkatún-Pol-Chuc	559.0	490.0	523.6	-6.3	106.9
Litoral de Tabasco	649.3	701.9	735.6	13.3	104.8
Región Sur	1,692.3	1,684.2	1,652.4	-2.4	98.1
Cinco Presidentes	116.9	115.7	116.3	-0.5	100.5
Bellota-Jujo	288.2	278.7	297.4	3.2	106.7
Samaria-Luna	715.7	725.2	695.9	-2.8	96.0
Macuspana -Muspac	571.5	564.6	542.9	-5.0	96.2
Región Norte	2,287.8	2,081.2	2,139.3	-6.5	102.8
Burgos	1,344.1	1,264.3	1,269.3	-5.6	100.4
Poza Rica-Altamira	115.2	113.7	120.0	4.2	105.5
Aceite Terciario del Golfo	111.9	117.6	148.8	33.0	126.5
Veracruz	716.7	585.6	601.2	-16.1	102.7
Nitrógeno	680.6	415.4	708.5	4.1	170.6
Gas natural sin nitrógeno	5,913.4	5,750.3	5,676.3	-4.0	98.7

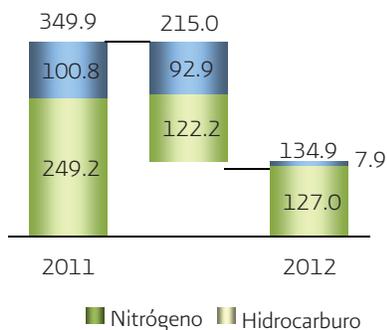
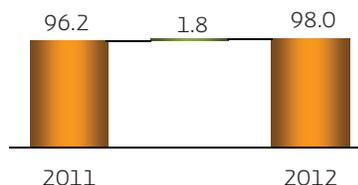
1/ Incluye bióxido de carbono y nitrógeno.

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 2012, el aprovechamiento de gas natural fue 98% (sin incluir nitrógeno), lo que significa un aumento de 1.8 puntos porcentuales en comparación con el año previo. Respecto a la meta, el aprovechamiento fue mayor 2.3 puntos porcentuales, debido principalmente a la ejecución de diferentes obras que incrementaron el aprovechamiento de gas en la Región Marina Noreste.

El volumen de gas enviado a la atmósfera en 2012 ascendió a 134.9 millones de pies cúbicos por día, 215 millones menos que el enviado el año anterior. La reducción de 215 millones de pies cúbicos por día se debe principalmente a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas, la implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional, así como a las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

GAS ENVIADO A LA ATMÓSFERA
 (millones de pies cúbicos diarios)

APROVECHAMIENTO DE GAS^{1/}
 (por ciento)


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.

6.1.4 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS

A lo largo de 2012 se procesaron 4,382 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo en los complejos procesadores de gas (77.5% de gas húmedo amargo y 22.5% de gas húmedo dulce), volumen 3.2% menor al mismo periodo del año anterior ocasionado por una caída en la oferta de gas húmedo amargo en el sureste, así como por la disminución en oferta de gas húmedo en Burgos y por la transferencia de gas húmedo dulce para bombeo neumático a la región marina de Pemex-Exploración y Producción, con un cumplimiento 100.5% de la meta del periodo. El proceso de condensados fue 45.7 miles de barriles diarios, 19.3% inferior al del mismo periodo del año anterior, que se explica por un menor recibo de condensados amargos y dulces.

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

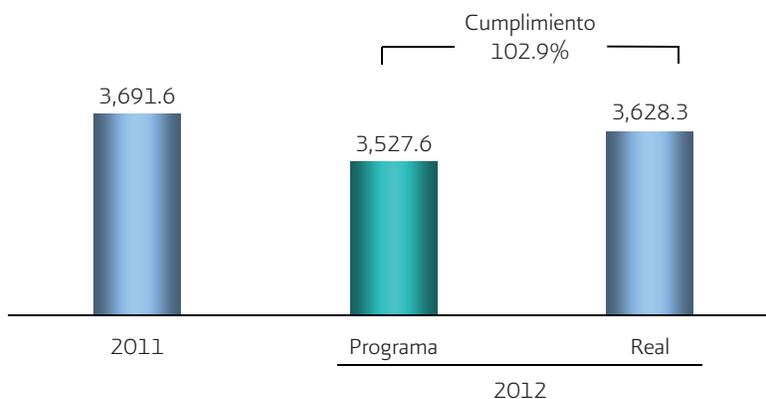
CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
Gas seco (MMpcd)	3,691.6	3,527.6	3,628.3	-1.7	102.9
Gas licuado ^{1/} (Mbd)	185.4	178.9	176.0	-5.1	98.4

^{1/} Producción de los complejos procesadores de gas. La producción total también incluye la proveniente de refinerías (25.2 miles de barriles diarios) y la del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción (2.9 miles de barriles diarios). Con base en esta consideración la producción total de gas licuado en 2012 promedió 204.1 miles de barriles diarios.

Fuente: Base de Datos Institucional.

La producción de gas seco alcanzó 3,628.3 millones de pies cúbicos diarios, 1.7% menor a la del año anterior principalmente por una menor oferta de gas húmedo amargo en el sureste y de gas húmedo en Burgos.

ELABORACIÓN DE GAS SECO
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Base de Datos Institucional.

Del fraccionamiento de líquidos de gas y de los condensados (etano, gas licuado, gasolinas naturales, además de los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque), se obtuvieron 365.1 miles de barriles diarios de productos, 6.2% inferiores a los de 2011.

- En la producción de gas licuado se obtuvieron 176 mil barriles diarios, 5.1% menor a lo reportado el año previo, de etano fue 115.3 miles de barriles diarios, 4.4% inferior a 2011, y de gasolinas naturales (naftas) 72.3 miles de barriles diarios, 11.5% menos que el año anterior, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo marino y del mesozoico, así como de condensados amargos y dulces; para gas licuado y gasolinas también contribuyó el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del Complejo Petroquímico La Cangrejera.
- La recuperación de azufre, resultado del endulzamiento de gas y condensados amargos en los complejos procesadores de gas, totalizó 591.5 miles de toneladas, 7% menos que el año previo, con un cumplimiento de 98.6% de la meta para 2012. 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.

PROCESO DE CRUDO

En 2012, el Sistema Nacional de Refinación procesó 1,199.3 miles de barriles diarios, volumen 2.8% superior al de 2011 en razón del mayor proceso en todas las refinerías, excepto Salina Cruz. La refinería de Tula procesó 23.1% del total, Salina Cruz 21.4%, Cadereyta 15.6%, Salamanca 14.9%, Minatitlán 14.2% y Madero 10.7%. El cumplimiento de 90.1% de la meta se debe a la existencia de altos inventarios de productos intermedios en las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salina Cruz; a falta de salidas de combustóleo en el primer trimestre de 2012 en Salamanca; además de mantenimiento preventivo y reparación en plantas que derivaron en disminución del proceso de crudo.

- El retraso en la operación y estabilización de la reconfiguración de la refinería en Minatitlán afectó producciones asociadas que se consideraron en el programa; además de que falló una caldera en marzo.
- Ocurrieron suspensiones en Cadereyta, debido a problemas en el suministro de energía y por revisión efectuada en un calentador de vacío; en Madero, por fallas ocurridas en el servicio de energía eléctrica y en los servicios auxiliares; en Minatitlán por pruebas en plantas primarias; en Salina Cruz por problemas en calderas; en Tula por mantenimiento a plantas combinadas y a calentadores.
- El crudo ligero procesado ascendió a 696.8 miles de barriles diarios, inferior 4.8% al de 2011, debido a la disminución registrada en las refinerías de Minatitlán (54.6%) y Salina Cruz (10%). El crudo ligero representó 58.1% del crudo procesado, 4.6 puntos menos que el porcentaje de 2011.
- De crudo pesado se procesaron 501.1 miles de barriles diarios, 15.7% más al promedio de 2011; contribuyeron al resultado las refinerías de Minatitlán y Madero que aumentaron el proceso 124.1% y 12.6%, respectivamente. El proceso de crudo pesado correspondió a 41.8% del total, 4.7 puntos más que el porcentaje de 2011. El volumen de crudo reconstituido, procesado en la refinería de Salamanca, ascendió a 1.3 miles de barriles diarios y fue similar al de 2011. No se procesó crudo superligero durante el año.

PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA

(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PROCESO DE CRUDO	1,166.6	1,331.3	1,199.3	2.8	90.1
Cadereyta	170.6	210.3	187.7	10.0	89.3
Madero	117.4	154.7	127.8	8.9	82.6
Minatitlán	151.9	235.3	170.6	12.3	72.5
Salamanca	170.7	184.6	179.2	5.0	97.1
Salina Cruz	279.4	273.5	256.7	-8.1	93.9
Tula	276.6	272.9	277.3	0.3	101.6

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Durante 2012, la producción de petrolíferos y gas licuado de Petróleos Mexicanos y los organismos subsidiarios fue 1,404.8 miles de barriles diarios, superior 1.9% al volumen del año anterior, debido a la mayor elaboración de Pemex Diesel, gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, así como coque. La meta anual prevista para la producción de petrolíferos y gas licuado se cumplió en 89.1%, atribuible a la menor elaboración de diesel, gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, coque, asfaltos y gas licuado, que no fue compensada por el volumen alcanzado de combustóleo pesado. La producción total incluyó 1,225.9 miles de barriles diarios de Pemex-Refinación, 176 mil barriles diarios de gas licuado procedentes de los complejos procesadores de gas y 2.9 miles de barriles diarios de gas licuado del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción.

En 2012, la producción en el SNR promedió 1,225.9 miles de barriles diarios, 3% de aumento respecto al año previo, como resultado de la mayor oferta de productos obtenidos en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán, Madero y Salamanca. El cumplimiento de 87.9% de la meta se debe a problemas y fallas operativas que afectaron el rendimiento de los productos. Destaca que en la refinería de Salina Cruz disminuyó la elaboración de gasolina Pemex Magna, turbosina, Pemex Diesel, combustóleo pesado, asfaltos y gas licuado, derivado de la disminución del crudo procesado respecto al programa.

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

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,378.7	1,577.0	1,404.8	1.9	89.1
Pemex-Refinación	1,190.2	1,394.8	1,225.9	3.0	87.9
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	185.4	178.9	176.0	-5.1	98.4
Pemex-Exploración y Producción	2.4	2.8	2.9	20.8	103.6
Pemex-Petroquímica	0.6	0.6	0.0	-100.0	0.0

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

- En la refinería de Tula se obtuvo 22.8% de la producción del SNR, en Salina Cruz 21.2%, en Minatitlán 15.2%, en Cadereyta 15.8%, en Salamanca 14.3% y en Madero 10.7%.
- La elaboración de gas licuado alcanzó 25.2 miles de barriles diarios, equivalente a 17.8% de aumento en comparación al volumen de 2011 y a un cumplimiento de 93% de la meta. En las refinerías de Tula y Minatitlán se obtuvo 44.4% y 27.4% del gas licuado, en el mismo orden. Estos datos no incluyen 10 mil barriles diarios de gas licuado proveniente de la mezcla de butanos, el cual se encuentra considerado en la producción de los complejos procesadores de gas.
- La producción de gasolinas fue 418.1 miles de barriles diarios, 4.4% más con relación a la registrada en 2011 debido al aumento en el rendimiento de estos productos. En el

cumplimiento de 82.8% de la meta anual influyeron los problemas y fallas ocurridos en plantas de destilados intermedios. La gasolina Pemex Magna constituyó 70.9% y 84.6% de ambas variaciones. En las refinerías de Salina Cruz y Tula, la producción de gasolinas disminuyó 6.6% y 5.2%, en el orden citado, respecto de la obtenida en 2011.

- La gasolina Pemex Magna registró una elaboración de 398.4 miles de barriles diarios, mayor 3.2% al volumen de 2011, debido al mayor rendimiento alcanzado en el proceso de refinerías. El cumplimiento de 84.4% de la meta anual se debe a paros correctivos que afectaron la operación de plantas hidrosulfuradoras. La producción incluye 61.5 miles de barriles diarios de Pemex Magna UBA volumen similar al de 2011 y que respecto a la meta alcanzó un cumplimiento de 74.9%.
- De gasolina Pemex-Premium se elaboraron 19.7 miles de barriles diarios, 43.8% superior a la producción del año anterior, en virtud del crecimiento en la demanda de este producto.
- De turbosina se elaboraron 56.6 miles de barriles diarios, 0.5% por arriba de lo registrado en 2011, con un cumplimiento de 96.6% del programa anual. Durante 2012, la refinería de Tula contribuyó con 42.2% de la producción de turbosina.
- En el caso del diesel, se elaboraron 299.6 miles de barriles diarios, volumen superior en 9.4% al registrado el año precedente, debido al aumento en el rendimiento del producto en el SNR. El cumplimiento de la meta fue 80.1%, afectado por problemas y fallas en las plantas en Cadereyta, Salamanca y Salina Cruz.
 - La producción de 225.9 miles de barriles diarios de Pemex Diesel representó un aumento de 16.7% respecto a 2011, en el que contribuyeron todas las refinerías excepto Salina Cruz. El cumplimiento de la meta fue 81.6%.
 - De Pemex Diesel UBA se obtuvieron 72.6 miles de barriles diarios, lo cual representó una disminución de 9.4% al compararla con el año anterior y un cumplimiento de 77.6% de la meta; variaciones que se explican por los problemas que afectaron el proceso de crudo en las refinerías de Minatitlán y Salamanca.
- El combustóleo promedió 273.4 miles de barriles diarios, 11.1% inferior a la producción de 2011 debido a la baja que se registró en la producción de la refinería de Minatitlán, de acuerdo a lo esperado después de la reconfiguración. El cumplimiento de la meta resultó 2.4% superior. Destaca que el combustóleo pesado constituye la mayor parte de la producción, mientras que el volumen restante, 0.2 miles de barriles diarios corresponde a intermedio 15.

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

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,190.2	1,394.8	1,225.9	3.0	87.9
GAS LICUADO ^{1/}	21.4	27.1	25.2	17.8	93.0
GASOLINAS	400.3	504.8	418.1	4.4	82.8
Pemex Magna	324.2	389.7	336.8	3.9	86.4
Pemex Magna UBA	61.7	82.1	61.5	-0.3	74.9
Pemex Premium	13.7	32.9	19.7	43.8	59.9
Otras	0.7	0.2	0.0	-100.0	0.0
TURBOSINA	56.3	58.6	56.6	0.5	96.6
DIESEL	273.8	374.1	299.6	9.4	80.1
Pemex Diesel	193.6	276.7	225.9	16.7	81.6
Pemex Diesel UBA	80.1	93.6	72.6	-9.4	77.6
Otros	0.1	3.8	1.0	900.0	26.3
COMBUSTÓLEO	307.5	267.0	273.4	-11.1	102.4
OTROS PETROLÍFEROS ^{2/}	131.0	163.2	152.9	16.7	93.7

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.

- La producción de otros petrolíferos ascendió a 152.9 miles de barriles diarios, 16.7% mayor a la obtenida en 2011 debido al aumento de 57.9% en la elaboración de coque que ascendió a 49.1 miles de barriles diarios, principalmente proveniente de Minatitlán con el inicio de operación de la planta coquizadora en esta refinería. Además del coque, en otros petrolíferos se consideran 67.8 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente de gas seco de refinerías, 23.1 miles de barriles diarios de asfaltos, 7.9 miles de barriles diarios, 3.9 miles de barriles diarios de lubricantes, 0.8 miles de barriles diarios de parafinas, 0.2 miles de barriles diarios de aeroflex y 0.1 miles de barriles diarios de extracto furfural.

6.1.6 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

Durante 2012, los organismos subsidiarios elaboraron 13,454.3 miles de toneladas de petroquímicos, 11% menos al año anterior, principalmente por la menor producción de pentanos, naftas y etano (petroquímicos básicos), así como de las cadenas de derivados de aromáticos y de propileno (desregulados). Del total 42.3% correspondió a petroquímicos básicos y 57.7% a desregulados. Con relación al programa anual se alcanzó un cumplimiento de 82.7%, debido a la producción alcanzada en petroquímicos básicos y en todas las cadenas petroquímicas fue menor a las metas correspondientes, excepto en la de derivados de metano. De la producción total, 6,320.9 miles de toneladas provinieron de Pemex-Petroquímica, 5,800 miles de toneladas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 1,333.4 miles de toneladas de Pemex-Refinación.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

(miles de toneladas)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	15,124.7	16,277.6	13,454.3	-11.0	82.7
PETROQUÍMICOS BÁSICOS	6,674.2	6,902.7	5,688.7	-14.8	82.4
Naftas (gasolina natural)	3,162.7	3,083.8	2,807.5	-11.2	91.0
Etano	2,504.8	2,527.8	2,401.0	-4.1	95.0
Butanos	47.0	34.2	1.2	-97.4	3.5
Pentanos	472.5	537.9	3.9	-99.2	0.7
Hexano	44.7	34.8	5.1	-88.6	14.7
Heptano	19.2	6.3	3.2	-83.3	50.8
Materia prima-negro de humo	423.2	677.8	466.7	10.3	68.9
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	8,450.5	9,374.9	7,765.7	-8.1	82.8

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

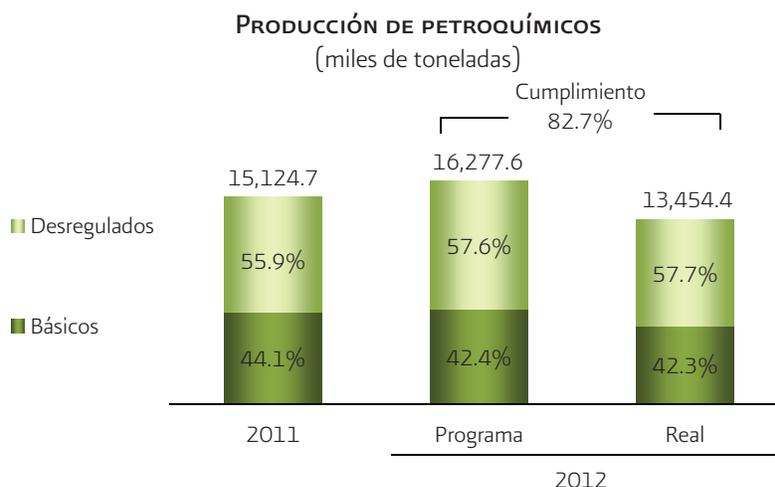
La producción de petroquímicos básicos fue 5,688.7 miles de toneladas, 14.8% inferior si se compara al año previo, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo en el sureste, de gas húmedo en Burgos y por la transferencia de gas húmedo dulce para bombeo neumático a las regiones marinas. El cumplimiento de 82.4% de la meta se explica por la disminución en el recibo de gas directo de campos, así como de condensados amargos y dulces que redujo en 11% y 4.1%, respectivamente, la producción de gasolinas naturales (2,807.5 miles de toneladas) y etano (2,401 mil toneladas).

Los petroquímicos desregulados registraron 7,765.7 miles de toneladas de elaboración, 8.1% inferior con respecto a 2011, y que representó 82.8% de la meta. En refinerías se obtuvieron 866.7 miles de toneladas (propileno, azufre, anhídrido carbónico e isopropanol), en los complejos procesadores de gas 591.5 miles de toneladas de azufre y en los complejos petroquímicos 6,307.5 miles de toneladas.

- La disponibilidad de azufre ascendió a 1,010.9 miles de toneladas, 5.4% mayor al volumen de 2011, con un cumplimiento de 92.4% de la meta, debido a las variaciones registradas en la producción en las refinerías de Minatitlán, Cadereyta, Madero y Salina Cruz.

En particular, los resultados de Pemex-Petroquímica fueron 11.4% menores respecto a 2011, con un cumplimiento de 82.6% de la meta, a causa de que no se llevaron a cabo las corridas de prueba de la planta reformadora catalítica, en marzo de 2012, y no se elaboraron 1,784 miles de toneladas de aromáticos y otros productos. Los complejos petroquímicos Cosoleacaque, Morelos y La Cangrejera, produjeron 35.3%, 30.9% y 19.5% del total de petroquímicos del organismo subsidiario, en el mismo orden. A continuación se presentan los resultados por cadenas petroquímicas:

- Los derivados del metano alcanzaron una producción de 2,473 mil toneladas, 7.2% por arriba del volumen registrado en 2011, con respecto a la meta resultó superior 8.7%. Ambas variaciones provienen de la mayor producción de anhídrido carbónico y de amoniaco.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- De anhídrido carbónico se elaboraron 1,382.6 miles de toneladas, volumen que fue 7.3% mayor a 2011 con un cumplimiento de 115.4% de la meta. Destaca que la producción de anhídrido carbónico representó 55.9% de los derivados del metano.
 - La elaboración de 939.1 miles de toneladas de amoniaco, fue 8.3% mayor a la de 2011, con un cumplimiento de 101.5% de la meta, favorecida por el inicio de operación de una tercera planta de amoniaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, a partir del último trimestre de 2012.
 - El metanol registró una producción de 151.3 miles de toneladas, 0.5% más que en 2011 y 0.7% por arriba del programa, debido al buen desempeño de la planta de metanol en el Complejo Petroquímico Independencia.
- Los derivados del etano registraron una elaboración de 2,774.7 miles de toneladas, mayor 0.9% con respecto a 2011. El cumplimiento de 88.9% de la meta se explica por la interrupción del tránsito ferroviario provocada por el huracán Carlotta, entre junio y julio de 2012, así como por restricciones en el abasto de etano debido a la integración del proyecto de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex. Respecto del programa se registró menor producción a la prevista de etileno, dicloroetano, cloruro de vinilo y polietilenos, entre otros.
 - La producción de etileno ascendió a 1,127.8 miles de toneladas, 0.3% más que en 2011, con un cumplimiento de 89.6% de la meta. De polietilenos se elaboraron 644.3 miles de toneladas, volumen 2.4% menor que alcanzó 90.8% del programa. El

etileno y los polietilenos representaron 40.6% y 23.2%, respectivamente, de la producción de derivados del etano.

- De propileno y derivados se produjeron 49.1 miles de toneladas, con una disminución de 20.7% con relación a 2011 y un cumplimiento de 58.7% con relación a la meta, debido a diversas suspensiones en la operación de la planta de acrilonitrilo.
- Los aromáticos y derivados alcanzaron una producción de 165.9 miles de toneladas, 82% menos que el año previo, con un cumplimiento de 15.6% de la meta, a causa de que los trabajos de integración de la reformadora (CCR) de la Cangrejera y la reprogramación de las corridas de prueba durante 2012 detuvieron la producción durante parte del año.
- De otros productos se elaboraron 844.8 miles de toneladas, con una disminución de 21.7% respecto a 2011, el cumplimiento de la meta ascendió a 77.9%. En ambas variaciones destaca la menor producción de hidrógeno y líquidos de BTX.

Adicionalmente, en los complejos petroquímicos se produjeron 21.3 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 de petrolíferos registrada. La elaboración de estos productos fue 94.1% inferior a la de 2011, con un cumplimiento de 7.1% de la meta del programa como resultado de los trabajos en la reformadora de La Cangrejera.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS DESREGULADOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	8,450.5	9,374.9	7,765.7	-8.1	82.8
PEMEX-PETROQUÍMICA	7,120.6	7,634.6	6,307.5	-11.4	82.6
DERIVADOS DEL METANO	2,306.5	2,274.4	2,473.0	7.2	108.7
Amoniaco	867.3	925.6	939.1	8.3	101.5
Anhídrido carbónico	1288.6	1198.5	1382.6	7.3	115.4
Metanol	150.6	150.3	151.3	0.5	100.7
DERIVADOS DEL ETANO	2,750.4	3,122.1	2,774.7	0.9	88.9
Cloruro de vinilo	168.4	233.5	184.8	9.7	79.1
Dicloroetano	274.9	390.0	300.6	9.3	77.1
Etileno	1124.3	1258.4	1127.8	0.3	89.6
Glicoles etilénicos	168.2	177.9	171.9	2.2	96.6
Óxido de etileno	354.6	352.9	345.4	-2.6	97.9
Polietilenos	660.0	709.3	644.3	-2.4	90.8
PROPILENO Y DERIVADOS	61.9	83.7	49.1	-20.7	58.7
Acetonitrilo	1.8	2.9	0.7	-61.1	24.1
Ácido cianhídrico	4.2	5.8	3.2	-23.8	55.2
Acrlonitrilo	39.1	57.7	31.8	-18.7	55.1
Propileno	16.8	17.2	13.4	-20.2	77.9
AROMÁTICOS Y DERIVADOS	923.0	1,062.3	165.9	-82.0	15.6
Aromáticos pesados	7.3	6.5	0.0	-100.0	0.0
Aromina 100	40.3	13.0	0.0	-100.0	0.0
Benceno	117.8	113.2	25.7	-78.2	22.7
Estireno	127.7	129.6	29.2	-77.1	22.5
Etilbenceno	144.3	149.0	34.7	-76.0	23.3
Fluxoil	2.8	3.7	0.9	-67.9	24.3
Hidrocarburo de alto octano	231.7	402.5	24.2	-89.6	6.0
Tolueno	158.7	164.2	25.2	-84.1	15.3
Xilenos	92.5	80.6	26.0	-71.9	32.3
OTROS	1078.8	1092.1	844.8	-21.7	77.4
PEMEX-REFINACIÓN	693.8	1,140.4	866.7	24.9	76.0
Anhídrido carbónico	14.1	0.0	12.5	-11.3	-
Azufre	323.4	494.3	419.4	29.7	84.8
Isopropanol	4.1	11.7	3.8	-7.3	32.5
Propano-propileno	0.0	129.9	0.0	-	0.0
Propileno	352.2	504.5	431.0	22.4	85.4
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	636.1	599.9	591.5	-7.0	98.6
Azufre	636.1	599.9	591.5	-7.0	98.6

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

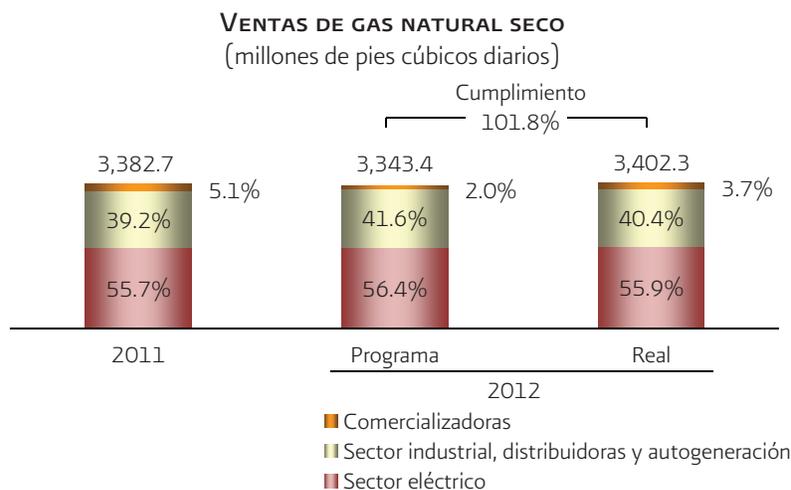
6.1.7 MERCADO INTERNO

VENTAS DE GAS NATURAL SECO

En 2012 las ventas de gas natural seco alcanzaron 3,402.3 millones de pies cúbicos diarios, superiores 0.6% al año previo, debido al incremento en el suministro al sector industrial-distribuidoras y el sector eléctrico. Con relación a la meta se tuvo 101.8% de cumplimiento. Durante 2012, disminuyó el gas seco proveniente de campos y ocurrieron incidentes operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex, causas por las que

32% de las ventas de gas natural se cubrieron con importaciones, 8.6 puntos más que el porcentaje de 2011.

- El sector industrial y distribuidoras, que incluye empresas autogeneradoras de electricidad, demandó 1,374.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, 3.7% más que el consumo de 2011, debido al mayor volumen requerido por la industria del acero. Las ventas del sector cumplieron 98.9% de la meta, debido a la menor disponibilidad de gas.
- La venta de gas natural al sector eléctrico fue 1,902.9 millones de pies cúbicos diarios, resultado 1% mayor si se compara a 2011, con un cumplimiento de 98.9% de la meta. El sector eléctrico representó 55.9% de las ventas internas de este combustible; en el cuarto trimestre de 2012 se registró un mayor consumo por la menor generación en las plantas hidroeléctricas y por restricciones de suministro de gas licuado a CFE.
- La venta a las comercializadoras de gas natural fue 124.9 millones de pies cúbicos diarios, 27.8% inferior a 2011, atribuible a los ajustes en las entregas a clientes durante 2012 para cumplir con las medidas de seguridad requeridas en la distribución de gas natural. El cumplimiento anual de la meta alcanzó 183.7%, derivado del abastecimiento a las comercializadoras ligadas al sector eléctrico.

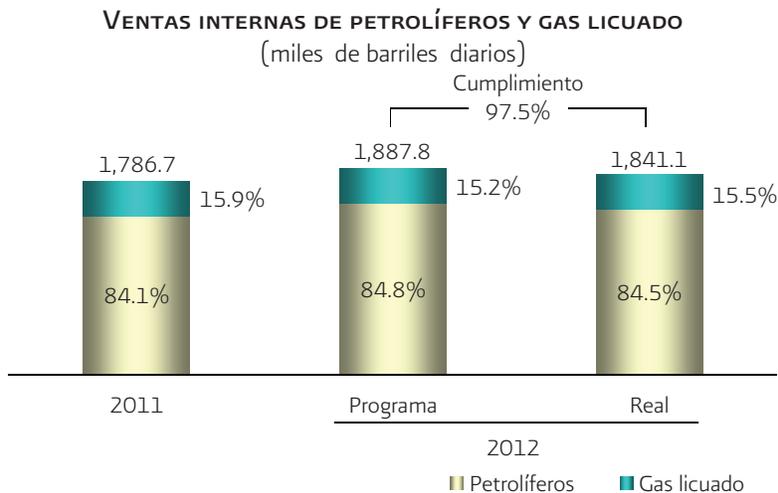


Fuente: Base de Datos Institucional.

VENTAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Entre enero y diciembre de 2012, las ventas de petrolíferos y gas licuado ascendieron a 1,841.1 miles de barriles diarios, volumen 3% mayor al de 2011, con un cumplimiento de 97.5% de la meta programada. La comercialización de petrolíferos, sin considerar el gas licuado, fue 1,555.6 miles de barriles diarios, 3.6% superior a la venta de 2011 y equivalente a 97.1% de la meta programada. Destaca el aumento de las ventas de gasolina Pemex Premium UBA, coque, combustóleo pesado, Pemex Diesel y diesel industrial de bajo azufre; que en conjunto compensaron el decremento de la gasolina Pemex Magna, entre otros productos.

Entre los eventos ocurridos en 2012 que explican las ventas de petrolíferos y gas licuado, se consideran la construcción y uso de nueva infraestructura carretera en el país, la reactivación de

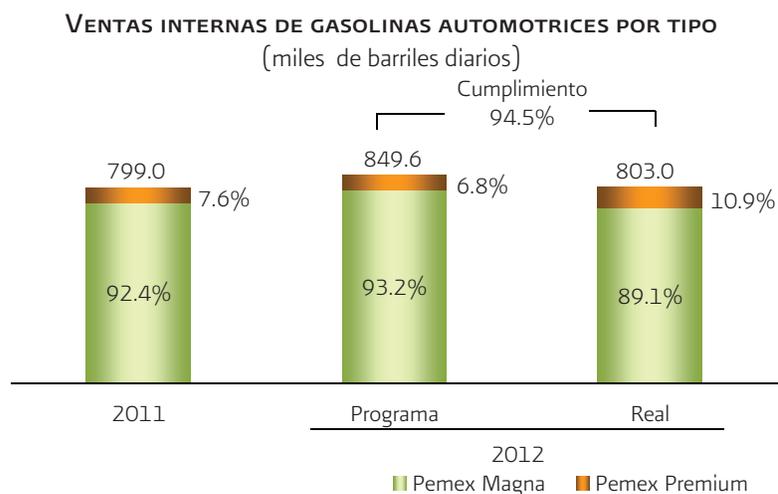


rutas aéreas, las afectaciones en la entrega de condensados y líquidos para su proceso, el mayor uso de combustóleo para la generación de energía eléctrica, además de la reducción en la disponibilidad de algunos productos debido a la operación de las refinерías. El comportamiento en las ventas de los principales productos durante 2012, se presenta a continuación:

- De gasolinas automotrices se comercializaron 803 mil barriles diarios, volumen similar al de 2011, con un cumplimiento de 94.5% de la meta. La importación de estos combustibles ascendió a 47.9% de sus ventas, 1.8 puntos porcentuales, debido al mayor rendimiento alcanzado en el SNR. Cabe señalar que al cierre de 2012 el número de automóviles en circulación^{9/} aumentó 2.9% respecto a diciembre del año previo.
 - La gasolina Pemex Magna, con ventas por 715.3 miles de barriles diarios, disminuyó 3.2% respecto a 2011 y cumplió con 90.3% de la meta programada. En el caso de la gasolina Pemex Premium UBA, las ventas alcanzaron 87.7 miles de barriles diarios, mismas que fueron superiores 45% a las del año previo y presentaron un cumplimiento de 152.3% de la meta, atribuible al cambio en el patrón de consumo y la reducción en el diferencial del precio con la gasolina Pemex Magna.
 - El número de estaciones de servicio aumentó en 405, al pasar de 9,637 a 10,042 estaciones, si se compara al cierre de diciembre de 2011; de estas últimas estaciones, 538 se incorporaron al Programa de Modernización de la Franquicia Pemex, con la denominación Cualli.

^{9/} Fuente INEGI. Cifras preliminares estimadas con base en las ventas proporcionadas por la Asociación Mexicana de la Industria Automotriz (AMIA).

- En el caso del diesel, las ventas fueron 400.5 miles de barriles diarios, mayores 4.4% debido a la actividad económica del año, reflejado en un aumento de 2.1% y 4% en el número de vehículos para transporte de pasajeros y de carga, si se comparan las cifras reportadas por el INEGI para diciembre de 2012, con igual mes del año previo. Las importaciones de diesel cubrieron 33.2% de la demanda, menores 2.2 puntos porcentuales, derivado del mayor rendimiento del producto en el SNR. El cumplimiento de 99.1% de la meta se atribuye a las ventas de Pemex Diesel, menores a las previstas.



- La venta de Pemex Diesel promedió 339.4 miles de barriles diarios, equivalente a 84.7% del total, volumen que fue 2.7% mayor al alcanzado en 2011 a consecuencia de la demanda en el autotransporte de pasajeros. El cumplimiento de 94.5% de la meta programada se explica por la menor disponibilidad del producto en las refinerías de Cadereyta, Salamanca y Salina Cruz.
- El diesel industrial de bajo azufre promedió 45.5 miles de barriles diarios, mayores 23.6% a las ventas de 2011, con un cumplimiento de 151.2% de la meta, debido a la sustitución de combustóleo (en el sector agrícola e industrial) y de gas natural (en los sectores industrial y energético) por diesel industrial de bajo azufre.
- La comercialización de combustóleo ascendió a 214.4 miles de barriles diarios, 6.9% superior al volumen de 2011 y con un cumplimiento de 116.7% de la meta. De las ventas del combustible, 20.8% fueron cubiertas por importaciones, 8.3 puntos porcentuales más al año anterior, en virtud de que la producción de combustóleo disminuyó, particularmente en la refinería de Minatitlán.
 - De combustóleo pesado se vendieron 196.5 miles de barriles diarios a la CFE, demanda que aumentó 12.1% respecto a 2011 y que cumplió en 126.7% la meta programada.

La variación es atribuible a la utilización del combustóleo para generar electricidad, en reemplazo de la generación hidroeléctrica y de gas natural, derivado de los bajos niveles de las presas y del mantenimiento de centrales eléctricas operadas por gas natural.

VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL ^{1/}	1,786.7	1,887.8	1,841.1	3.0	97.5
PETROLÍFEROS	1,501.9	1,601.5	1,555.6	3.6	97.1
Gasolinas automotrices	799.0	849.6	803.0	0.5	94.5
Pemex Magna	738.6	792.0	715.3	-3.2	90.3
Pemex Premium	60.5	57.6	87.7	45.0	152.3
Turbosina	56.1	64.9	59.3	5.7	91.4
Diesel	383.6	404.3	400.5	4.4	99.1
Pemex Diesel	330.6	359.1	339.4	2.7	94.5
Otros	52.9	45.2	61.1	15.5	135.2
Combustóleo	200.6	183.7	214.4	6.9	116.7
Otros petrolíferos	62.5	98.9	78.4	25.4	79.3
GAS LICUADO	284.8	286.4	285.5	0.2	99.7

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

1/ Incluye de gasnafta 0.6 miles de barriles diarios en 2011, 0.1 miles de barriles diarios en 2012 y 0.7 miles de barriles diarios en el programa.

Fuente: Base de Datos Institucional

- Las ventas de turbosina por 59.3 miles de barriles diarios, se situaron 5.7% por arriba de 2011, a partir del aumento del transporte aéreo de pasajeros y carga, a la inauguración e incremento de rutas. Sin embargo, el cumplimiento de 91.4% de la meta corresponde a que aún no se alcanza la recuperación del tráfico en las líneas aéreas nacionales.
- El gasóleo doméstico registró 0.6 miles de barriles diarios, similares a las ventas de 2011, con un cumplimiento de 75% de la meta. El gasóleo doméstico se utiliza primordialmente en sistemas de calentamiento doméstico, de ahí que su demanda está asociada a las condiciones climatológicas en el norte del país que fueron menos frías a las esperadas.
- De otros petrolíferos, incluidos los asfaltos, lubricantes, parafinas, coque, gasóleo y gasavión, se comercializaron 78.4 miles de barriles diarios, 25.4% más que las ventas de 2011. El resultado cumplió con 79.3% del programa debido a la disminución en las ventas de coque, asfaltos, gasóleos y lubricantes.
 - La demanda de coque fue 49.8 miles de barriles diarios, volumen 60.6% mayor a la de 2011, resultado del inicio de operación de la planta coquizadora en la refinería de Minatitlán. El cumplimiento de 83.1% de la meta se debe a que no se retiró producto en Minatitlán por las condiciones climatológicas adversas y por bloqueos de transportistas, aunado a problemas de infraestructura en la refinería.
 - La venta de asfaltos fue 22.3 miles de barriles diarios, 9.3% inferior al resultado de 2011 y equivalente a 73.1% de la meta, resultado de la menor disponibilidad de asfaltos

en Salina Cruz, de septiembre a noviembre de 2012, que afectó el abasto en la zona sureste del país.

- Los lubricantes registraron una demanda de 4.1 miles de barriles diarios, volumen menor 2.4% al comercializado durante 2011 que cumplió con 77.4% de la meta prevista. Ambas variaciones se explican por problemas operativos y a la calidad del producto en la refinería de Salamanca.
- De parafinas se vendieron 0.8 miles de barriles diarios, volumen similar al de 2011. El cumplimiento de 88.9% de la meta proviene de la menor disponibilidad del producto en la refinería de Salamanca.

Las ventas de gas licuado alcanzaron 285.5 miles de barriles diarios, que representan 0.2% de aumento respecto a 2011, en virtud del mayor consumo en el norte y centro del país. El cumplimiento de 99.7% de la meta se explica por la baja disponibilidad del producto proveniente de los complejos procesadores de gas, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo y de condensados amargos; a los problemas presentados en Burgos y Nuevo Pemex; así como, el retraso en el inicio de operación de la planta reformadora de naftas del Complejo Petroquímico La Cangrejera que afectó la entrega de líquidos para su fraccionamiento.

VENTAS DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS Y DESREGULADOS

En el transcurso de 2012, la comercialización de petroquímicos ascendió a 4,188.3 miles de toneladas, volumen 1.5% menor al de 2011, debido a la baja en las ventas de estireno, amoniaco, anhídrido carbónico y óxido de etileno, entre otros. Con respecto a la meta prevista se tuvo un cumplimiento de 82%, sobre todo por ventas menores a las esperadas de materia prima para negro de humo (petroquímico básico), propileno, estireno, cloruro de vinilo, azufre, y amoniaco, todos ellos petroquímicos desregulados. Los petroquímicos básicos representaron 12.2% y los desregulados 87.8%. Por organismo subsidiario, Pemex-Petroquímica comercializó 2,672.8 miles de toneladas, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 859.2 miles de toneladas y Pemex-Refinación 656.3 miles de toneladas.

Las ventas de petroquímicos básicos fueron 509.6 miles de toneladas, menor 0.9% a la alcanzada en 2011. El cumplimiento de 68.1% de la meta es resultado de la menor comercialización de materia prima para negro de humo, que se ubicó en 473.7 miles de toneladas, 10.3% mayor respecto a 2011, con un cumplimiento de 69.9% del programa anual, debido a la menor disponibilidad de materia prima negro de humo en la refinería Madero. A partir de mayo de 2012, la comercialización de materia prima para negro de humo se transfirió de Pemex-Gas y Petroquímica Básica a Pemex-Refinación.

VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	4,251.4	5,105.3	4,188.3	-1.5	82.0
Básicos	514.4	748.3	509.6	-0.9	68.1
Desregulados	3,737.0	4,357.0	3,678.7	-1.6	84.4
POR ORGANISMO SUBSIDIARIO					
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,164.9	1,500.9	859.2	-26.2	57.2
Pemex-Refinación	292.0	565.7	656.3	124.8	116.0
Pemex-Petroquímica	2,794.6	3,038.7	2,672.8	-4.4	88.0
PEMEX-PETROQUÍMICA, POR CADENA					
Derivados del etano	1,171.9	1,280.2	1,192.0	1.7	93.1
Derivados del metano	1,256.2	1,298.8	1,213.2	-3.4	93.4
Aromáticos y derivados	265.3	285.4	161.4	-39.2	56.6
Propileno y derivados	69.5	94.7	61.8	-11.1	65.3
Otros ^{1/}	31.6	79.6	44.5	40.8	55.9

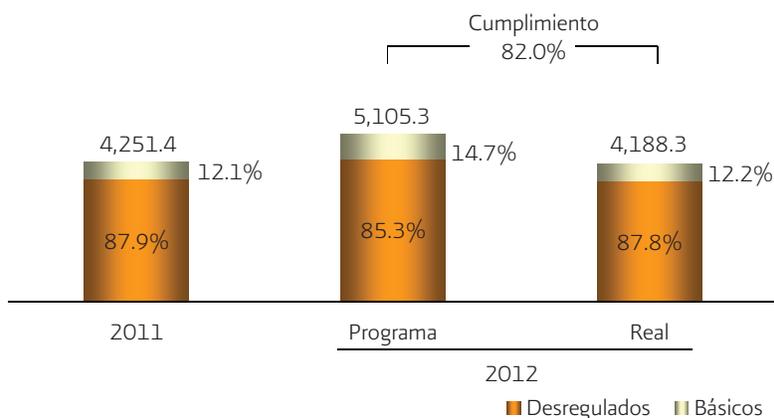
1/ No incluye gasnafta.

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

Fuente: Base de Datos Institucional.

Al mercado nacional se destinaron 3,678.7 miles de toneladas de ventas de petroquímicos desregulados, volumen 1.6% inferior si se compara con 2011, con un cumplimiento de 84.4% de la meta anual. Por organismo subsidiario, 72.7% de las ventas correspondieron a Pemex-Petroquímica, 17.8% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (principalmente azufre) y 9.5% a Pemex-Refinación (sobre todo propileno grado químico y grado refinería).

VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS
(miles de toneladas)



Fuente: Base de Datos Institucional.

- La comercialización de azufre alcanzó 649.1 miles de toneladas, lo cual representó un aumento de 0.2% respecto a 2011. El cumplimiento de 86.2% de la meta se debe a que no se alcanzó la demanda de azufre prevista en la industria química.

A continuación se presenta el comportamiento de las ventas de Pemex-Petroquímica por cadena en 2012.

- **DERIVADOS DEL ETANO.** Las ventas totalizaron 1,192 mil toneladas, superior 1.7% respecto al año previo, debido a mayor oferta de cloruro de vinilo, monoetilenglicol grado fibra, polietileno lineal y, hacia final de año, de polietileno de baja densidad. El cumplimiento de 93.1% de la meta es resultado de la menor venta a la prevista de cloruro de vinilo y polietilenos, principalmente.
 - La demanda de polietilenos participó con 601.1 miles de toneladas, 50.4% del total de la cadena de derivados del etano; mayor 1.9% al volumen de enero-diciembre de 2011, que cumplió en 94.9% la meta prevista. El nivel de ventas alcanzado es el mayor desde que se ofrecen los tres tipos de polietilenos (lineal, alta y baja densidad), particularmente en el mercado de rotomoldeo y en el de resinas.
- **DERIVADOS DEL METANO.** Los productos de esta cadena presentaron un comportamiento favorable debido al alza de precios, mientras la producción fue 1,213.2 miles de toneladas, 3.4% inferior a la demanda de 2011, con un cumplimiento de 93.4% de la meta prevista, debido a las condiciones climatológicas y a la falta de agua que afectaron la agricultura, a la suspensión del tránsito ferroviario en junio y, en el último trimestre del año, por escasez de gas natural, que es la materia prima.
 - Las ventas de amoníaco participaron con 66.9% del total de la cadena de derivados del metano al registrar 812 mil toneladas, cifra 2.5% inferior a la de 2011; el cumplimiento de la meta fue 94.7%. Para asegurar la autosuficiencia de este producto, en el cuarto trimestre del año se puso en marcha una planta adicional en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, no obstante, debido a las alertas críticas de gas natural se administró la producción.
 - De anhídrido carbónico se comercializaron 293.4 miles de toneladas, volumen 5.1% inferior a 2011, con un cumplimiento de 86.5% de la meta.
 - El metanol registró ventas por 107.7 miles de toneladas, 5.5% inferior a 2011. El cumplimiento de la meta programada fue 105.6%.
- **AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** La comercialización alcanzó 161.4 miles de toneladas, equivalente a una reducción de 39.2%, respecto a la del año previo, con un cumplimiento de 56.6% de la meta debido a los trabajos de arranque y prueba de la planta reformadora catalítica que afectó la disponibilidad del producto. Del volumen vendido, 50.1% fue de tolueno, 31.1% de xilenos, 17.6% de estireno, 0.9% de benceno y 0.3% de aromina 100.
 - Las ventas de xileno y tolueno se cubrieron con importaciones que pudieron disminuirse en el último trimestre de 2012 con el arranque de la planta de aromáticos.
- **PROPILENO Y DERIVADOS.** Se vendieron 61.8 miles de toneladas, equivalentes a una baja de 11.1%, si se comparan al año previo, con un cumplimiento de 65.3% de la meta, en virtud de las suspensiones realizadas en la operación de la planta de acrilonitrilo durante 2012.

- De otros productos, que incluyen ácido muriático, residuo propilénico y cera polietilénica, se vendieron 44.5 miles de toneladas, equivalente a 40.8% de aumento si se compara con 2011. El cumplimiento de la meta fue 55.9% debido a las ventas de ácido muriático y residuo propilénico, menores a las previstas en el programa anual.

6.1.8 MERCADO INTERNACIONAL

BALANZA COMERCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

En 2012, el saldo favorable de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos totalizó 20,995.1 millones de dólares, 16.2% por debajo de los montos del año previo, en virtud de que se acentuó la disminución en el valor de las exportaciones respecto a las importaciones. La reducción de las exportaciones estuvo asociada esencialmente a la del crudo y del combustóleo. En el caso de las importaciones, las mayores caídas estuvieron relacionadas con las naftas y el gas licuado, y se incrementaron las de diesel, combustóleo, gasolinas y metil terbutil éter entre otros.

Las divisas provenientes de la exportación de crudo fueron 46,788.1 millones de dólares, importe 5.2% inferior a las de 2011, derivado de menores volúmenes de la mezcla mexicana de petróleo crudo de exportación. Respecto a la meta, el cumplimiento fue 128% debido a que los volúmenes comercializados estuvieron por arriba de lo considerado en el programa original. Por tipo, 35,128.5 millones de dólares correspondieron a crudo Maya, 7,754.3 millones a Olmeca y 3,905.3 millones de dólares a Istmo.

En 2012, las exportaciones de petróleo crudo promediaron 1,255.6 miles de barriles diarios, 6.1% menos a lo registrado en 2011, con un cumplimiento de la meta de 106.8%. Por tipo, el petróleo crudo Maya participó con 76.7% del volumen exportado, el Olmeca con 15.4% y el Istmo con 7.9%.

- Por país de destino, el volumen de petróleo crudo se exportó a: Estados Unidos (76.3%), España (13.2%), India (6%), Canadá (1.8%), países del Convenio de San José (1.1%), China (0.8%), Holanda (0.4%), Portugal (0.2%) y otros (0.2%).

Las importaciones de Petróleos Mexicanos ascendieron a 31,024.5 millones de dólares, 0.7% superiores al año anterior, con un cumplimiento de la meta de 157%, resultado del aumento en las compras de petrolíferos y por los mayores precios de los hidrocarburos. De las importaciones totales, 89.6% fueron petrolíferos, 5.7% gas licuado, 3.9% gas natural y 0.8% petroquímicos.

La balanza comercial de gas natural en 2012 registró un saldo deficitario en 1,215.6 millones de dólares, 4.3% inferior al del año anterior, como resultado del menores precios de referencia, aunque se registraron mayores volúmenes importados.

- El valor de las importaciones de gas natural ascendió a 1,216.2 millones de dólares, 4.4% por abajo del obtenido en el año previo, 62.8% de la meta. El volumen promedió

1,089.3 millones de pies cúbicos diarios, 37.7% superior al registrado en 2011, con 101.7% de cumplimiento de la meta, por una menor disponibilidad de gas seco de campos. Las importaciones de gas natural representaron 32% de las ventas nacionales, 8.6 puntos porcentuales más que en el año anterior.

VALOR DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(millones de dólares)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
MILLONES DE DÓLARES					
SALDO	25,054.4	20,683.4	20,995.1	-16.2	101.5
EXPORTACIONES	55,858.9	40,444.4	52,019.7	-6.9	128.6
Petróleo crudo	49,379.6	36,544.4	46,788.1	-5.2	128.0
Condensados	23.9	-	183.8	669.0	-
Gas natural seco	1.6	-	0.6	-62.5	-
Petrolíferos y gas licuado	3,574.3	1,890.8	2,506.6	-29.9	132.6
Petroquímicos	260.2	227.3	283.1	8.8	124.5
Gasolina natural	2,619.3	1,781.9	2,257.4	-13.8	126.7
IMPORTACIONES	30,804.5	19,761.0	31,024.5	0.7	157.0
Gas natural seco	1,272.2	1,938.1	1,216.2	-4.4	62.8
Petrolíferos	27,212.2	15,942.0	27,793.9	2.1	174.3
Gas licuado	2,195.4	1,752.9	1,762.6	-19.7	100.6
Petroquímicos	124.7	128.0	251.8	101.9	196.7

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.
Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2012, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo deficitario de 27,049.9 millones de dólares, mayor en 4.7% a 2011, como resultado de mayores importaciones. Se alcanzó un nivel de cumplimiento de la meta de 171.2%.

- La exportación de petrolíferos y gas licuado totalizó 2,506.6 millones de dólares, importe 29.9% menor a 2011. La variación se explica por la disminución en las exportaciones de combustóleo (31.2 miles de barriles diarios) derivado de la entrada en operación de la Planta Coquizadora de la refinería de Minatitlán a partir de enero de 2012, ya que el combustóleo es la carga que se utiliza para el proceso de dicha planta, lo que genera menor disponibilidad para ventas. Este producto representó 96.1% del volumen total de exportaciones de petrolíferos y gas licuado en 2012.
- La importación de petrolíferos y gas licuado alcanzó 29,556.5 millones de dólares, 0.5% mayor a lo registrado en 2011, derivado de mayor compra de diesel, gasolina premium, turbosina e isobutano entre otros. Este importe representó un cumplimiento de 167% de la meta.

- Se realizaron importaciones de gasolinas por un monto de 18,475.9 millones de dólares, cifra 2.3% superior al año anterior, con un cumplimiento de 150.6% de la meta. Las gasolinas representaron 66.5% de las divisas erogadas por importación de petrolíferos, así como 65.9% del volumen correspondiente, debido a menor producción derivada de la reprogramación en el mantenimiento de las plantas del SNR.



En 2012, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un superávit de 31.3 millones de dólares, 76.9% menor al registrado en el año precedente, en razón de la mayores exportaciones de amoníaco, etileno, butadieno crudo y polietileno de alta densidad, compensado con importaciones de especialidades petroquímicas, mezcla de xilenos y tolueno. El superávit programado fue de 99.3 millones de dólares.

- Las divisas obtenidas por la exportación de petroquímicos ascendieron a 283.1 millones de dólares, 8.8% más que en 2011, con un cumplimiento de la meta de 124.5%. Sobresalen los incrementos en los volúmenes comercializados de amoníaco, etileno, butadieno crudo y polietileno de alta densidad, contrarrestados por los menores volúmenes de polietileno de baja densidad, estireno y benceno.
- La importación de petroquímicos totalizó 251.8 millones de dólares, 101.9% mayor a lo adquirido en 2011, en particular por la compra de mezcla de xilenos, tolueno y especialidades petroquímicas. Respecto a la meta el cumplimiento fue 196.7%.

Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 2,257.4 millones de dólares, 13.8% inferiores al año 2011, con un cumplimiento de la meta de 126.7%, mientras que en volumen alcanzaron 69.4 miles de barriles diarios, 7.7% menor al registrado en el año previo, con un cumplimiento de 118.2% de la meta. De este producto no se realizan importaciones.

VOLUMEN DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2011	2012		VAR. (%) 12/11	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
EXPORTACIONES					
Petróleo Crudo	1,337.8	1,175.7	1,255.6	-6.1	106.8
Maya ^{1/}	1,035.6	894.7	962.4	-7.1	107.6
Istmo	99.3	74.1	99.5	0.2	134.3
Olmeca	202.9	206.8	193.7	-4.5	93.7
Condensados (Mbd)	0.7	-	5.6	700.0	-
Gas natural seco (MMpcd)	1.3	-	0.9	-30.8	-
Petrolíferos y gas licuado (Mbd)	108.9	65.1	72.5	-33.4	111.4
Petroquímicos (Mt)	458.0	567.6	602.1	31.5	106.1
Gasolina natural (Mbd)	75.2	58.7	69.4	-7.7	118.2
IMPORTACIONES					
Gas natural seco (MMpcd)	790.8	1,071.4	1,089.3	37.7	101.7
Petrolíferos (Mbd)	595.8	445.1	583.7	-2.0	131.1
Gas licuado y propano (Mbd) ^{2/}	82.4	84.6	85.6	3.9	101.2
Petroquímicos (Mt)	101.3	135.6	190.1	87.7	140.2

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 2013 el último informe de avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa 2008-2012 (PEO),^{10/} correspondiente a 2012, 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. La información detallada del avance de este programa se publica en el portal de Internet de Petróleos Mexicanos (<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300&contentID=20699>), el cumplimiento de las metas por organismo subsidiario se presenta a continuación:

- **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.** Evaluó 24 metas, de las cuales, tres obtuvieron calificación sobresaliente, seis aceptable y cinco insuficiente. Cabe mencionar que el resultado de las diez metas restantes está sujeto al cierre del ejercicio contable de 2012.

10/ 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.

- Destacan las acciones orientadas a incrementar las reservas de crudo y de gas natural, a estabilizar los niveles de producción de hidrocarburos y las acciones para mejorar el aprovechamiento de gas producido.
- **PEMEX-REFINACIÓN.** De 22 metas, obtuvo ocho con resultado sobresaliente, una aceptable y 13 insuficiente.
 - Las acciones del organismo subsidiario se orientaron a mantener el proceso de crudo, aumentar 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.** Consideró 20 metas, de las cuales cuatro calificaron sobresalientes, seis aceptables, nueve insuficientes y un indicador se reporta sin meta específica debido a que la nueva planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica continúa en proceso de estabilización para la realización de pruebas a condiciones de diseño.
- **PEMEX-PETROQUÍMICA.** Calificó 18 metas, de las que resultaron cuatro sobresalientes, cinco aceptables, siete insuficientes y dos indicadores sin calificación debido a que su evaluación está asociada a la operación del tren de aromáticos, el cual se encuentra fuera de operación.
 - El organismo subsidiario orienta sus esfuerzos en materia de eficiencia operativa mediante compromisos de desempeño para los procesos petroquímicos conforme a las mejores prácticas alcanzadas. Registra y da seguimiento al desempeño de los procesos, y establece metas para alcanzar la mejor eficiencia posible de acuerdo a la escala, tecnología y estado de la capacidad productiva instalada.
- El **CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS** Dio seguimiento a cinco metas, de las cuales tres resultaron sobresalientes y dos aceptables.

De 89 metas evaluadas en el PEO, 22(24.7%) calificaron sobresalientes, 20 (22.5%) resultaron aceptables, 34 (38.2%) fueron insuficientes y 13 (14.6%) no se evalúan.

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), de la Estrategia Nacional de Energía (ENE) y del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

Durante 2012, 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 optimizar su manejo, acondicionamiento y distribución, y mejorar el aprovechamiento de gas hidrocarburo, así como desarrollar las actividades de mantenimiento y de proyectos para la recuperación secundaria y mejorada y a la implantación de las etapas del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

Las acciones de Pemex-Refinación se enfocaron 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, contar con una 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 mercado.

Pemex-Petroquímica centra sus esfuerzos en incrementar su participación en la atención de la demanda de petroquímicos, además de orientar sus acciones en mejorar la eficiencia operativa de las plantas y sus márgenes de operación. Las inversiones están dirigidas a la modernización de su capacidad actual instalada.

El Corporativo de Petróleos Mexicanos orienta sus iniciativas estratégicas a la modernización y al crecimiento de la industria petrolera estatal, a través de fortalecer la infraestructura productiva, mejorar el desempeño operativo de manera integral y armonizar los esfuerzos de las diferentes líneas de negocio para maximizar su valor económico.

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

En el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2012 (PEF) se aprobaron 328,636.2 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, 84.7%; Pemex-Refinación, 12.4%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 1.5%; Pemex-Petroquímica, 1.2% y Corporativo, 0.2%.

PETRÓLEOS MEXICANOS
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN
(millones de pesos)

Concepto	2012
Presupuestaria	328,636.2
Pemex-Exploración y Producción	278,362.0
Pemex-Refinación	40,843.9
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,855.0
Pemex-Petroquímica	3,875.3
Corporativo	700.0

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

Las cifras de la inversión devengada corresponden a información definitiva, integrada con base en la aplicación del momento contable devengado, en los términos establecidos por la Ley General de Contabilidad Gubernamental. Dicha información fue aplicada a la Cuenta Pública de Petróleos Mexicanos para 2012, por lo que puede diferir de la reportada originalmente por los organismos subsidiarios a sus órganos de gobierno.

Al 31 de diciembre de 2012, la inversión total ejercida por Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios ascendió a 313,267.2 millones de pesos, importe que incluye gastos supervenientes, y que fue 4.7% menor a lo aprobado originalmente y 12.4% superior en términos reales a lo ejercido en 2011. En el resto de este apartado las comparaciones entre 2012 y 2011 se presentan siempre en términos reales.

En términos corrientes, se observaron mayores inversiones en todos los organismos subsidiarios, sobre todo en Pemex-Exploración y Producción, en sus proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo y Programa Estratégico de Gas. La inversión en su totalidad fue presupuestaria, ya que no se ejercieron recursos de los fondos de inversión.

PETRÓLEOS MEXICANOS, INVERSIÓN DEVENGADA
 (millones de pesos)

PETRÓLEOS MEXICANOS
INVERSIÓN DEVENGADA ^{1/}
 (millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012		CUMPLIMIENTO (%) PROG.	VARIACIÓN REAL ^{1/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	267,711.3	328,636.2	313,267.2	95.3	12.4
Pemex-Exploración y Producción	235,899.7	278,362.0	275,742.8	99.1	12.3
Pemex-Refinación	25,226.9	40,843.9	29,171.0	71.4	11.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,186.9	4,855.0	4,067.2	83.8	22.6
Pemex-Petroquímica	2,693.3	3,875.3	3,151.5	81.3	12.4
Corporativo	704.6	700.0	1,134.7	162.1	54.7
PRESUPUESTARIA	267,711.1	328,636.2	313,267.2	95.3	12.4
Pemex-Exploración y Producción	235,899.5	278,362.0	275,742.8	99.1	12.3
Pemex-Refinación	25,226.9	40,843.9	29,171.0	71.4	11.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3,186.9	4,855.0	4,067.2	83.8	22.6
Pemex-Petroquímica	2,693.3	3,875.3	3,151.5	81.3	12.4
Corporativo	704.6	700.0	1,134.7	162.1	54.7
FONDOS	0.2	-	-	-	-100.0
Pemex-Exploración y Producción	0.2	-	-	-	-100.0

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0411, 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 mantener la restitución de reservas en 100%, el organismo subsidiario estableció varias líneas de acción, donde es importante la atención a las siguientes áreas de oportunidad:

- 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.
- Continuar la gestión para la contratación de plataformas en aguas someras.
- Garantizar el enfoque en la conversión de recursos prospectivos en reservas certificadas.
- Obtener la tecnología especializada e inversión adicional que demanda la prospección de yacimientos no convencionales de aceite o gas en lutitas (*shale oil/gas*).
- Fortalecer y mantener la actualización de la base de datos de oportunidades exploratorias, tomando como fuente los recursos prospectivos en base a los estudios post-perforación y de *plays*.
- Acelerar el procesamiento e interpretación de los diferentes cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de identificar de manera temprana oportunidades exploratorias de volúmenes importantes de recursos prospectivos e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca
- Continuar el desarrollo del talento técnico, la aplicación selectiva de tecnología y el acceso y ejecución eficiente de los servicios, tanto de adquisición y procesado sísmico, como de perforación y terminación de pozos.

La inversión ejercida por Pemex-Exploración y Producción en 2012 ascendió a 275,742.8 millones de pesos, lo que representó 12.3% más que lo reportado en el año previo, debido al mayor gasto en servicios de apoyo a la perforación; rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato; arrendamientos varios y adquisición de materiales. El cumplimiento de la meta fue 99.1%.

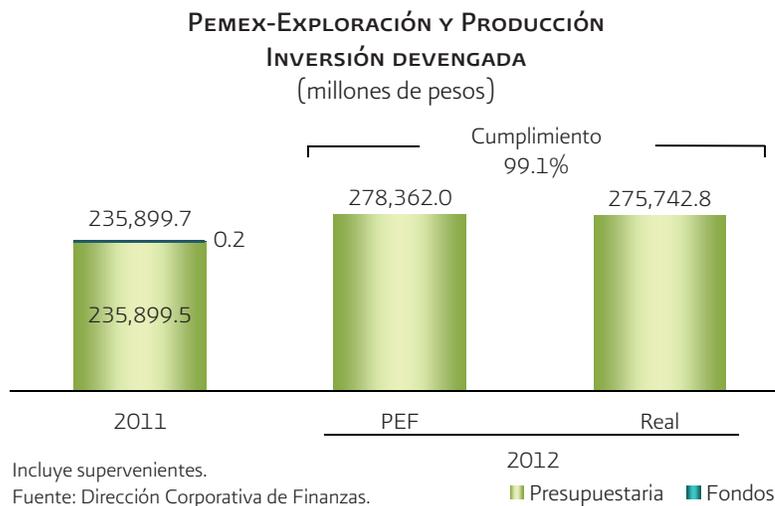
La participación de los proyectos Cantarell, Programa Estratégico de Gas, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Antonio J Bermúdez y Burgos, ejercieron en conjunto 73.6% de la inversión total del organismo subsidiario en el año. Con excepción de Burgos, los otros proyectos registraron mayores inversiones en términos reales, en comparación con 2011.

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

- En Cantarell se invirtieron 60,013.7 millones de pesos, sobresale la terminación, en el transcurso del año de 16 pozos de desarrollo, dos gasoductos y un oleogasoducto con una longitud combinada de 18.5 kilómetros, y la instalación de la estructura adosada de la plataforma Akal-O. 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, 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. El avance físico del proyecto fue 69.7%.

- En el Programa Estratégico de Gas se erogaron 38,935.8 millones de pesos. Destaca la terminación de dos pozos exploratorios y 37 de desarrollo (16 en el Activo Integral Veracruz,



10 en el Activo de Producción Macuspana-Múspac y 11 en el Activo de Producción Litoral de Tabasco), tres oleogasoductos, el primero de 10 pulgadas de diámetro y 15 kilómetros de longitud, el segundo de 24 pulgadas de diámetro y 8.8 kilómetros, y el tercero de 24 pulgadas y 2.25 kilómetros, así como la instalación de las plataformas de perforación Tsimin-A y Tsimin-B. En el proyecto Crudo Ligero Marino destaca la instalación de las plataformas octópodos de perforación de Xux-A y Xux-B, la terminación de los trabajos de adecuación de plataformas marinas existentes (Sinan-A y Sinan-B); y la rehabilitación de los sistemas y equipos de las plataformas Kab-A y Yaxche-B.

- En Ku-Maloob-Zaap se gastaron 35,087.7 millones de pesos con lo que se terminaron 11 pozos de desarrollo; un oleogasoducto y un gasoducto con una longitud combinada de 5.9 kilómetros; la plataforma de perforación Maloob-D y la adecuación de la plataforma marina existente, así como los trabajos de adecuación de plataformas marinas: sistema integral de bombeo multifásico PP-Maloob-B, PP-Zaap-B y PP-Zaap-D. El objetivo del proyecto es recuperar aceite y gas, a través de la perforación de pozos de desarrollo e inyectores, construcción y modernización de infraestructura, continuidad del sistema de mantenimiento de presión a los yacimientos de la formación cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como el desarrollo de los campos nuevos de Ayatsil, Pit y Tekel. Tiene un avance físico de 45.7%.

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

CONCEPTO	2011	2012		CUMPLIMIENTO (%) Prog.	VAR. REAL ^{2/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	235,899.7	278,362.0	275,742.8	99.1	12.3
Cantarell	50,351.3	54,633.0	60,013.7	109.8	14.5
Programa Estratégico de Gas	34,161.7	48,046.2	38,935.8	81.0	9.5
Ku-Maloob-Zaap	28,962.7	44,597.3	35,087.7	78.7	16.4
Aceite Terciario del Golfo	26,156.3	24,784.0	32,466.9	131.0	19.2
Complejo Antonio J. Bermúdez	13,917.8	14,274.8	18,353.6	128.6	26.7
Burgos	26,936.6	18,900.5	18,163.3	96.1	-35.2
Chuc	6,518.8	11,331.8	11,109.4	98.0	63.7
Poza Rica	7,179.4	3,900.8	9,058.9	232.2	21.2
Delta del Grijalva	7,140.7	6,351.0	6,759.1	106.4	-9.1
Jujo-Tecominoacán	6,152.7	6,116.3	6,193.1	101.3	-3.3
Reingeniería del sistema de recuperación secundaria del campo Tamaulipas-Constituciones	5,159.9	4,043.7	5,863.6	145.0	9.2
Bellota-Chinchorro	6,075.0	4,580.8	4,932.1	107.7	-22.0
Caan	2,812.4	2,416.3	3,767.2	155.9	28.7
El Golpe-Puerto Ceiba	1,764.2	2,791.1	3,566.1	127.8	94.2
Yaxche	2,338.3	5,945.8	3,485.8	58.6	43.2
Cactus-Sitio Grande	2,504.8	2,399.3	3,395.9	141.5	30.2
Proyecto de exploración Campeche Oriente	-	3,837.9	2,431.0	63.3	-
Ek Balam	947.6	5,684.7	1,909.3	33.6	93.5
Proyecto de exploración Comalcalco	0.0	1,408.4	1,892.2	134.4	-
Arenque	1,339.6	3,367.4	1,799.5	53.4	29.0
Proyecto para seguridad industrial y protección ambiental de PEP, primera etapa	1,255.1	668.1	1,668.2	249.7	27.7
Och-Uech-Kax	1,227.8	1,161.0	1,345.1	115.9	5.2
Carmito-Artesa	545.0	784.0	881.1	112.4	55.3
Lakach	259.3	1,616.3	456.2	28.2	69.0
Otros Proyectos	2,192.7	4,721.6	2,208.1	46.8	-3.3

1/ Incluye fondos y recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0411, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

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

Fuente: Petróleos Mexicanos

- A Burgos se destinaron 18,163.3 millones de pesos, lo que permitió alcanzar 61% de avance físico. En 2012 se terminaron 200 pozos de desarrollo y 15 de exploración, además de la estación de recolección de gas de Bayo-1. 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 32,466.9 millones de pesos, con lo cual se terminaron 584 pozos de desarrollo, un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro y 5.2

kilómetros de longitud de la batería de separación Remolino III a la estación de compresión El Chote, un gasoducto de 12 pulgadas y 9 kilómetros de longitud de la batería de separación Coapechaca IV a la batería de separación Coyula I, un gasoducto de 16 pulgadas, un oleoducto de 12 pulgadas, ambos de 2.7 kilómetros de longitud, así como la batería de separación Humapa III, primera etapa. El objetivo del proyecto es recuperar las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec. Su avance físico acumulado fue 24.5%.

- En el Complejo Antonio J. Bermúdez se ejercieron 18,353.6 millones de pesos, con lo que se concluyó un gasoducto de 36 pulgadas de diámetro y 14.7 kilómetros de longitud que corre de Batería Samaria II al Complejo Procesador de Gas Cactus. 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. Se alcanzó 63.5% de avance físico.

7.1.3 PEMEX-REFINACIÓN

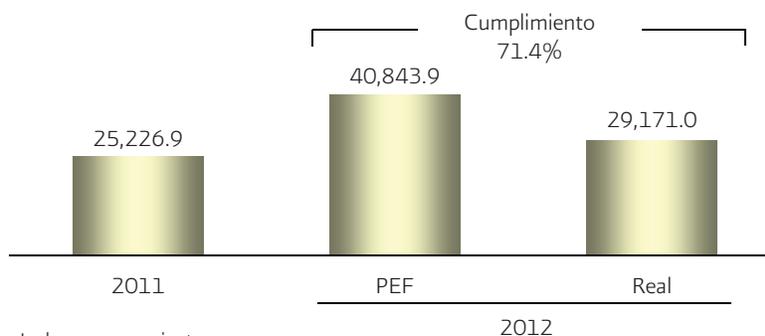
Durante 2012, el organismo subsidiario ejerció 29,171 millones de pesos, monto 11.1% mayor al reportado en el año anterior, con un cumplimiento de la meta de 71.4%. La variación respecto al año previo se debe al mayor ejercicio del proyecto calidad de los combustibles, así como al mantenimiento de la capacidad de producción de cinco de las seis refinerías y el estudio de preinversión para incrementar la capacidad de refinación en Tula, Hidalgo, entre otros. Los proyectos a los que se destinaron mayores recursos de inversión en este periodo fueron: calidad de los combustibles y su estudio de preinversión, 24.3% del total; mantenimiento de la capacidad en las seis refinerías del SNR, 32.5%; proyecto asociado al cierre administrativo de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, 17.1%; y otros proyectos, 26.1%.

Los principales resultados en 2012 fueron los siguientes:

- Proyecto calidad de los combustibles. Se ejercieron 7,098 millones de pesos (incluye 449.9 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). Al cierre de 2012 se realizaron los estudios de diagnóstico de la hidrosulfuradora de gasóleos Madero, los cuales concluyeron en noviembre de 2012. Están en proceso de licitación la ingeniería, procura y construcción (IPC) de los turbogeneradores en Cadereyta y Madero.

- Fase diesel, cuyo propósito es producir diesel UBA. Se encuentran en proceso los IPC (desarrollo de ingeniería, paquetes de licitación, estudios) para las seis refinerías.
- Las inversiones para mantener la producción de las refinerías del SNR fueron 9,484 millones de pesos.
- Reconfiguración de la refinería de Minatitlán. Se invirtieron 732.5 millones de pesos, 79.9% menos en términos reales, respecto a 2011. Todas las plantas e instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería. Al cierre del año estaba en proceso la conclusión del cierre administrativo.
- Con respecto al estudio de preinversión para incrementar la capacidad de refinación en Tula, Hidalgo, continuaron los trabajos de ingeniería básica, trabajos de topografía, mecánica de suelos, protección catódica en el derecho de vía, así como obras de construcción para la reubicación de canales de riego; iniciaron los trabajos para la reubicación de líneas de alta tensión; concluyeron los estudios ambientales; está en desarrollo la ingeniería de integración y de servicios auxiliares de las plantas nuevas. En 2012 se ejercieron 358.7 millones de pesos. El avance físico al cierre de 2012 fue 7.6%.
- Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México. Se ejercieron 671.7 millones de pesos, monto 23.7% menor en términos reales respecto a 2011. Con este proyecto se garantizará el suministro de combustibles al Valle de México, al incrementar la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto de la terminal de Tuxpan. Destaca la actualización de tres estaciones de bombeo en julio de 2011, y en diciembre de ese mismo año se inauguró la estación Beristáin. Al cierre de 2012 se encuentra concluido y en operación el poliducto de 18 pulgadas de diámetro (103 kilómetros); se realizan detalles finales para las pruebas hidrostáticas en dos de los cinco tanques de almacenamiento. El avance físico fue 78.3% al cierre de 2012.
- La Modernización de la Flota Mayor tiene por objeto la renovación de la flota petrolera, optimizar el sistema de transporte marítimo y reducir costos de operación del transporte de petrolíferos. En 2012 se concretó la formalización y recepción del buquetanque Ocean Current. De esta forma cinco buquetanques adquiridos mediante arrendamiento financiero en el transcurso de 2011 y 2012 se encuentran en operación (tres en el Pacífico y dos en el Golfo de México).
- El proyecto relativo al cumplimiento a la NOM-148 (referente a la regulación de la emisión de compuestos de azufre proveniente de procesos de refinación) en Minatitlán y Salamanca, contempla el diseño, construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre en estas refinerías. En Minatitlán está en proceso de definición si se construye una planta nueva, mientras que en Salamanca el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción alcanzó un avance físico de 89%.

PEMEX-REFINACIÓN
INVERSIÓN DEVENGADA
(millones de pesos)



Incluye supervenientes.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

- La reconfiguración de la refinería de Salamanca consiste en la construcción de ocho plantas y la modernización del tren de lubricantes. Busca posicionar a esta refinería como de alta conversión, rentable, competitiva, eficiente, segura y ambientalmente limpia, mejorar la balanza comercial y contribuir a la reducción de los niveles de contaminación en la zona, así como reducir la oferta comercial de combustóleo y asfalto.
- Al cierre de 2012 concluyeron las ingenierías básicas de las plantas coquizadora, hidrosulfuradora de naftas de coquización, hidrógeno, aguas amargas y regeneración de aminas; están en desarrollo las de azufre, corte profundo, reformadora, desintegración catalítica fluida (FCC), H-OIL e integridad mecánica; y está en desarrollo la ingeniería básica extendida de la hidrosulfuradora de naftas de coquización. Se trabaja con la CFE en la reubicación de algunas líneas de alta tensión; en el dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental de la planta coquizadora; se cuenta con la ingeniería de detalle de la barda perimetral y se prepara el paquete técnico para la licitación.
- 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.

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

(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012		CUMPLIMIENTO (%) Prog.	VAR. REAL ^{2/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	25,226.9	40,843.9	29,171.0	71.4	11.1
Calidad de los Combustibles	5,785.5	8,744.5	6,648.1	76.0	10.4
Proyecto asociado al cierre administrativo de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán	-	-	4,974.9	-	-
Mantenimiento de la capacidad de producción de las seis refinerías	8,843.0	10,938.8	9,484.0	86.7	3.0
Minatitlán	3,504.1	265.5	732.5	275.9	-79.9
Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de almacenamiento y distribución Tuxpan – México	845.8	591.4	671.7	113.6	-23.7
Estudio de preinversión para ingenierías básicas de Calidad de Combustibles	1,103.8	339.6	449.9	132.5	-60.8
Evaluación y rehabilitación de la integridad mecánica de los oleoductos 30-24 D.N. y 24-20-24 D.N., Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta.	177.9	656.3	424.3	64.7	129.1
Estudio de preinversión para incrementar la capacidad de refinación en Tula, Hidalgo	69.5	1,935.1	358.7	18.5	395.7
Actualización de las turbinas de gas, en las estaciones de bombeo de la red nacional de ductos de Pemex-Refinación	297.8	124.4	357.6	287.5	15.3
Adquisición de 5 buques tanque de contado y/o por arrendamiento financiero	1.8	184.7	301.6	163.3	n.r
Modernización de la Flota Mayor	259.9	386.6	301.1	77.9	11.3
Estudio de preinversión para Conversión de Residuales Salamanca	437.6	885.4	274.3	31.0	-39.8
Conversión de residuales de la Refinería de Salamanca	78.8	3,926.3	195.5	5.0	138.3
Infraestructura para incrementar la capacidad de transporte de los sistemas de distribución y almacenamiento Pajaritos-Minatitlán-Salina Cruz	-	165.2	187.9	113.7	-
Otros proyectos	3,821.3	11,700.1	3,808.9	32.6	-4.3

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0411, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

n.r. No representativo.

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

Fuente: Petróleos Mexicanos

7.1.4 PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Durante 2012 este organismo subsidiario ejerció 4,067.2 millones de pesos, 22.6% más que el año previo, debido, entre otros, al mayor ejercicio en los proyectos: conservación de la capacidad de recuperación de licuables en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex; respaldo técnico y estratégico a la operación de los complejos procesadores de gas; conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex; rehabilitaciones y adquisiciones para la

red de ductos región Norte segunda etapa y estación de compresión Emiliano Zapata. El cumplimiento respecto a la meta fue 83.8%, sobre todo por menor ejercicio en los conceptos de: construcción de obras y rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato, que se reflejó en menor inversión de lo programado en algunos proyectos como adecuación de plantas fraccionadoras y reconversión de endulzadora de líquidos en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, actualización tecnológica de los sistemas de control de las terminales de gas licuado y mantenimiento y seguridad en las terminales de gas licuado.

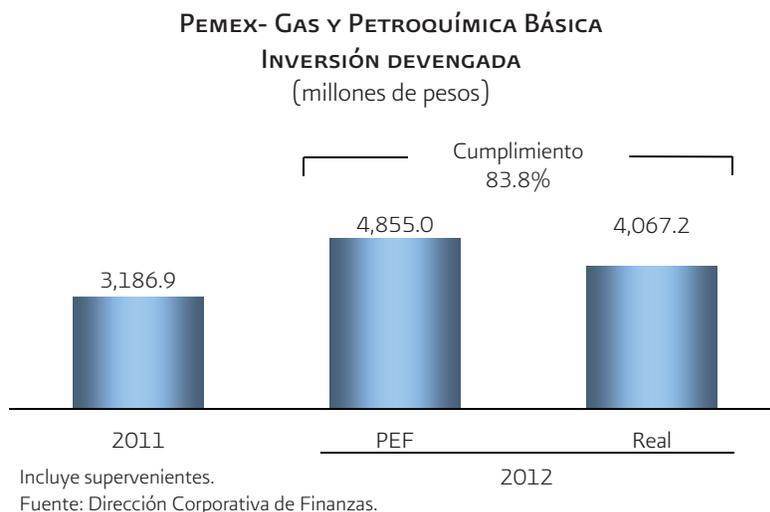
La cartera de proyectos incluye una planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica; mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado; rehabilitación de redes contraincendio en los complejos procesadores de gas; conservación de la capacidad de procesamiento en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex; conservación de la capacidad de recuperación de licuables en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex; y modernización de sistemas de medición, control y seguridad de complejos procesadores de gas, los cuales representaron en su conjunto 45.9% del total de la inversión ejercida en el organismo subsidiario.

Los avances fueron los siguientes:

- Se concluyó la planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas de Poza Rica, en Veracruz, se llevó a cabo la prueba de hermeticidad, proceso de secado y arranque de la planta, la prueba de desempeño se realizó satisfactoriamente en la primera semana de diciembre. Dicha planta se inauguró en noviembre de 2012. El ejercicio de los recursos fue 809.6 millones de pesos, 28.2% menor al reportado el año previo.
- Construcción de libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la Región Centro etapa 2. La Estación de Compresión Emiliano Zapata y el Libramiento a Jalapa servirán para incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana. La estación de compresión está concluida y operando. Para el proyecto libramiento de Jalapa, en marzo de 2012 se formalizó el contrato para realizar las obras complementarias para su conclusión. La interconexión se asignó a través de una licitación pública internacional, en el que se firmó contrato. Se tiene previsto que el libramiento inicie operaciones en los primeros meses de 2013. El avance físico del proyecto al cierre de diciembre de 2012 fue 90%.
- En el proyecto de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, continúa la construcción por parte de un tercero, de la primera planta de cogeneración de energía eléctrica a gran escala (300 megawatts), a efecto de suministrar energía eléctrica al propio complejo y disponer de excedentes para otras instalaciones de Petróleos Mexicanos, y contribuir así a la estrategia de protección ambiental por parte de la empresa. Con este proyecto se obtendrán de 550 a 800 toneladas-hora de vapor que se utilizarán en el proceso y se instalarán líneas de

transmisión de energía eléctrica para su integración al Sistema Eléctrico Nacional. Dicha planta se inauguró en octubre de 2012.

- Etileno XXI. El objetivo es asignar a través de una subasta, un contrato de suministro de etano a largo plazo (20 años), para la construcción y operación de una planta de desintegración térmica de etano (cracker) con una capacidad de un millón de toneladas anuales para la producción de etileno y sus derivados. Al 31 de diciembre de 2012, en sesiones de trabajo realizadas en la Secretaría de Energía, las partes financieras, analizaron y acordaron diversos puntos de orden contractual relacionados con el otorgamiento del financiamiento respectivo.



- Contrato de servicio para el transporte de etano líquido y gaseoso desde los complejos procesadores de gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos para garantizar el suministro de este producto a Pemex-Petroquímica y al proyecto Etileno XXI.
 - Las actividades se programaron para su conclusión antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI. Se cuenta con la acreditación FEL I. En octubre de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el contrato de "servicio de transporte de etano" y determinó que los términos y condiciones no podría ser modificados sin su consentimiento. En diciembre de 2012 se firmó el contrato para la prestación del servicio de transporte de etano. Cabe señalar que el transporte de etano por medio de un contrato de servicio con un tercero motivó la cancelación de los proyectos Ductos Petroquímicos Vía Agave y Transporte de Petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos de la cartera de programas y proyectos de inversión de la SHCP.

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

CONCEPTO	2011	2012		CUMPLIMIENTO (%) PROG.	VAR. REAL ^{2/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	3,186.9	4,855.0	4,067.2	83.8	22.6
Planta Criogénica del Complejo Procesador de Gas Poza Rica	1,083.7	724.1	809.6	111.8	-28.2
Mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado	0.0	0.0	251.8	-	-
Rehabilitación de redes contraincendio de los complejos procesadores de gas	157.2	200.1	220.1	110.0	34.5
Conservación de la capacidad de procesamiento en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	234.7	0.0	217.0	-	-11.2
Conservación de la capacidad de recuperación de licuables en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	35.6	2.7	201.0	-	442.3
Modernización de sistemas de medición, control y seguridad de los complejos procesadores de gas	111.2	0.0	168.2	-	45.3
Cruzamientos direccionados de ductos en ríos de la zona sur	0.0	336.0	165.4	49.2	-
Respaldo técnico y estratégico a la operación de los complejos procesadores de gas	40.4	65.7	153.5	233.6	265.0
Rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos región Norte Etapa 2	59.8	141.9	149.5	105.4	140.1
Conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	44.5	231.6	147.8	63.8	219.0
Conservación y mantenimiento de los servicios auxiliares del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	71.3	118.8	118.8	100.0	60.0
Mantenimiento integral del transporte por ducto a nivel nacional	129.8	42.4	112.2	264.6	-17.0
Estación de compresión Emiliano Zapata	31.1	131.6	102.2	77.7	215.6
Rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos región Sur Etapa 2	112.3	64.3	99.2	154.3	-15.2
Rehabilitaciones, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo a nivel nacional	98.6	123.0	92.2	75.0	-10.2
Libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la Región Centro Etapa 2	53.7	162.8	84.7	52.0	51.5
Otros Proyectos	923.0	2,510.1	974.1	38.8	1.4

1/ Incluye recursos supervenientes.

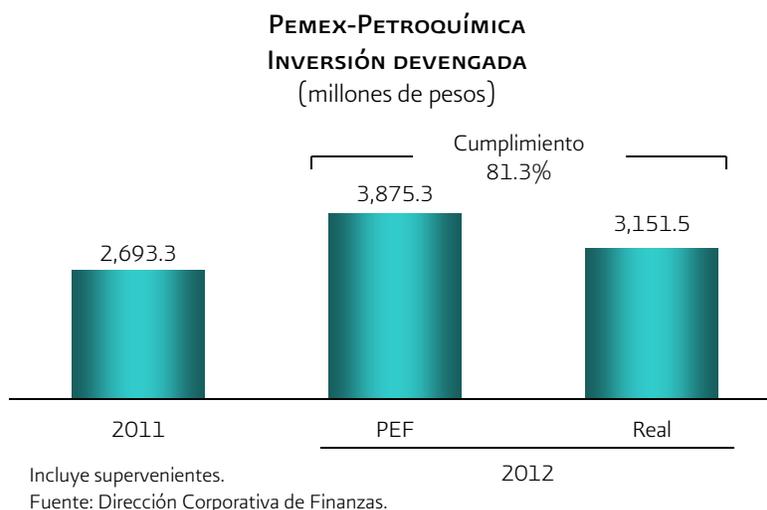
2/ Considera un deflactor de 1.0411, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

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

Fuente: Petróleos Mexicanos

7.1.5 PEMEX-PETROQUÍMICA

En 2012, el organismo subsidiario invirtió 3,151.5 millones de pesos 12.4% más que en el año anterior, con un cumplimiento de 81.3% del programa. Los proyectos que ejercieron mayores recursos fueron: modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico La Cangrejera (28.8%); sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoniaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque (17.2%); y sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos (6.7%), el resto se empleó en otros proyectos.



- 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 2012 un avance físico de 99.5%. La segunda parte, que corresponde al IPC-2, procesos de producción de benceno y xilenos (*tatoray*), recuperación de xilenos (*parex*) y renovaciones de las plantas (*revamps*), se encuentran en desarrollo de la etapa FEL (metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión) III. Se ejercieron 907.6 millones de pesos, 35.6% menos que lo erogado el año previo, con un cumplimiento de 112.1% de la meta.
- Ampliación de la planta de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos (dos etapas). Para la segunda etapa (incremento de capacidad de 280 a 360 mil toneladas), Pemex-Petroquímica contrató al IMP para el desarrollo de la ingeniería conceptual fuera de límites de batería. Se prepara el paquete de licitación de los reactores ebullentes e inicia la conformación de los entregables para la FEL III.

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

CONCEPTO	2011	2012		CUMP. (%) PROG.	VAR. REAL ^{2/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	2,693.3	3,875.3	3,151.5	81.3	12.4
Modernización y ampliación del tren de aromáticos I	1,353.2	809.8	907.6	112.1	-35.6
Sostenimiento de la capacidad de producción, almacenamiento y distribución del amoniaco del Complejo Petroquímico Cosoleacaque	39.0	447.5	541.7	121.1	1,234.1
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos	42.3	465.4	211.8	45.5	380.9
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II, en el Complejo Petroquímico Morelos	102.0	233.9	145.7	62.3	37.2
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II	3.6	103.2	46.2	44.8	1,132.7
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de óxido de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera	7.9	3.9	53.0	1,359.0	544.4
Eficientización del almacenamiento y distribución I	119.3	92.6	53.8	58.1	-56.7
Instalación de un laboratorio de asistencia técnica ubicado en la Zona del Valle de México.	10.9	50.0	29.0	58.0	155.6
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera	0.0	320.5	18.1	5.6	-
Acondicionamiento de infraestructura en áreas de almacenamiento para el sostenimiento de la producción en el Complejo Petroquímico Cangrejera.	7.4	39.4	14.3	36.3	85.6
Sostenimiento de la capacidad de producción de servicios auxiliares I	38.8	96.7	125.3	129.6	210.2
Otros proyectos	969.0	1,212.3	1,005.0	82.9	-0.4

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0411, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

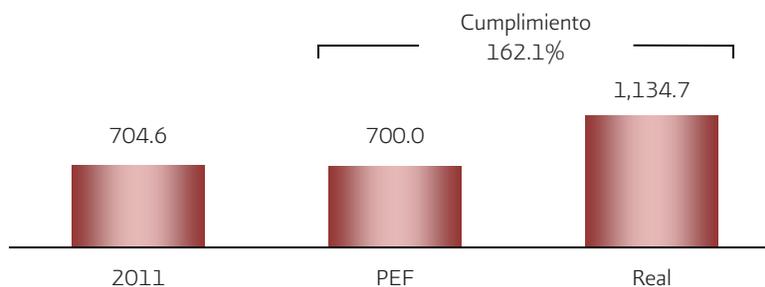
La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos

7.1.6 CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante 2012, el Corporativo de Petróleos Mexicanos invirtió 1,134.7 millones de pesos, 54.7% mayor al reportado el año previo, lo que representó 162.1% de cumplimiento de la meta original. Los proyectos a los que se destinaron más recursos fueron: equipamiento de unidades médicas (22%), construcción de unidades médicas (18.1%), procesos de automatización (9.1%) construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco (5.8%), construcción de un centro de desarrollo infantil en Salina Cruz, Oaxaca (3.6%), y lo restante a otros proyectos.

CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS
INVERSIÓN DEVENGADA
(millones de pesos)



Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

2012

CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS
PROYECTOS DE INVERSIÓN (DEVENGADO)
(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012		CUMP. (%) Prog.	VAR. REAL ^{1/} (%) 2012/2011
		PROGRAMA	EJERCICIO		
TOTAL	704.6	700.0	1,134.7	162.1	54.7
Equipamiento de unidades médicas	292.2	56.1	249.6	444.9	-18.0
Construcción de unidades médicas	43.3	77.1	205.2	266.1	355.2
Renovación de instalaciones en unidades médicas V2	-	38.9	126.4	324.9	-
Automatización	-	14.6	103.2	706.8	-
Construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco	19.9	16.8	66.1	393.5	219.0
Construcción unidad deportiva en Ciudad del Carmen, Campeche	0.9	33.4	61.5	184.1	6,463.6
Equipo, instrumentos y accesorios para suministro y mantenimiento de servicios	61.5	23.2	61.3	264.2	-4.3
Programa de adquisición para la compra de 100 patrullas de los servicios de vigilancia y patrullaje de las instalaciones de Pemex-Refinación	-	-	50.7	-	-
Construcción de centro de desarrollo infantil en Salina Cruz, Oaxaca	24.8	18.4	41.1	-	59.2
Sustitución de los elevadores públicos del edificio C, Cendi Castillo de Chapultepec, Torre Ejecutiva y Edificio Corona	2.5	-	34.3	-	1,217.8
Programa de adquisiciones de vehículos para la contratación de 280 elementos	-	-	22.0	-	-
Intercomunicación de los inmuebles Centro Administrativo Pemex y estacionamiento Verónica	1.4	16.1	21.8	135.4	-
Otros Proyectos	258.1	405.4	91.7	22.6	-65.9

1/ Considera un deflactor de 1.0411, 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 2012

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

Cuenta con 690 contratos vigentes al 31 de diciembre de 2012 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)	69	33,758	20.2%	14,331	37.3%
LAASSP (Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público)	66	17,502	10.4%	8,511	22.2%
Ley PEMEX	555	116,248	69.4%	15,572	40.5%
TOTAL	690*	167,508	100.0%	38,414	100.0%

* Se firmaron 48 contratos adicionales en el periodo septiembre- diciembre de 2012 y terminaron 67 contratos.

CONVENIOS MODIFICATORIOS

Tomando como universo los contratos vigentes a diciembre de 2012 (690), y que a diciembre de 2011 Pemex-Exploración y Producción había celebrado 123 convenios modificatorios con montos por: 13,737 millones de pesos y 913 millones de dólares, que representan incrementos de 8.2% en pesos y 2.4% en dólares, sobre el monto original contratado: 167,508 millones de pesos y 38,414 millones de dólares.

En 2012, los montos y días de los convenios modificatorios son los siguientes:

CONVENIOS MODIFICATORIOS				
CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)		
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES	DÍAS
LOPSRM	36	3,759.7	721.5	4,173
LAASSP	9	268.3	10.8	1,575
Ley PEMEX	67	2,241.3	291.9	3,992
TOTAL	112	6,269.3	1,024.2	9,740

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a lo contratado a diciembre de 2012, se alcanza un valor total contratado de 187,513 millones de pesos y 40,351 millones de dólares. Esto es un incremento de 11.9% en pesos y de 5% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

PEMEX-REFINACIÓN

Los contratos vigentes a diciembre de 2012 celebrados por Pemex-Refinación por un monto mayor a 100 millones de pesos, relativos a los proyectos de inversión 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	50	16,929	100%	3,296	100%
TOTAL	50	16,929	100%	3,296	100%

CONVENIOS MODIFICATORIOS

Tomando como universo los contratos vigentes a diciembre de 2012 (50), a diciembre de 2011 Pemex-Refinación había celebrado 181 convenios modificatorios con montos por: 4,031 millones de pesos y 507 millones de dólares, que representan incrementos de 23.8% en pesos y 15.4% en dólares, sobre el monto original contratado: 16,929 millones de pesos y 3,296 millones de dólares.

En el transcurso de 2012 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LOPSRM	47	650.4	257.0

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a lo contratado a diciembre de 2012, se alcanza un valor total contratado de 21,610 millones de pesos y 4,061 millones de dólares. Esto es un incremento de 27.7% en pesos y de 23.2% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Los contratos vigentes al 31 de diciembre de 2012 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 celebró nuevos contratos en el periodo septiembre- diciembre de 2012.

CONVENIOS MODIFICATORIOS

En 2011 se celebró un convenio por medio con un incremento de 516 millones de pesos. Lo anterior representa un aumento de 73% en pesos a diciembre de 2011 al totalizar 1,223 millones de pesos.

En el periodo de enero a diciembre de 2012 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LOPSRM	1	330.8	0

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a lo contratado a diciembre de 2012, se alcanza un valor total contratado de 1,554 millones de pesos y 214 millones de dólares. Esto es un incremento de 119.8% en pesos y no hay incremento en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

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
LOPSRM	3	112	264

Pemex-Petroquímica no celebró nuevos contratos en el periodo septiembre- diciembre de 2012

CONVENIOS MODIFICATORIOS

Tomando como universo los contratos vigentes a diciembre de 2012 (3), a diciembre de 2011 Pemex-Petroquímica no celebró algún convenio modificatorio por lo que no se presentó incremento sobre el monto original contratado en pesos y dólares.

Durante 2012 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LOPSRM	9	273.7	1.2

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a lo contratado a diciembre de 2012, se alcanza un valor total contratado de 386 millones de pesos y 266 millones de dólares. Esto es un incremento de 244.6% en pesos y de 0.8% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

RESULTADO DE LOS CONVENIOS MODIFICATORIOS

ORGANISMO	CONTRATOS VIGENTES	IMPORTES ACUMULADOS EN MILLONES					
		ORIGINAL		CON CONVENIOS A DICIEMBRE 2011		CON CONVENIOS A DICIEMBRE 2012	
		PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	690	167,508	38,414	181,244	39,327	187,514	40,351
PR	50	16,929	3,296	20,960	3,804	21,610	4,061
PGPB	1	707	214	1,223	214	1,554	214
PPQ	3	112	264	112	264	386	266
TOTAL	744	185,256	42,188	203,539	43,609	211,064	44,892

INCREMENTOS ACUMULADOS (%)

ORGANISMO	A DICIEMBRE 2011		A DICIEMBRE 2012	
	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	8.2	2.4	11.9	5.0
PR	23.8	15.4	27.7	23.2
PGPB	73.0	-	119.8	-
PPQ	-	-	244.6	0.8
TOTAL	9.9	3.4	14.2	6.4

8. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

8.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA)^{11/} 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 accidentabilidad, 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.

Las principales acciones del Pemex-SSPA durante 2012 fueron las siguientes:

- Asesoría y soporte para la conformación y funcionamiento de los equipos y subequipos de liderazgo.
- Incorporación al sistema, de las disposiciones establecidas en los lineamientos de Seguridad Industrial de la Secretaría de Energía (SENER).
- Atención a la auditoría al diseño, implementación y ejecución del Sistema por Perito Independiente.
- Visitas de asesoría y seguimiento a centros de trabajo con mayores índices de accidentabilidad.
- Coordinación y ejecución del plan de Contención de Accidentes a los centros de trabajo críticos.
- Rendición de cuentas en el desempeño en SSPA y en los avances de la implantación del sistema en el equipo de liderazgo directivo de SSPA, subequipo de liderazgo directivo de SSPA, subcuerpo de gobierno de SSPA, equipos y subequipos de liderazgo de SSPA de organismos subsidiarios y áreas corporativas en los tres niveles jerárquicos.
- Incorporación en el reglamento de seguridad e higiene de diversos temas del sistema Pemex-SSPA.
- Emisión y seguimiento al decálogo de SSPA para reforzar el desempeño en SSPA e implantación del Sistema Pemex-SSPA.

11/ 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.

12 MPI DOCE MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

1. La Dirección General impulsó el esfuerzo sostenido, al establecer una rendición de cuentas periódica en el equipo de liderazgo directivo de SSPA.
2. Incorporación del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) a los equipos de liderazgo de SSPA de la Dirección General y de los organismos subsidiarios en los tres niveles jerárquicos.
3. 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.
4. Instrumentación ordenada de las primeras cinco líneas de acción de la estrategia de implantación del Pemex-SSPA.
5. Asesoría y seguimiento en campo para la aplicación de la política en actividades diarias, establecimiento de objetivos y metas, y programas para alcanzar metas de implantación.
6. Asesoría y seguimiento en la realización de auditorías efectivas de calidad, con énfasis en trabajos con alto riesgo.
7. Asesoría a los responsables de la función de SSPA de los organismos subsidiarios y áreas corporativas para que cumplan con sus roles de asesor, normativo, capacitador y auditor.

ASP ADMINISTRACIÓN DE LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS

1. Instrumentación de una herramienta informática para el reporte de indicadores proactivos de ASP.
2. Capacitación a cerca de 500 trabajadores, mediante 25 talleres para personal de Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica responsables de la carga de información relacionada con Indicadores ASP.
3. Rendición de cuentas bimestral a nivel de subdirectores para el seguimiento a seis indicadores de ASP.
4. Desarrollo de solución tecnológica para Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras.
5. Asesoría y seguimiento en el registro, reporte y análisis de accidentes.
6. Soporte en el análisis de información y reporte de indicadores de ASP.
7. Asesoría en áreas operativas para la mejora en la implantación de elementos críticos de ASP.
8. Atención a recomendaciones corporativas de Reaseguro Internacional.

SAA SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL

1. Se impartieron 821 cursos en total de Conciencia Ambiental, del subsistema de Administración Ambiental y de los Procedimientos, a un total de 18,222 trabajadores.
2. Se actualizaron procedimientos relacionados directamente con el subsistema de Administración Ambiental.
3. Entrenamiento a 1,431 mandos medios y operadores sobre los aspectos ambientales significativos relacionados con sus actividades y los controles operaciones ambientales.
4. Formación de 40 especialistas ambientales para apoyar la implantación del SAA.
5. Aplicación en todos los complejos petroquímicos de las experiencias de implantación obtenidas en la unidad de implantación piloto (Complejo Petroquímico La Cangrejera).
6. Elaboración de listados homólogos para todos los complejos petroquímicos de los documentos que sirven de evidencia de cumplimiento de los requisitos establecidos en las guías de autoevaluación.

SAST SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA SALUD EN EL TRABAJO

1. Continuó la implementación del Plan Corporativo para apoyar a la atención de los requerimientos del SAST de nivel dos.
2. Continuó el estudio de factores psicosociales y se establecieron programas de intervenciones para atender las brechas detectadas.
3. Se inició la comunicación del nuevo procedimiento para el reporte y calificación de accidentes de trabajo alineado al Pemex-SSPA.
4. Se definió la guía técnica de los indicadores de desempeño del SAST.
5. Se elaboraron las guías técnicas de Diagnóstico de Salud y Atlas de riesgos a la salud.
6. Se integraron los servicios multidisciplinarios de salud en el trabajo en unidades de implantación.
7. Asesoría y capacitación a subequipos de liderazgo de Salud en el Trabajo.
8. Se iniciaron gestiones para contar con el Programa Presupuestario para Salud en el Trabajo.

AVANCE EN LA ELABORACIÓN DE LOS PROGRAMAS POR ORGANISMO SUBSIDIARIO DE:

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 2012 fue:

PROGRAMA	AVANCE
Prevención de derrames de hidrocarburos	100%
Contingencia ambiental	100%
Remediación de suelos y aguas afectados	100%
Eficiencia energética y sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías alternativas	90%

AVANCE EN EL NIVEL DE IMPLANTACIÓN DE PEMEX-SSPA

12 Mejores Prácticas de SSPA	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 98% y Nivel 3: 16%	Nivel 1*
Seguridad de los procesos	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 87% y Nivel 3: 16%	Nivel 1*
Salud en el trabajo	Nivel 1: 94% / Nivel 2: 26% y Nivel 3: 0%	Nivel 1*
Administración ambiental	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 71% y Nivel 3: 44%	Nivel 1*

* El nivel de implantación corresponde al nivel más bajo reportado en la empresa.

El nivel de implantación al cierre de 2012 obedece a que los procesos de autoevaluación se han realizado en forma más estricta y con la participación de todas las partes involucradas como lo indica la estrategia de implantación del sistema Pemex-SSPA.

ÍNDICES DE ACCIDENTABILIDAD DE PETRÓLEOS MEXICANOS, SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y CONTRATISTAS

SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD EN EL TRABAJO

Con el fin de contener la accidentabilidad y revertir su tendencia, la Dirección General instruyó a la Dirección Corporativa de Operaciones la coordinación e implementación del Plan de Contención de Accidentes que se ha desarrollado sobre cuatro líneas de acción y de rendición de cuentas:

- Identificar, evaluar y jerarquizar las actividades en los equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento.
- Revisar la planeación, programación, ejecución y recepción segura de actividades de equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento, por administración directa y por contratistas.
- Identificación y/o actualización de procedimientos de operación y mantenimiento (entrega / recepción, pre-arranque) (disciplina operativa).
- Auditorías efectivas a trabajos de alto riesgo y disciplina operativa.
- Informe semanal de resultados del grupo.

Durante 2012, el organismo subsidiario que mejoró su índice de frecuencia respecto al año pasado fue Pemex-Petroquímica, en un 27.9%.

En septiembre ocurrió un accidente en la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte de Pemex-Exploración y Producción, el cual impactó sensiblemente los indicadores de frecuencia y gravedad de Petróleos Mexicanos.

Al cierre de 2012, el índice de frecuencia se situó en 0.61 accidentes por millón de horas-hombre laboradas. Cifra 13% superior respecto a 2011. Contribuyeron al incremento de este índice Pemex-Refinación (91 accidentes), Pemex-Exploración y Producción (78 accidentes), Pemex-Petroquímica (21 accidentes) y Pemex-Gas y Petroquímica Básica (11 accidentes).

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

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2011	0.54	0.39	0.80	0.20	0.68
2012	0.61	0.56	0.76	0.35	0.49
Variación %	13.0	43.6	-5.0	75.0	-27.9

Fuente: Base de Datos Institucional.

ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES

Durante 2012, el índice de gravedad de accidentes de Petróleos Mexicanos fue 10.3% superior al año precedente, al registrar 32 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas, sobre todo por la magnitud de las lesiones presentadas en el accidente de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la Región Norte de Pemex-Exploración y Producción.

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

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2011	29	30	39	18	28
2012	32	36	40	21	30
Variación %	10.3	20.0	2.6	16.7	7.1

Fuente: Base de Datos Institucional.

ACCIDENTABILIDAD DE LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

En el transcurso de 2012, los contratistas aumentaron sus índices de frecuencia en Pemex-Petroquímica, Pemex-Refinación y Pemex-Exploración y Producción respecto a 2011.

El accidente ocurrido en el segundo semestre en las instalaciones de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Norte de Pemex-Exploración y Producción, al dejar un saldo de 23 lesionados y 26 fatalidades, impactó sensiblemente el índice de frecuencia de trabajadores contratistas de la empresa.

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

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2011	0.31	0.31	0.23	0.00	0.00
2012	0.46	0.46	0.54	0.00	0.60
Variación %	48.4	48.4	134.8	0.00	-

Fuente: Base de Datos Institucional.

En el cuarto trimestre de 2012, se tuvo un incremento de lesiones principalmente en Pemex-Exploración y Producción con 35 accidentes ocurridos y en Pemex-Refinación con nueve. Al cierre de 2012, el índice de frecuencia se situó en 0.46 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, resultado que refleja un aumento de 48% respecto a 2011.

8.2 PROTECCIÓN AMBIENTAL^{12/}

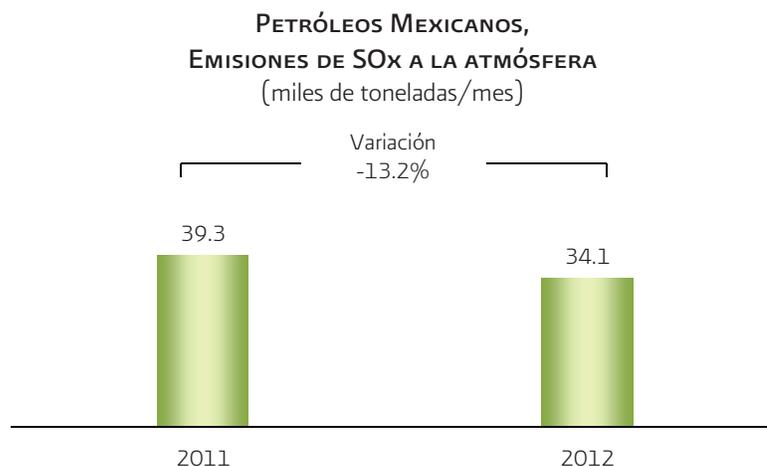
En 2012 se logró una reducción en las emisiones de óxidos de azufre (SOx) de 13.2%, bióxido de carbono (CO₂) 4.3% y de óxidos de nitrógeno (NOx) de 5.3%. La disminución de SOx se origina principalmente por la reducción de la quema de gas y la operación de módulos

12/ Información preliminar de cierre sujeta a auditoría para su integración en el Informe de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos.

de inyección de gas a yacimientos en el activo Cantarell de 2012 al compararlo con 2011, a pesar del incremento en el consumo de combustóleo en las refinerías Salamanca y Tula por escasez de gas natural en el centro del país. El volumen de gas amargo enviado a quemadores se redujo 64%, mientras que en Pemex-Refinación la recuperación de azufre en el Sistema Nacional de Refinación se mantuvo por arriba de 90%, cumpliendo con la NOM-148-SEMARNAT-2006 "Contaminación atmosférica.- Recuperación de azufre proveniente de los procesos de refinación del 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, gas y sus procesos asociados.

Las reducciones de las emisiones de CO₂, permitieron sobrepasar 50% la meta establecida por Petróleos Mexicanos en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 (PECC).

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, cumpliendo con estar abajo del límite de la NOM-137-SEMARNAT-2003 "Contaminación atmosférica.- Plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos.- Control de emisiones de compuestos de azufre".



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

EMISIONES AL AIRE
(miles de toneladas/mes)

COMPUESTO	2011	2012	VARIACIÓN %
Óxido de azufre (SO _x)	39.3	34.1	-13.2
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	9.4	8.9	-5.3
Bióxido de carbono (CO ₂)	3,454.1	3,305.8	-4.3

Nota: Información preliminar Subsistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental al 22 enero 2013 debido a la suspensión del servicio de la mesa de ayuda por parte de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Uso de Agua

En 2012 el uso promedio mensual del agua cruda presentó un aumento de 1.3%, el reuso de agua creció 8.1% y las descargas de contaminantes se incrementaron 29.8%, respecto al año anterior.

El uso de agua cruda aumentó por la entrada en operación de las nuevas plantas de la Refinería General Lázaro Cárdenas a partir de 2011 hasta el cierre de 2012, incrementando el aprovechamiento de agua en 6,491 millones de metros cúbicos.

La descarga de contaminantes aumentó, principalmente por incremento en los sólidos suspendidos totales en las descargas de Pemex-Exploración y Producción, Región Marina Suroeste, durante noviembre y diciembre.

El reuso de agua aumentó por mejoría en los tratamientos de efluente de las refinerías, lo cual permite un mayor envío de agua a las plantas de tratamiento de aguas residuales del Sistema Nacional de Refinación.

Uso de Agua
(millones de metros cúbicos/mes)

COMPUESTO	2011	2012	VARIACIÓN %
Uso de agua cruda	14.8	15.0	1.3
Descargas al agua (ton/mes)	258.6	335.6	29.8
Reuso de agua	3.21	3.47	8.1

Nota. Información preliminar Subsistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental al 22 enero 2013 debido a la suspensión del servicio de la mesa de ayuda por parte de la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio.

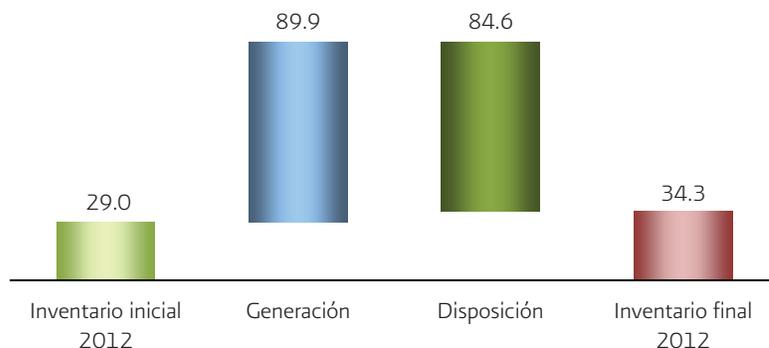
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

RESIDUOS PELIGROSOS

El inventario final a diciembre de 2012, es 18% superior al del inicio del año. El 48% del inventario de residuos peligrosos, corresponde a actividades de refinación, principalmente por sosas gastadas. La relación de disposición respecto a la generación fue 0.94. La mayor disposición de residuos en toda la industria correspondió a lodos aceitosos (29.4%) y a cloro hidrocarburos pesados (13.9%). La mayoría de los residuos peligrosos tienen un proceso continuo de generación y en la mayoría de los casos su disposición se realiza por lotes, conforme a volúmenes que permitan una disposición técnica y económicamente factible.

DISPOSICIÓN DE RESIDUOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA	%
Lodos aceitosos	29.4
Cloro hidrocarburos pesados	13.9
Residuos de estopa, equipo de seguridad, madera, arena y plásticos impregnados de aceite	12.0
Sosas gastadas	10.3
Otros	34.4
Total	100.0

BALANCE DE RESIDUOS PELIGROSOS, 2012
(miles de toneladas)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

PASIVO AMBIENTAL

Al cierre del año previo el inventario de sitios contaminados fue de 1,054.8 hectáreas, durante 2012 se incorporaron 70.4 hectáreas nuevas al inventario de sitios contaminados, (38.7 hectáreas de Pemex-Refinación y 31.7 hectáreas de Pemex-Exploración y Producción).

Durante 2012 se han desincorporado 102 hectáreas, de las cuales 43.7 corresponden a pasivos ambientales de Pemex-Refinación y 58.3 de Pemex-Exploración y Producción, principalmente en los activos de la Región Norte.

PETRÓLEOS MEXICANOS
RESTAURACIÓN DE SITIOS CONTAMINADOS
(hectáreas)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Estas acciones tuvieron como resultado un inventario total de 1,023.2 hectáreas al cierre de 2012, que representa una disminución de 3% con relación a 2011.

En lo que se refiere a la restauración de presas, el inventario final de Pemex-Exploración y Producción registrado en diciembre de 2012 fue de 88 presas, lo que representa una disminución

de 46.3% respecto a 2011. Lo anterior como resultado de la restauración de 76 presas.

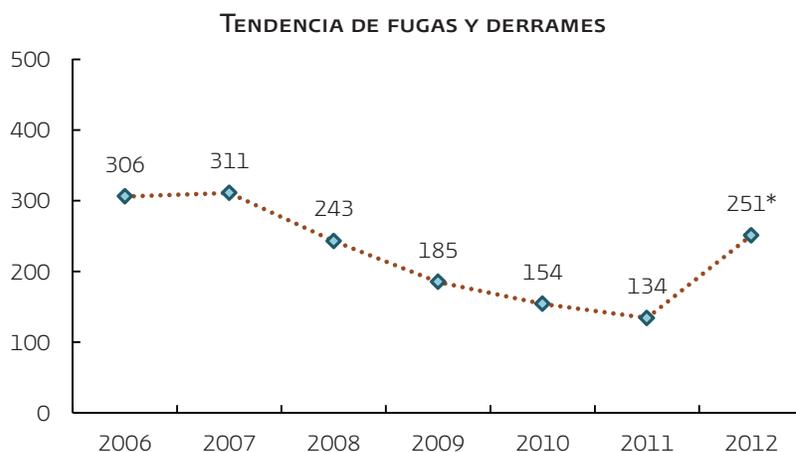
Del inventario total actual, el 80% de las presas corresponden a las zonas de Burgos (50), Aceite Terciario del Golfo (10) y Poza Rica (10). Las mayores actividades de restauración a lo largo del año correspondieron a los activos Altamira y Poza Rica.



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

FUGAS Y DERRAMES

La tendencia de fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos durante 2012, presenta un incremento del 87% comparado con el cierre de 2011.



*Cierre 2012.

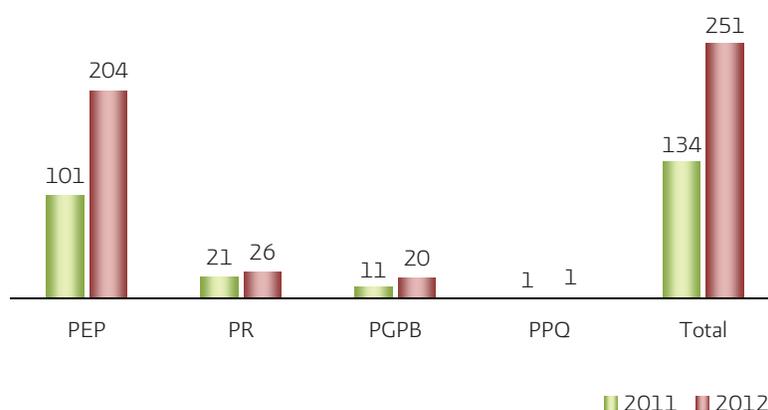
Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Por lo anterior Petróleos Mexicanos, implantó un plan de contención enfocado a la revisión y cumplimiento de los programas de administración de integridad y confiabilidad para mejorar la seguridad en el transporte, recolección y distribución de hidrocarburos por ductos.

Las principales causas de estos eventos en 2012 fueron daños por corrosión interior (31%), corrosión exterior (16%) y falla de materiales (8%).

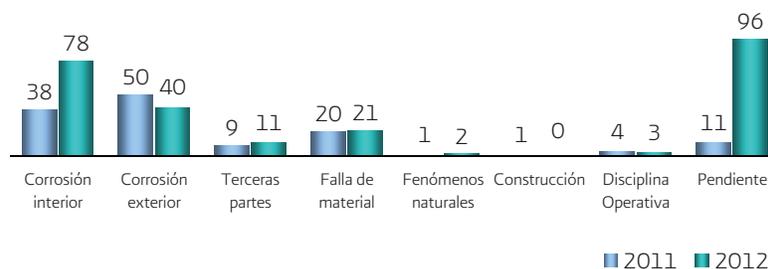
- Un 38% de los eventos están en proceso de investigación para la determinación de su causa.
- No obstante el incremento en el número de eventos registrados en 2012, los impactos al ambiente tuvieron una disminución al presentarse un menor volumen derramado (75%) y una menor área afectada (16%), comparado con el año precedente.

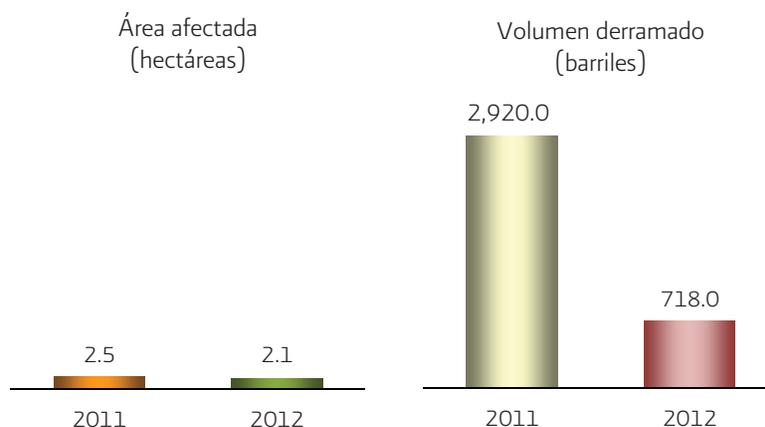
FUGAS Y DERRAMES (eventos)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES



AFECTACIONES


Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

CERTIFICADOS DE INDUSTRIA LIMPIA

Como resultado de la implantación de sistemas de administración de la seguridad, salud y protección ambiental y de la verificación constante a las instalaciones mediante auditorías ambientales internas y externas a las instalaciones de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios, la empresa apuntala la obtención y mantenimiento de sus Certificados de Industria Limpia que otorga la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

Durante 2012 Petróleos Mexicanos recibió a través de la PROFEPA, 198 certificados de industria limpia, de los cuales 87 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 111 por refrendo, al mantener o mejorar su desempeño ambiental.

Al cierre del año, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios cuentan con 321 certificaciones vigentes y 359 en proceso de certificación, de un total de 680 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 las actividades de expansión en las áreas de exploración, explotación, refinación y distribución de hidrocarburos.

CERTIFICADOS NUEVOS Y REFRENDOS 2012

ORGANISMO	CERTIFICADOS OBTENIDOS		DESEMPEÑO
	NUEVOS	REFRENDOS	
TOTAL	87	111	198
Pemex-Exploración y Producción	64	64	128
Pemex-Refinación	14	41	55
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3	4	7
Pemex-Petroquímica	2	2	4
Corporativo	4	-	4

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

INSTALACIONES INSCRITAS A 2012

(número)

ORGANISMO	CERTIFICADOS VIGENTES	EN PROCESO DE CERTIFICACIÓN	INSTALACIONES INSCRITAS
TOTAL	321	359	680
Pemex-Exploración y Producción	198	204	402
Pemex-Refinación	98	109	207
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	12	28	40
Pemex-Petroquímica	6	2	8
Corporativo	7	16	23

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

CAMBIO CLIMÁTICO

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

El 17 de abril de 2012 se obtuvo el registro como MDL ante la Convención Marco sobre el Cambio Climático de la ONU del proyecto "Recuperación de Calor en la Terminal Marítima Dos Bocas" de la Región Marina Suroeste de Pemex-Exploración y Producción.

Este proyecto consiste en aprovechar la energía residual de los gases de combustión de los turbogeneradores para su utilización en el calentamiento del aceite térmico para la deshidratación del crudo maya en la Terminal Marítima Dos Bocas, desplazando así el consumo de gas natural. La implementación del proyecto resultará en una reducción de emisiones de 88,111 toneladas de bióxido de carbono equivalente (CO₂e) por año, durante diez años del periodo crediticio.

Las NAMAs (*Nationally Appropriate Mitigation Actions*) nacieron en 2007 a través del Plan de Acción de Bali, como medida alterna al MDL y son acciones de mitigación de emisiones a nivel sectorial, promovidas por los gobiernos de países en vías de desarrollo que buscan en el contexto del desarrollo sustentable, soportar y permitir a través de la tecnología, financiamiento y fortalecimiento de capacidades, reducir emisiones de GEI de una forma real, medible y auditable.

Derivado de lo anterior Petróleos Mexicanos vio una oportunidad valiosa en este tipo de mecanismos, por lo que está buscando su implantación y promoción en la compañía.

Se está trabajando con la Embajada Británica en el desarrollo de una NAMA enfocada a la reducción de emisiones fugitivas en el procesamiento y transporte de gas natural. De igual

manera, se estableció un compromiso con el Gobierno de Canadá, mediante el cual Petróleos Mexicanos recibirá fondos (hasta 1.3 millones de dólares) para financiar el desarrollo de una NAMA relacionada con reducción de emisiones de metano.

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

Así mismo, la *United States Agency for International Development* (USAID) a través de la firma consultora TETRATECH, financiará la implantación de un sistema para el registro y estimación de la reducción de emisiones de GEI, con potencial de ser aplicado en instalaciones de Petróleos Mexicanos, que a su vez detectará los proyectos susceptibles de comercialización en los distintos mercados.

Al cierre de 2012, Petróleos Mexicanos cuenta con tres contratos de compra-venta tipo ERPA "*Emission Reduction Purchase Agreement*" (Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones), y un estudio de factibilidad en desarrollo. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas del proceso de gestión MDL ante la ONU, dos de ellos registrados.

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. Eliminación de quema de gas en el campo Tres Hermanos.	88,111	Registrado En 2013 se acreditarán los Certificados de Reducción de Emisiones
	Cerro Azul – Naranjos		82,645	Registrado En 2013 se acreditarán los Certificados de Reducción de Emisiones
Pemex- Refinación	Refinería Salina Cruz	Sustitución de Combustóleo por gas natural.	456,000	Proceso de Registro
Pemex- Petroquímica	Complejo Petroquímico Morelos	Sistema de cogeneración eléctrica y de vapor al sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	295,711	En desarrollo de nueva metodología
	Complejo Petroquímico La Cangrejera	Sistema de cogeneración eléctrica y de vapor al sustituir los turbogeneradores de vapor por turbogeneradores de gas con recuperación de calor.	233,452	En desarrollo de nueva metodología
Total			1,155,919	

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.

Los proyectos son los siguientes:

- Educación Ambiental y Restauración Forestal en Áreas Naturales Protegidas del Golfo de México.
- Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta.
- Educación Ambiental y Operación de la Casa del Agua en Pantanos de Centla.
- Educación Ambiental y Recuperación Ecológica de Manglares y Selvas Bajas en el Estado de Veracruz.
- El Corredor Socio-Cultural-Ambiental del Sur de Veracruz: Rescate del Orgullo Regional.
- Parque Ecológico Jaguaroundi, Veracruz.

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 de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal, NIFGGSP o Normas Gubernamentales (NG).

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.^{13/} 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 2012 y 2011, 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.

En función de los artículos 23, Fracciones VI, VII y VIII de la Ley de Petróleos Mexicanos y 23 de su Reglamento, el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño de Petróleos Mexicanos acordó por unanimidad opinar favorablemente sobre la suficiencia y razonabilidad del dictamen de auditoría del auditor externo KPMG Cárdenas Dosal S.C., de los estados financieros consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2012, preparados bajo Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas, para el Sector Paraestatal.

Del mismo modo, de conformidad con el Artículo 19, fracción VII y en cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 23, fracciones III y VI de la Ley de Petróleos Mexicanos y 23 de su Reglamento, el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño acordó por unanimidad emitir una opinión favorable sobre los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2012 preparados bajo Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas, para el Sector Paraestatal.

ESTADO DE RESULTADOS

Los resultados financieros que se presentan fueron elaborados conforme a NG y corresponden a los estados financieros consolidados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Estos estados financieros consolidados muestran diferencias con los preparados con base en las Normas Internacionales de

13/ 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.

Información Financiera (IFRS por sus siglas en inglés), los cuales se pueden consultar en el portal de Internet de Petróleos Mexicanos.

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

Concepto	2012 Importe	2011 Importe	Variación	
			Importe	%
INGRESOS TOTALES	1,557,439.5	1,478,562.3	78,877.2	5.3
En el país	867,036.7	779,198.0	87,838.7	11.3
De exportación	684,866.1	694,578.5	-9,712.4	-1.4
Ingresos por servicios	5,536.7	4,785.8	750.9	15.7
COSTO DE VENTAS	709,182.6	661,667.0	47,515.6	7.2
RENDIMIENTO BRUTO	848,256.9	816,895.3	31,361.6	3.8
GASTOS GENERALES	112,855.8	98,016.5	14,839.3	15.1
Gastos de distribución	20,994.9	20,291.1	703.8	3.5
Gastos de administración	91,860.9	77,725.4	14,135.5	18.2
RENDIMIENTO DE OPERACIÓN	735,401.2	718,878.8	16,522.3	2.3
OTROS INGRESOS (GASTOS)-NETO	198,093.7	182,242.9	15,850.8	8.7
RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO	-7,271.5	-86,403.9	79,132.4	91.6
Intereses pagados-neto	-48,937.8	-27,263.0	-21,674.8	-79.5
Pérdida (utilidad) en cambios-neta	41,666.3	-59,140.9	100,807.2	170.5
PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS	12,559.2	3,208.9	9,350.3	291.4
RENDIMIENTO ANTES DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS	938,782.5	817,926.7	120,855.8	14.8
Impuestos, derechos y aprovechamientos	901,876.1	872,395.2	29,480.9	3.4
RENDIMIENTO NETO	36,906.4	-54,468.5	91,374.9	167.8

Nota: Las sumas pueden no coincidir debido a redondeo.

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

Las ventas en el país observaron un incremento de 87.8 miles de millones de pesos (11.3%), originado principalmente por el aumento en el precio unitario de venta (precio de venta del producto según factura) de las gasolinas, el combustóleo, el diesel y la turbosina, así como en el volumen comercializado de los principales productos petrolíferos, sobresaliendo la gasolina Premium, el diesel y el combustóleo.

La disminución de 9.7 miles de millones de pesos en las ventas de exportación se debe sobre todo a la reducción en el volumen comercializado de crudo en 2012, con relación al año previo, el cual representó 1.4% de disminución, compensado con el incremento en el precio promedio de venta de la mezcla de crudo mexicano en los mercados internacionales, mostrando un ligero aumento, al pasar de 101.09 dólares promedio del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011 a 101.86 dólares promedio por barril en el mismo periodo de 2012.

El incremento en el costo de ventas de 47.5 miles de millones de pesos (7.2%), respecto al mismo periodo del año previo, se debe en particular a una mayor importación de productos, básicamente en gasolina Premium, combustóleo y diésel; así como al incremento en los gastos

de operación, conservación y mantenimiento, en las depreciaciones y amortizaciones, compensado con la disminución en el costo neto del periodo de beneficio a los empleados.

Se incrementaron los Gastos Generales por 14.8 miles de millones de pesos, lo cual se debe principalmente al aumento del Costo Neto del Periodo de los Beneficios a Empleados derivado de que el personal cuenta con un año más de edad y de antigüedad, junto con una modificación de la tasa de descuento, que pasó de 8.81% a 8.35%.

En otros ingresos (gastos) neto, se obtuvo un incremento de 15.8 miles de millones de pesos (8.7%), debido principalmente a mayores ingresos, derivados de la tasa negativa del Impuesto Especial de Producción y Servicios (IEPS), por 35.2 miles de millones de pesos (19.7%), compensado parcialmente con la disminución por 11.7 miles de millones de pesos en el reglón de recuperación de deterioro del activo fijo, así como con el incremento en gastos por la provisión para juicios en proceso por 2.1 miles de millones de pesos en Pemex-Refinación y el costo de activos dados de baja por 3.3 miles de millones de pesos.

La variación a favor en el resultado integral de financiamiento por 79.1 miles de millones de pesos, se debe a:

Costo Financiero Neto. El aumento del costo financiero neto por 21.7 miles de millones de pesos, se debe al incremento de los intereses a cargo por 12.6 miles de millones de pesos; compensado con la disminución de los intereses a favor de Petróleos Mexicanos por 9.1 miles de millones de pesos.

Variación Cambiaria. Este rubro presentó en 2012 una utilidad cambiaria neta de 41.7 miles de millones de pesos que comparada con la pérdida neta de 2011, de 59.1 miles de millones de pesos, resulta un incremento de 100.8 miles de millones de pesos, como consecuencia de la apreciación del peso frente al dólar americano y frente al euro en el periodo de 2012 con respecto al mismo periodo de 2011. El tipo de cambio del peso con respecto al dólar americano durante 2012 presentó un efecto favorable de 0.98 pesos, que representa 7.0% al pasar de 13.9904 a 13.0101; mientras que en 2011 el efecto fue desfavorable 13.2% al pasar de 12.3571 a 13.9904. El tipo de cambio del peso con respecto al euro en 2012 presentó un efecto favorable de 5.6% al pasar de 18.1595 a 17.1968 en 2011.

Por lo que respecta a los impuestos, derechos y aprovechamientos, en 2012 se incrementó 29.5 miles de millones de pesos, que se debe principalmente al aumento en Derechos Ordinarios sobre Hidrocarburos (DOSH) por 15 mil millones de pesos, en el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización por 21.6 miles de millones de pesos; compensado con la disminución de los Derechos Extraordinarios sobre Exportación de Petróleo crudo por 14.9 miles de millones de pesos, debido a un mayor precio promedio de la mezcla

del crudo. La carga fiscal representó 57.9% de las ventas totales, en tanto que en 2011 fue 59%.

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de diciembre de 2012, el activo total por 1,579.7 miles de millones de pesos, aumentó 5.5% respecto al cierre de 2011, que se ubicó en 1,497.5 miles de millones de pesos.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011

Cifras Bajo Normas Gubernamentales (NG)
(millones de pesos)

Concepto	31 de diciembre de 2012	31 de diciembre de 2011	Variación	
			Importe	%
ACTIVO CIRCULANTE	277,549.2	282,461.4	-4,912.2	-1.7
Efectivo y equivalentes de efectivo	104,141.8	97,021.5	7,120.3	7.3
Ctas. y docs. por cobrar a clientes y otros	131,819.3	152,314.5	-20,495.2	-13.5
Inventarios	32,006.0	20,448.8	11,557.2	56.5
Instrumentos financieros	8,460.1	12,676.6	-4,216.5	-33.3
Instrumentos financieros disponibles para su venta	1,122.0	0.0	1,122.0	0.0
INVERSIONES EN ACCIONES	51,914.3	56,413.1	-4,498.8	-8.0
POZOS, PLANTAS, EQUIPO E INMUEBLES	1,242,779.4	1,151,635.4	91,144.0	7.9
OTROS ACTIVOS	7,411.7	6,944.9	466.8	6.7
SUMA EL ACTIVO	1,579,654.7	1,497,454.9	82,199.8	5.5
PASIVO CORTO PLAZO	221,397.5	228,442.4	-7,044.9	-3.1
Deuda de corto plazo	93,324.0	94,638.4	-1,314.4	-1.4
Proveedores	71,660.8	54,944.2	16,716.6	30.4
Ctas. y doc. por pagar y otros-neto-	12,610.0	13,918.7	-1,308.7	-9.4
Imp., der. y aprovechamientos por pagar	43,802.7	64,941.1	-21,138.4	-32.6
LARGO PLAZO	1,143,431.1	1,075,903.3	67,527.8	6.3
Deuda a largo plazo	659,727.7	656,787.6	2,940.1	0.4
Reserva para beneficios a los empleados	409,909.3	354,989.9	54,919.4	15.5
Reserva para créditos diversos	67,995.0	58,741.3	9,253.7	15.8
Impuestos y créditos diferidos	5,799.1	5,384.5	414.6	7.7
SUMA EL PASIVO	1,364,828.6	1,304,345.8	60,482.8	4.6
PATRIMONIO	214,826.0	193,109.1	21,716.9	11.2
Certificados de aportación "A"	96,958.0	96,958.0	0.0	0.0
Aportaciones al patrimonio	180,382.4	180,382.4	0.0	0.0
Part. en el capital de otras subsidiarias	18,594.2	33,206.9	-14,612.7	-44.0
Superávit por donación	4,394.3	3,662.7	731.6	20.0
Instrumentos financieros	-93.0	0.0	-93.0	0.0
Resultados acumulados				
De ejercicios anteriores	-122,316.3	-66,632.4	-55,683.9	-83.6
Del ejercicio	36,906.4	-54,468.5	91,374.9	167.8
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,579,654.7	1,497,454.9	82,199.8	5.5

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

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

El activo circulante disminuyó 4.9 miles de millones de pesos (1.7%), debido a:

Las cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros presentó una reducción de 12.3 miles de millones de pesos (13.5%), principalmente por la disminución en clientes extranjeros por 14.4 miles de millones de pesos, deudores diversos 8.8 miles de millones de pesos y con la estimación de cuentas incobrables por 0.6 miles de millones de pesos; lo anterior compensado parcialmente con el incremento en los clientes nacionales por 5.6 miles de millones de pesos.

El aumento en efectivo y equivalentes de efectivo por 7.1 miles de millones de pesos (7.3%) se debe en particular a una mayor recuperación de cartera y mayores ventas.

Los inventarios presentaron una variación de 11.6 miles de millones de pesos que equivalen a 56.5%, debido al alza del precio unitario por metro cúbico en productos, principalmente en: combustóleo, gasolina regular y diesel.

Los pozos, plantas, equipo e inmuebles aumentaron en 91.1 miles de millones de pesos (7.9%) en comparación con el cierre de 2011, debido sobre todo a las nuevas inversiones, compensándose con el incremento de las depreciaciones y amortizaciones del periodo.

El pasivo total comparado con el cierre de 2011 aumentó 60.5 miles de millones de pesos que representa 4.6%.

El pasivo de corto plazo disminuyó 7 mil millones de pesos (3.1%), debido a:

Los impuestos, derechos y aprovechamientos por pagar disminuyeron en 21.1 miles de millones de pesos (32.6%), principalmente por los mayores anticipos pagados durante 2012 por los derechos sobre hidrocarburos.

Lo anterior, parcialmente compensado con el incremento en proveedores y contratistas que aumentaron 16,716.6 millones de pesos (30.4%), debido principalmente al aumento en proveedores nacionales por 11,703.2 millones de pesos, en contratistas por 6,597.8 millones de pesos, así como 309.9 millones de pesos en salarios y prestaciones devengadas; compensado esto con un decremento en proveedores extranjeros por 1,584.4 millones de pesos.

La deuda total documentada aumento 1.6 miles de millones de pesos (0.22%), debido sobre todo a la variación favorable en tipos de cambio, no obstante que se han contratado nuevos financiamientos.

La reserva para beneficios a los empleados muestra un incremento de 54.9 miles de millones de pesos (15.5%), el cual corresponde al reconocimiento del costo neto del periodo, disminuido por las aportaciones efectuadas al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) (activos de plan), los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos otorgados a los jubilados y sus beneficiarios, a los pensionados post-mortem, así como a los pagos por concepto de terminación de la relación laboral antes de alcanzar la edad de jubilación.

El incremento que presenta la reserva para créditos diversos y otros por 9.3 miles de millones de pesos, (15.8%) se origina principalmente por los aumentos en intereses cobrados por

anticipado, la provisión para juicios en proceso, la provisión para gastos de taponamiento de pozos y otros pasivos a largo plazo.

El patrimonio aumentó en 21.7 millones de pesos, (11.2%), debido particularmente por la utilidad del ejercicio por 36.9 millones de pesos y a la pérdida generada en el ejercicio anterior.

9.2 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, que se hagan los pagos oportunamente, de supervisar su programa financiero y de registrar ante la SHCP las operaciones de crédito.

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

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

(equivalentes a 4,109.3 millones de dólares), de acuerdo con el endeudamiento aprobado por el Congreso de la Unión.

- El monto contratado en el periodo enero-diciembre 2012 ascendió a 126,116.5 millones de pesos (equivalentes a 9,505.9 millones de dólares), que al tomar en cuenta las amortizaciones realizadas, representó que el endeudamiento neto del ejercicio ascendiera a 45,295.1 millones de pesos (equivalentes a 3,406.2 millones de dólares), monto menor al endeudamiento aprobado por el H. Congreso de la Unión.

Al 31 de diciembre de 2012, la deuda total documentada, incluyendo intereses devengados ascendió a 753,051.7 millones de pesos, contra 751,426 millones de pesos al cierre del año previo. La deuda con vencimientos menores a 12 meses fue 93,324 millones de pesos y la de largo plazo 659,727.7 millones de pesos.

Durante 2012, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- El 24 de enero se llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto total de 2,100 millones de dólares a tasa fija anual de 4.875%, con vencimiento en 2022, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 10 de abril, emitió un bono por 300 millones de francos suizos, equivalente a 327.2 millones de dólares; esta emisión fue contratada a una tasa fija anual de 2.5% con vencimiento en 2019, bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 26 de abril, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto de 150 millones de dólares australianos, equivalente a 145.8 millones de dólares americanos con vencimiento en 2017, a una tasa de 6.125%. Dicha operación se realizó bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 26 de junio, Petróleos Mexicanos emitió un bono en los mercados internacionales por un monto total de 1,750 millones de dólares. Este es un nuevo bono con vencimiento en junio de 2044 que pagará un cupón de 5.5% bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
- El 6 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de dos bonos garantizados por el *Export-Import Bank* de los Estados Unidos de América (*Ex-Im Bank*) por un monto de 400 millones de dólares cada uno, con una vida media de 5.71 años, los cuales pagarán un cupón de 2% y 1.95% respectivamente, con vencimiento en diciembre de 2022.
- El 18 de julio, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bilateral con el *Export Development* de Canadá (EDC) por un monto de U.S. \$300 millones, a una tasa variable con vencimiento en julio de 2017.
- El 26 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un tercer bono con la garantía del *Ex-Im Bank* por un monto de 400 millones de dólares, con vencimiento en diciembre de

- 2022 y una vida media de 5.65 años, el cual pagará un cupón de 1.7%.
- El 19 de octubre, Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en los mercados internacionales por un monto total de 1,000 millones de dólares, se trata de la reapertura del bono emitido en junio de 2012 con vencimiento en junio de 2044 y cupón de 5.5% bajo el Programa de Notas a Mediano Plazo, Serie C.
 - El 23 de noviembre, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó a Petróleos Mexicanos la ampliación del Programa Dual de Certificados Bursátiles, de 200 millones de pesos o su equivalente en UDI's, hasta 300 millones de pesos o su equivalente en UDI's.
 - El 29 de noviembre, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de Certificados Bursátiles de largo plazo por un monto de 721,564 miles de UDI's, equivalentes a 3,500 millones de pesos con vencimiento en 2028 a una tasa fija de 3.02%
 - El 21 de diciembre, Petróleos Mexicanos contrató una línea de crédito directa con Nacional Financiera, S.N.C. por un monto de dos mil millones de pesos, con vencimiento en diciembre de 2022 a una tasa fija de 6.55%.

Al 31 de diciembre de 2012 se han realizado disposiciones por 40.6 millones de dólares por concepto de contratos de arrendamiento financiero de Pemex-Refinación y 560.2 millones de dólares por disposiciones de los contratos de obra pública financiada (COPFs) de Pemex-Exploración y Producción, para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

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 encaminados a optimizar la estructura de los financiamientos.

Durante 2012, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes amortizaciones:

PETRÓLEOS MEXICANOS, AMORTIZACIONES 2012		
	Millones de pesos	Millones de dólares
DEUDA INTERNA	19,176.5	-
Créditos Bancarios	6,133.3	-
Certificados Bursátiles	12,500.0	-
ECAs	543.2	-
DEUDA EXTERNA	61,644.9	4,619.2
Arrendamientos Financieros	534.5	40.6
Créditos Bancarios	19,333.9	1,405.0
ECAs	22,620.3	1,710.4
Bonos	8,906.5	687.1
Otros Créditos (FPSO, COPFs) ^{1/}	10,249.7	776.1

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.

9.3 ESTADO DEL RÉGIMEN DE PENSIONES

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

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

La empresa incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en los estados financieros preparados bajo Normas Gubernamentales, conforme a los lineamientos establecidos en la NIFGGSP 05 "Obligaciones Laborales". Esta última no coincide con la NIF D-3, pues en tanto que ésta última es de aplicación obligatoria, sin importar el efecto que provoque el costo neto del periodo en los resultados; en la NIFGGSP 05 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 2012 y 2011, ascendieron a 129.6 miles de millones de pesos y 102.6 miles de millones de pesos, respectivamente. Derivado de la aplicación de la NIFGGSP 05, Petróleos Mexicanos dejó de reconocer como costo neto del periodo por beneficios a los empleados, un total de 54 mil millones de pesos y 42.7 miles de millones de pesos, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, en el mismo orden. Por lo tanto, el saldo de la reserva para beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 fue de 409.9 miles de millones de pesos y 355 miles de millones, respectivamente y sólo se reconocieron en el estado de resultados 75.6 miles de millones de pesos en el año 2012 y 59.9 miles de millones de pesos en 2011.

9.4 INTEGRACIÓN DE PROGRAMAS Y PRESUPUESTOS

PRESUPUESTO ORIGINAL AUTORIZADO Y EJERCICIO EN FLUJO DE EFECTIVO (CONSOLIDADO)

Para el ejercicio fiscal 2012, el H. Congreso de la Unión autorizó a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios un presupuesto programable que ascendió a 442,485.4 millones de pesos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). De este importe correspondieron 141,230.4 millones de pesos al gasto corriente de operación y 301,255 millones de pesos al de inversión. El monto total fue 5.8% mayor al autorizado para 2011, a partir de los componentes siguientes:

- El presupuesto para gasto corriente de operación en 2012 fue 7% mayor al de 2011, los incrementos más representativos fueron en los rubros de pensiones y jubilaciones y servicios técnicos pagados a terceros, este último del gasto de operación, que en su conjunto fueron 4,569.6 millones de pesos mayores a los autorizados en 2011.
- El gasto de inversión aprobado para 2012 fue mayor 5.2%, variación en la que sobresale el aumento de 16,799.5 millones de pesos en el rubro de obra pública, equivalente a 6.1% de incremento.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS PRESUPUESTO. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO (PEF)

(millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012	VARIACIÓN ^{1/} %
INGRESOS PROPIOS	386,500.4	428,877.3	11.0
INGRESOS	1,344,358.7	1,577,202.5	17.3
Ventas interiores	906,846.1	1,007,758.2	11.1
Ventas exteriores	399,452.0	513,908.2	28.7
Otros ingresos	38,060.6	55,536.0	45.9
EGRESOS	1,376,187.2	1,590,810.5	15.6
Gasto programable	418,328.9	442,485.4	5.8
Operación	131,991.0	141,230.4	7.0
Inversión	286,337.9	301,255.0	5.2
Mercancías para reventa	199,598.0	250,907.1	25.7
Impuestos indirectos	123,089.7	121,098.9	-1.6
Impuestos directos	635,170.7	776,319.1	22.2
SUPERÁVIT PRIMARIO	-31,828.5	-13,608.1	-57.2
Intereses	42,495.0	34,839.6	-18.0
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN	-74,323.5	-48,447.7	-34.8
ENDEUDAMIENTO NETO	44,247.8	52,588.1	18.8
Disposiciones	127,396.9	128,852.3	1.1
Amortizaciones	83,149.1	76,264.2	-8.3
INCREMENTO (USO) DE CAJA	-30,075.7	4,140.4	-113.8

1/ Valores corrientes.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
EJERCICIO PRESUPUESTAL. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

(Millones de pesos)

CONCEPTO	2011	2012		VARIACIÓN	
		PROGRAMA	EJERCICIO	EJERCICIO/ PROGRAMA	2012/2011 REAL ^{1/}
INGRESOS PROPIOS	395,232.2	428,877.3	463,121.3	8.0	12.6
INGRESOS	1,760,854.9	1,577,202.5	1,928,144.3	22.3	5.2
Ventas interiores	890,736.8	1,007,758.2	1,002,117.1	-0.6	8.1
Ventas exteriores	683,294.6	513,908.2	696,687.8	35.6	-2.1
Otros ingresos	186,823.4	55,536.0	229,339.4	313.0	17.9
Efecto tasa negativa del IEPS	165,237.0	50,565.3	221,893.6	338.8	29.0
Otros ingresos diversos	21,586.4	4,970.7	7,445.7	49.8	-66.9
SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS	-	-	-	-	-
EGRESOS	1,775,135.0	1,590,810.5	1,927,101.1	21.1	4.3
Gasto programable	412,102.8	442,485.4	465,888.0	5.3	8.6
Corriente	144,842.2	141,230.4	153,894.7	9.0	2.1
Inversión	267,260.6	301,255.0	311,993.3	3.6	12.1
Mercancía para reventa	381,396.7	250,907.1	397,214.2	58.3	0.0
Operaciones ajenas netas	-2,590.5	0.0	-3,809.8	n.r.	-41.3
Impuestos indirectos	126,647.0	121,098.9	136,946.5	13.1	3.9
Impuestos directos	857,579.0	776,319.1	930,862.2	19.9	4.3
SUPERÁVIT PRIMARIO	-14,280.1	-13,608.1	1,043.1	107.7	107.0
Intereses	25,228.0	34,839.6	38,396.6	10.2	46.2
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN	-39,508.0	-48,447.7	-37,353.4	22.9	9.2
ENDEUDAMIENTO NETO	15,480.9	52,588.1	49,175.3	-6.5	205.1
Disposiciones	107,604.3	128,852.3	126,116.5	-2.1	12.6
Amortizaciones	92,123.4	76,264.2	76,941.2	0.9	-19.8
INCREMENTO (Uso) DE CAJA	-24,027.1	4,140.4	11,821.9	185.5	147.3

1/ Se aplicó un factor de 1.0411, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

EJERCICIO DEL PRESUPUESTO CONSOLIDADO. FLUJO DE EFECTIVO

Las variaciones de los importes ejercidos en 2012 se cuantifican respecto al ejercicio 2011 en términos reales.

Los ingresos totales registraron 1,928,144.3 millones de pesos, importe 5.2% mayor al obtenido en 2011 (167,289.3 millones de pesos en términos nominales) y 22.3% mayor (350,941.8 millones de pesos) al esperado en el programa original. Los ingresos propios (después de descontar de los ingresos totales, los impuestos y la mercancía para reventa) resultaron 12.6% mayores respecto a los de 2011 y 8% superior al programado.

Las ventas interiores presentaron ingresos mayores 8.1%, a lo que contribuyeron los incrementos de precios en la mayoría de 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 y gas licuado, entre otros, así como algunos petroquímicos, entre los cuales destacan los polietilenos, cloruro de vinilo y

glicoles etilénicos. Dentro de los combustibles comercializados en el sector público, se reportaron mayores volúmenes de combustóleo y diesel al sector eléctrico, así como la turbosina al sector aeroportuario. Otro factor importante para los mayores ingresos fueron los pagos más oportunos de la CFE con respecto a 2011.

Las ventas exteriores fueron 2.1% inferiores a las del ejercicio previo, por menores volúmenes de combustóleo y turbosina, así como ajustes en el tipo de cambio y una disminución en los volúmenes de exportación de gasolinas naturales y gas butano con respecto a las realizadas el año pasado.

Los precios de la canasta de crudos mexicanos de exportación fueron 0.7% mayores a los de 2011, no obstante que los volúmenes exportados estuvieron 6.1% por debajo de los del año previo.

Los otros ingresos crecieron 17.9% respecto al año anterior, a lo que contribuyeron sobre todo importes captados de IEPS tasa negativa 29% más altos, que se derivan de los mayores precios de referencia internacionales vigentes en 2012. Los otros ingresos por servicios y diversos fueron 66.9% inferiores, resultado de variaciones cambiarias negativas.

En 2012, los egresos totalizaron 1,927,101.1 millones de pesos, importe 4.3% superior al del año previo, en lo que influyeron pagos más elevados de impuestos directos e indirectos, los que a su vez resultaron de los mayores precios de referencia internacionales del crudo y de las ventas internas, así como el mayor gasto programable, sobre todo por la inversión. Su cumplimiento fue 121.1% respecto al presupuesto.

El gasto programable ejercido (operación e inversión) ascendió a 465,888 millones de pesos, 8.6% más que el erogado en 2011, con un cumplimiento de 105.3% respecto al presupuesto original.

- El gasto de operación registró 153,894.7 millones de pesos, 2.1% mayor que el año previo y representó 109% de cumplimiento respecto a lo programado.
 - En servicios personales se erogaron 75,633 millones de pesos, 0.6% superior al programado. La variación se reflejó en esencia en el rubro de sueldos y salarios, que fue contrarrestado por menores pagos en previsión social. Respecto al año previo, el ejercicio fue 2.8% más alto, como efecto real del incremento salarial del ejercicio, principalmente.
 - En el rubro de operación se erogaron 44,424.7 millones de pesos, importe 36.2% superior al autorizado y 1.2% al ejercicio previo, principalmente en Pemex-Corporativo, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica. Los conceptos con mayor ejercicio fueron conservación y mantenimiento, servicios técnicos pagados a terceros, servicios técnicos pagados al IMP, adquisición de materiales y servicios auxiliares, destacan los

fletes que se incrementó debido al contrato de transporte con Gasoductos de Tamaulipas.

- En pensiones y jubilaciones se tuvo un ejercicio 5.9% menor respecto al programa original, derivado de aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) inferiores a las previstas, así como menores necesidades de recursos en función de las disponibilidades del fondo. En contraste, conforme al año previo el gasto fue 2.7% más alto, debido a que en este caso se tuvieron mayores requerimientos de recursos en este rubro.
- En otras erogaciones el ejercicio fue 2,914.8 millones de pesos (411.1%) 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, así como otros gastos de operación y donativos. Respecto al año anterior este tipo de erogaciones disminuyó 9.3% en términos reales.

El gasto de inversión fue 311,993.3 millones de pesos, importe 3.6% superior al original, y fue 12.1% mayor al ejercido en 2011, en términos reales, variación en la que participa Pemex-Exploración y Producción de manera más representativa. Por rubro de gasto, los bienes muebles e inmuebles aumentaron básicamente por la adquisición de plataformas, y en obra pública, por la modificación y rehabilitación por contrato, servicios auxiliares y adquisición de materiales de inversión.

Los pagos por mercancía para reventa ascendieron a 397,214.2 millones de pesos, monto similar al de 2011, en términos reales y 58.3% a lo programado, como resultado de los mayores precios de los productos importados como las gasolinas, diesel de bajo azufre, turbosina, entre otros, a lo que se sumó el efecto de mayores volúmenes importados de combustóleo, gas natural e isobutano.

En el ejercicio se registraron operaciones ajenas netas a favor por 3,809.8 millones de pesos, resultado de las retenciones por cuenta de terceros, como son cuotas sindicales e indemnizaciones, así como del concepto de recuperables como son cobros de fletes de la turbosina vendida a Aeropuertos y Servicios Auxiliares, y recuperación de préstamos diversos.

Los pagos de impuestos indirectos se incrementaron 3.9% en términos reales respecto al año previo, derivado del incremento en el IVA por pagar a terceros, así como el enterado a la SHCP, por los mayores ingresos obtenidos.

Los impuestos directos crecieron 4.3% respecto al año previo, por mayores pagos del Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos y algunos de los otros derechos inherentes a la operación de Pemex-Exploración y Producción.

Con esta combinación de ingresos obtenidos y egresos ejercidos, se registró un superávit primario de 1,043.1 millones de pesos, que representa un balance primario 107.7% superior al comprometido en el presupuesto original, el cual era un déficit por 13,608.1 millones de pesos.

A su vez, este balance primario fue 107% más elevado que el déficit por 14,280.1 millones de pesos, registrado el año anterior.

Descontando los pagos netos de intereses, Petróleos Mexicanos alcanzó un déficit financiero de 37,353.4 millones de pesos, el cual representa un balance financiero 22.9% superior al comprometido en el presupuesto original, que esperaba un déficit por 48,447.7 millones de pesos. El endeudamiento neto fue 49,175.3 millones de pesos, cantidad que representa un cumplimiento de 93.5% respecto al original, consecuencia de disposiciones 2.1% menores y amortizaciones 0.9% superiores.

9.5 SERVICIOS COMUNES

El resultado contable de los servicios comunes, en cumplimiento del último párrafo del Artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos se presenta en el Anexo 6 de este documento.

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
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 los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	5.00
Repsol, S.A.	5.01
	4.42 Ind
Texas Frontera, LLC	50.00 Ind
Frontera Brownsville, LLC	50.00 Ind
PMI Field Management Resources, S.L.	100.00 Ind
PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	100.00 Ind

* Redondeado a dos decimales.

/1 Participación accionaria de Pemex del 99.999% y el resto I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.

Nota: La empresa Mexpetrol, S.A. de C.V. fue liquidada mediante asamblea de accionistas celebrada el 26 de noviembre de 2012.

Ind= Porcentaje de participación accionaria indirecta.

EMPRESA	% PARTICIPACIÓN*
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
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V. ^{/2}	50.00 Ind
Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V. ^{/3}	50.00 Ind
Almacenadora de Gas de Jalisco, S. de R.L. de C.V. ^{/4}	50.00 Ind
CH4 Energía, S.A. de C. V.	50.00
Mex Gas Internacional Ltd.	100.00
MGI Supply Ltd.	100.00 Ind
MGI Trading Ltd.	100.00 Ind
MGI Enterprises Ltd.	100.00 Ind
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. ^{/5}	100.00 Ind
Gasoducto de Puerto Libertad, S. de R.L. de C.V. ^{/6}	50.00 Ind
Pasco International Limited	100.00
Pasco Terminals, Inc.	100.00 Ind
Pan American Sulphur Company Limited	100.00
Terrenos para Industrias, S.A. ^{/7}	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.

/2 Empresa creada por Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. y Gasoductos Servicios, S. de R.L. de C.V., para el desarrollo del proyecto del ducto de etano, relacionado con el proyecto etileno XXI.

/3 Empresa creada por Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V. y Gasoductos Servicios, S. de R.L. de C.V., para el desarrollo del proyecto del ducto de etano, relacionado con el proyecto etileno XXI.

/4 Empresa creada por Gasoductos Servicios, S. de R.L. de C.V. y Transportadora del Norte S. de R.L. de C.V., cuyo objeto era llevar a cabo la construcción de una terminal de almacenamiento de GLP en Guadalajara; sin embargo, se tomó la decisión de que Transportadora del Norte fuera la responsable de desarrollar dicho proyecto. Por lo anterior, se está analizando la fusión de esta empresa con alguna de las empresas del "Grupo Gasoductos".

/5 Empresa creada por MGI Supply, Ltd. y MGI Enterprises, Ltd., con objeto de desarrollar el sistema Frontera -Los Ramones-Aguascalientes.

/6 Empresa creada por MGI Enterprises, Ltd. con el objeto de desarrollar la infraestructura de transporte de gas natural desde Sásabe hasta Guaymas para CFE. Sin embargo, se perdió la licitación, por lo que se está analizando la disolución o liquidación de la misma.

/7 Participación accionaria de Pemex del 99.999% y el resto un tercero.

Ind= Porcentaje de participación accionaria indirecta.

Fuente: Petróleos Mexicanos. Gerencia de Filiales.

ANEXO 2

ESTRATEGIA DE PMI Y DE LAS SUBSIDIARIAS

ESTRATEGIA DE PMI Y DE LAS SUBSIDIARIAS

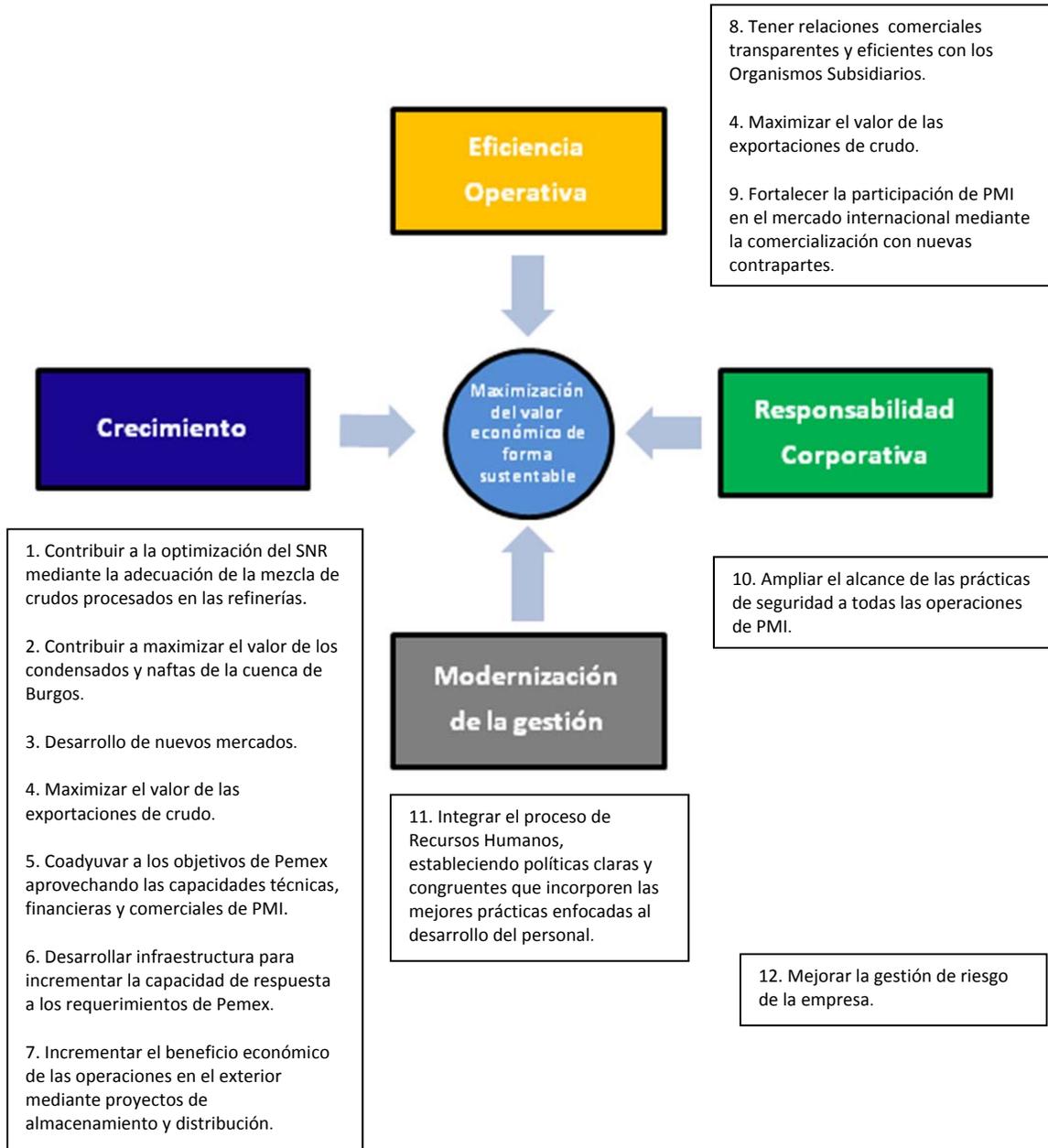
Desde el último trimestre de 2011, se generaron algunos temas de análisis del Comité de Estrategia e Inversiones de Petróleos Mexicanos, en particular la incorporación de un Objetivo Estratégico de Internacionalización y sus correspondientes estrategias en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, 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 “modernización de la gestión”, de conformidad con lo que se muestra en la siguiente lámina:

ALINEACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE PMI CON LA ESTRATEGIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS


ANEXO 3

REPSOL

REPSOL

CONSIDERACIONES

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.

Así mismo y derivado de 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 comprometieron, 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. Asimismo, en el mes de mayo de 2012, se constituyeron los

siguientes Comités: 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.

- a. El Comité Estratégico tiene por objeto impulsar y dar seguimiento al desarrollo de la Alianza Estratégica. Las funciones del Comité serán de naturaleza meramente consultiva e informativa en relación con los proyectos y oportunidades de negocio que surjan, respecto de cada uno de los ámbitos de negocio Upstream y GNL y Downstream.
- b. El Comité de Upstream y GNL tiene por objeto analizar y realizar un seguimiento de las distintas oportunidades de negocio o formas de colaboración en el área de Upstream y GNL, conforme a lo estipulado en la propia Alianza.
- c. El Comité de Downstream tiene por objeto analizar y realizar un seguimiento de las distintas oportunidades de negocio o formas de colaboración en el área de Downstream, conforme a lo estipulado en la propia Alianza.

Una vez instalados los comités, la Administración se encuentra en proceso de llevar a cabo aquellas acciones necesarias para continuar con dichos trabajos y sesionar en los mismos para explorar oportunidades y áreas de negocio que puedan formalizarse, como lo establece la Alianza entre Petróleos Mexicanos y Repsol.

MONETIZACIÓN ACCIONARIA REPSOL

Antecedentes de la posición accionaria de Pemex en Repsol

Antecedentes

Desde 1979 Petróleos Mexicanos, y empresas filiales (en particular PMI Holdings B.V.) han mantenido, por razones comerciales y estratégicas, una posición accionaria en PETRONOR, ahora Repsol S.A., que a la fecha está dividida en 62,934,554 de acciones en Petróleos Mexicanos y 57,232,998 de acciones en PMI Holdings B.V. A partir de 1994, Petróleos Mexicanos decide utilizar diversas estructuras con el fin de obtener recursos para el desarrollo de algunos programas de operación como por ejemplo la alianza estratégica de Deer Park con Shell y el financiamiento de inversiones complementarias de Pemex Gas y Petroquímica Básica. Dentro de las estructuras que se han utilizado desde 1994 para monetizar la posición de acciones de Repsol, se encuentran principalmente i) la contratación de *swaps* de activos y ii) la emisión de un bono convertible en acciones de Repsol en 2003.

A partir de abril de 2011, Petróleos Mexicanos ha mantenido monetizada la posición en acciones de Repsol a través de *swaps* de activos *plain vanilla*.

Como parte de la estrategia de monetización de la posición accionaria de Repsol, durante los meses de marzo, abril y octubre de 2012, se realizaron las renovaciones de los *swaps* de

activos mediante los cuales se la conversión en moneda de la posición en acciones.

A continuación se resumen las características de los mencionados instrumentos:

TIPO DE OPERACIÓN	CONTRA-PARTE	NOCIONAL (USD)	FECHA DE VENCIMIENTO	NO. DE ACCIONES	OPCIÓN RESET	SPREAD/ 3MLIBOR
Equity Swap	HSBC	209,086,162.60	22-octubre-13	10,000,000.00	SI	72.0 bps
Equity Swap	Bancomer	748,882,239.52	13-marzo-13	29,658,026.00	NO	84.5 bps
Equity Swap	Santander	380,605,264.70	19-abril-13	19,021,773.00	SI	81.5 bps
		1,338,573,666.82		58,679,799.00		

Adicionalmente, con fecha 8 de agosto de 2012, el Consejo de Administración de P.M.I. Holdings, B.V., decretó el pago de un dividendo por 4,254,755 acciones de la empresa Repsol S.A. a favor de Petróleos Mexicanos, dichas acciones permanecen en una cuenta de custodia con Banamex.

TIPO DE OPERACIÓN	CONTRA-PARTE	NOCIONAL (USD)	FECHA DE VENCIMIENTO	NO. DE ACCIONES	OPCIÓN RESET	SPREAD/ 3MLIBOR
Custodia	Banamex	NA	NA	4,254,755.00	NA	NA

Por lo anterior, a la fecha la posición accionaria de Petróleos Mexicanos asciende a 62,934,554 acciones de Repsol S.A.

“REPSOL DIVIDENDO FLEXIBLE” JULIO DE 2012 Y ENERO DE 2013

Durante los meses de julio de 2012 y enero de 2013, la empresa española Repsol dio a conocer mediante hechos relevantes el programa denominado “Repsol Dividendo Flexible”, el cual consiste en dar la opción al tenedor accionario de elegir el pago de dividendos ya sea en acciones o en efectivo.

Para el caso del Repsol dividendo Flexible decretado en julio de 2012, la fecha límite de elección fue declarada el 29 de junio de 2012.

El Programa permitía al accionista elegir entre las siguientes opciones:

1. Recibir acciones como pago del dividendo, al canje de una acción por cada 22 acciones propias; o,
2. Vender a la propia Repsol, los derechos de asignación de estas acciones, al precio garantizado de 11.99 euros por acción.

Por cuanto hace al dividendo correspondiente a las acciones de Pemex, se optó por lo siguiente:

Siendo el precio del cierre de Repsol al 29 de junio de 2012 igual a EUR 12.64, fue conveniente para Petróleos Mexicanos, por razones económicas y dada la opción implícita, recibir acciones como pago de dividendo para posteriormente venderlas a un precio forward.

Por lo anterior, se instruyó a las contrapartes BBVA Bancomer y Santander para recibir el dividendo vía acciones como se muestra en la tabla siguiente:

	NÚMERO DE ACCIONES	DIVIDENDO EN ACCIONES
BBVA Bancomer	29,658,026	1,348,092
Santander	29,021,773	1,319,171
	58,679,799	2,667,263

Dado que históricamente Petróleos Mexicanos ha recibido en efectivo los pagos de dividendo de Repsol, el lunes 2 de julio de 2012, se comenzó un periodo de ejecución de venta forward de las acciones recibidas por concepto de dividendo.

El día 3 de julio de 2012, se había ejecutado la totalidad de las acciones correspondientes a dividendos. Los resultados de la venta se resumen a continuación:

FECHA DE EJECUCIÓN	NO. DE ACCIONES	FECHA DE LIQUIDACIÓN	PRECIO FORWARD	INGRESO NETO PEMEX
2-julio-12	1,472,720.00	18-julio-12	12.6587	18,642,678.62
3-julio-12	1,194,543.00	18-julio-12	12.9096	15,421,039.99
				34,063,718.62

- Se ejecutaron un total de 2, 667,263 acciones.
- El Precio Medio Ponderado de Ejecución (precio “forward”) fue EUR 12.7710 por acción.
- El monto total a recibir por parte de Pemex por concepto de dividendos ascendió a EUR 34, 063,718.62 contra EUR 31, 980,490.46 que se hubieran recibido de haber optado por el dividendo en efectivo, lo que generó una utilidad para Petróleos Mexicanos de EUR 2, 083,228.16.

Asimismo, para el dividendo de enero de 2013, mediante hecho relevante de fecha 19 de diciembre de 2012, Repsol comunicó nuevamente el Programa “Repsol Dividendo Flexible”, en esta ocasión la fecha límite de elección declarada era el 7 de enero de 2013.

Al igual que el dividendo flexible de julio de 2012, el Programa “Repsol Dividendo Flexible” daba la opción al accionista elegir lo siguiente:

1. Recibir acciones como pago del dividendo, al canje de una acción por cada 33 acciones propias; o,
2. Vender a la propia Repsol, los derechos de asignación de estas acciones, al precio garantizado de 15.609 euros por acción.

Siendo el precio de cierre de la acción de Repsol al 7 de enero de 2013 de EUR 16.00, se decidió nuevamente recibir acciones como pago de dividendo para posteriormente ser vendidas en el mercado abierto y así tener una utilidad.

Por lo anterior, se instruyó a las contrapartes BBVA Bancomer, Santander, HSBC y Banamex (este último es el custodio de la posición no monetizada) a recibir el dividendo vía acciones como se muestra en la tabla siguiente:

	NÚMERO DE ACCIONES	DIVIDENDO EN ACCIONES
BBVA Bancomer	29,658,026	898,728
Santander	19,021,773	576,417
HSBC	10,000,000	303,030
Banamex	4,254,755	128,931
	62,934,554	1,907,106

Entre el 7 y 8 de enero de 2013 se vendieron en el mercado abierto la totalidad de las acciones correspondientes al dividendo pagado por Repsol, siendo los precios promedios de venta al mercado de 15.9967 y 16.0117 Euros por acción, respectivamente.

Los resultados de la venta se resumen a continuación:

FECHA DE EJECUCIÓN	NO. DE ACCIONES	FECHA DE LIQUIDACIÓN	PRECIO FORWARD (EUROS POR ACCIÓN)**	INGRESO NETO PEMEX*
7-enero-13	641,170	18-enero-13	15.95722	10,231,292.66
8-enero-13	1,265,936	18-enero-13	15.97214	20,219,706.08
	1,907,106			30,450,998.74

*Cifras en Euros.

**Este precio incluye el costo de corretaje de 0.25% y una tasa forward a la fecha de liquidación.

Por lo tanto, el monto total recibido por Pemex por concepto de dividendos ascendió a EUR 30,450,998.74 contra EUR 29,466,169.17 que se hubieran recibido de haber optado por el dividendo en efectivo lo que representa una utilidad para Pemex de EUR 984,829.56.

ANEXO 4

PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)

RESUMEN DE POLÍTICAS DE CONTABILIDAD SIGNIFICATIVAS-

A continuación se describen las principales políticas contables que se aplican en la elaboración de estos estados financieros consolidados.

(A) BASES DE CONSOLIDACIÓN-**INVERSIÓN EN ORGANISMOS SUBSIDIARIOS-**

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de Petróleos Mexicanos y las cuentas de los Organismos Subsidiarios (ver nota 2). 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 2012 y 2011, los que se prepararon de acuerdo con las Normas Gubernamentales (ver nota 3(a)).

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, como se menciona en la nota 3, no se están incluyendo en estos estados financieros consolidados las Compañías Subsidiarias, las cuales se reconocen por el método de participación con base en la información disponible no auditada; conforme a este método, el costo de adquisición de las acciones se modifica por la parte proporcional de los cambios en las cuentas de capital contable de las Compañías Subsidiarias, adicionalmente, la inversión en acciones en las Compañías Asociadas en las que se tiene influencia significativa se registran aplicando el método de participación. (Ver Nota 11).

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.

(B) CONVERSIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS DE OPERACIONES EXTRANJERAS-

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 ponderado del año para las cuentas de resultados.

Efecto acumulado por conversión

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

(C) 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).

(D) CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR Y OTROS-

Las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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.

(E) INSTRUMENTOS FINANCIEROS PRIMARIOS-

Los instrumentos financieros primarios, incluyen inversiones en títulos de deuda y de capital, y se clasifican de acuerdo con la intención que Pemex 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 y (iii) 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 instrumentos financieros clasificados como conservados a su vencimiento son reconocidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial se valúan a su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva (TIE), menos cualquier pérdida por deterioro.

Cualquier venta o reclasificación de un monto significativo de los instrumentos mantenidos, hasta el vencimiento, podría resultar en la reclasificación del total de los mismos a la categoría de instrumentos financieros disponibles para la venta e impedirían que Pemex clasificara sus inversiones como mantenidas a su vencimiento durante el periodo corriente y por los siguientes 2 años.

(ii) Los instrumentos financieros con fines de negociación, se reconocen a valor razonable con cambios en los resultados, los costos de transacciones atribuibles son reconocidos en resultados a medida que se incurren.

(iii) Los instrumentos financieros disponibles para su venta son activos financieros no derivados que han sido designados como disponibles para la venta y no están clasificados en ninguna de las categorías anteriores. Las inversiones de Pemex en algunos valores de renta variable y de ciertos títulos de deuda son clasificados como activos financieros disponibles para la venta. Los activos financieros disponibles para la venta se reconocen inicialmente a valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

Posterior, al reconocimiento inicial, son reconocidos a valor razonable y los cambios, que no sean pérdidas por deterioro y diferencias en moneda extranjera en instrumentos de deuda disponibles para la venta son reconocidos en otros resultados integrales en el patrimonio. Cuando una inversión es dada de baja, la ganancia o pérdida acumulada, en el patrimonio es reclasificada a los resultados del periodo.

Las compras o ventas de activos financieros, que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido, por una norma o práctica común del mercado (compra-ventas convencionales), se reconocen en la fecha de negociación, es decir, en la fecha en la que Pemex se compromete a comprar o a vender el activo.

(F) INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA-

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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" (ver nota 14). En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en su valor razonable son llevados directamente al resultado del ejercicio, dentro del RIF; en el caso de los derivados que formalmente son designados y que califican como IFD, con fines de cobertura, son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o el de flujo de efectivo, establecidos en el Boletín C-10.

(G) INSTRUMENTOS FINANCIEROS CON CARACTERÍSTICAS DE PASIVOS, DE CAPITAL O AMBOS-

Los instrumentos financieros emitidos por Pemex, con características de pasivo, de capital o de ambos, se reconocen desde su emisión como pasivo a su valor razonable, como instrumentos de capital o como ambos, dependiendo de los componentes que los integran.

Los costos iniciales incurridos por la emisión de dichos instrumentos, se asignan al pasivo y al capital contable en la misma proporción de los montos de sus componentes. Las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos, se reconocen en el RIF. Las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como capital contable, se cargan directamente a otros resultados integrales en el patrimonio.

(H) DERIVADOS IMPLÍCITOS-

Pemex reconoce, de conformidad con el Boletín C-10 "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura" ("Boletín C-10"), la potencial existencia de derivados implícitos, incluidos en el clausulado o en combinación con distintos contratos anfitriones, pudiendo ser éstos, ya sea instrumentos financieros del tipo estructurados (instrumentos de deuda o capital que conllevan derivados inmersos) ya reconocidos en el Balance, así como contratos diversos, entre otros de adquisiciones, de obra y contratos de seguros, celebrados por Pemex.

(I) DETERIORO DE ACTIVOS FINANCIEROS-

Pemex evalúa en cada fecha de presentación de información financiera, si existen indicios de que algún activo financiero o grupo de activos financieros se hayan deteriorado, en cuyo caso, se procedería a determinar el importe recuperable del activo.

(J) 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 del costo de producción o adquisición, así como, otros costos, necesarios para darles su condición de inventarios (ver nota 9). 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 disposición y costos de terminación estimados, dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones en el valor de los inventarios por obsolescencia.

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.

(K) POZOS, DUCTOS, INMUEBLES Y EQUIPO-

Las inversiones en pozos, ductos, inmuebles y equipo se registran al costo de adquisición o construcción en el caso de pozos, se utiliza el método de esfuerzos exitosos (Ver inciso I). De acuerdo a la LGCC, los bienes inmuebles no podrán tener un valor inferior al valor catastral que les corresponda (ver nota 23 II).

El costo inicial de pozos, ductos, inmuebles y equipo, comprende, su precio de compra o costo de construcción, cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de taponamiento y abandono de pozos.

El costo por financiamiento de proyectos, que requieren grandes inversiones y el incurrido por financiamientos específicos de proyectos, se reconoce como parte de los pozos, ductos, inmuebles y equipos, cuando este, es atribuible directamente a la construcción o adquisición de un activo apto. La capitalización de estos costos es suspendida durante los periodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y su capitalización finaliza cuando se han completado, sustancialmente, las actividades necesarias para la utilización del activo apto. Todos los demás costos por financiamiento se reconocen en el estado de resultados en el periodo en el que se incurren.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye el RIF capitalizable, el costo de materiales y mano de obra directa; así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación. En algunos casos también incluye el costo de desmantelamiento y remoción.

Los desembolsos relacionados con la construcción de pozos, ductos, inmuebles y equipos durante la etapa previa a su puesta en servicio, se presentan al costo como obras en construcción. Una vez que los activos están listos para su uso, se transfieren al componente respectivo de pozos, ductos, inmuebles y equipos, y se comienzan a depreciar o amortizar a partir del mes siguiente al que entran en operación.

Los costos de mantenimientos mayores o una reparación general, así como, los de reemplazo de partes significativas de pozos, ductos, inmuebles y equipos, se capitalizan en los casos, en que es posible que los beneficios económicos futuros incorporados fluyan a Pemex, y su costo pueda ser medido de forma fiable. Los desembolsos por

mantenimiento, reparaciones y renovaciones menores, efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal, se cargan a gastos.

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. 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:

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

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

El valor capitalizado de los arrendamientos financieros, también se incluye dentro del rubro de pozos, ductos, inmuebles y equipo.

Las propiedades, planta y equipo mantenidos bajo contratos de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor, del plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada. El valor de estos activos está sujeto a una evaluación anual de deterioro. (Véase inciso m)

(L) 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.

Pemex hace evaluaciones periódicas de las cantidades incluidas en las obras en construcción para determinar si las capitalizaciones son apropiadas y si estas deben continuar.

(M) 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.

(N) ACTIVOS INTANGIBLES-

Los derechos de paso y derechos de vía, se agotan con base en su periodo contractual o a la vida remanente del activo, al cual se encuentran asociados, el menor. Los activos intangibles adquiridos por separado se miden en el momento del reconocimiento inicial a su costo de adquisición.

Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se valúan a su costo de adquisición menos la amortización acumulada bajo el método de línea recta, durante su vida útil estimada y las pérdidas por deterioro acumuladas.

(o) ARRENDAMIENTOS-

Pemex aplica los lineamientos de la NIFGGSP O6 "Arrendamiento Financiero", para el registro de los contratos de arrendamientos financiero, norma que contempla dos modalidades de registro:

- (i) Arrendamiento Financiero - es el contrato por el cual una persona se obliga a otorgar a otra el uso o goce temporal de bienes tangibles a plazo forzoso, obligándose, esta última, a liquidar, en pagos parciales, como contraprestación, una cantidad en dinero determinada o determinable, que cubra el valor de adquisición de los bienes, las cargas financieras y los demás accesorios, y a elegir al vencimiento del contrato alguna de las opciones terminales que establece la Ley en la materia. La contabilización de las operaciones derivadas de los contratos de arrendamiento financiero, se efectuará por el total de la adquisición de los bienes muebles y/o inmuebles en las cuentas de activo, específicas, con la afectación presupuestaria por la inversión y por el mismo importe, el pasivo correspondiente que en su caso, afectará el resultado presupuestario, por el endeudamiento o desendeudamiento que resulte, de conformidad con la normatividad alineada a lo dispuesto en el CONAC.
- (ii) Arrendamiento Financiero, Casos Excepcionales – es el contrato de arrendamiento financiero de inmuebles o de bienes muebles, cuyo monto sea mayor a \$300,000, y que se utilicen exclusivamente en la operación sustantiva de Pemex. Este esquema que previa autorización de la SHCP, considera para efectos presupuestales, el reconocimiento en el capítulo de inversión física, únicamente por las erogaciones que tengan lugar en cada ejercicio fiscal. La contabilización de las operaciones derivadas de los contratos de arrendamiento financiero, casos excepcionales, deben reflejar contablemente, el total de la adquisición de los bienes muebles y/o inmuebles en las cuentas de activo y pasivo, a largo plazo, que no afectan los presupuestos públicos, para llevar a cabo su seguimiento.

Los pagos por arrendamientos operativos, se reconocen como gastos en el estado de resultados en forma lineal, durante la vigencia del arrendamiento, en caso contrario, son tratados conforme a los párrafos anteriores.

(P) OTROS ACTIVOS-

Los otros activos incluyen principalmente anticipos y documentos por cobrar a largo plazo, los cuales, se registran a su valor de adquisición o realización.

(O) PROVISIONES-

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

Efectos ambientales

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

La creación de estas provisiones, coincide con la identificación de una obligación relacionada, con remediación ambiental, para la cual Pemex, tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo (ver nota 19(a)).

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 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.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y desmantelamiento ha sido reconocido en resultados 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 tradicionalmente no han existido.

(R) BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS-

Los beneficios acumulados por pensiones, primas de antigüedad, otros beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral por causa distinta de reestructuración, a que tienen derecho los empleados, se reconocen en los resultados, como parte de las operaciones ordinarias, en el costo de ventas y/o en gastos generales según corresponda, con base en cálculos actuariales realizados por peritos independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado (ver nota 15). Pemex incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en estos estados financieros, conforme a los lineamientos establecidos en la NIFGGSP 05 "Obligaciones Laborales", 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 2012, la vida laboral promedio remanente de los empleados que tienen derecho a los beneficios del plan, es aproximadamente de 9 años.

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

(S) IMPUESTOS Y DERECHOS FEDERALES-

Pemex está sujeto a leyes especiales de impuestos y derechos, las cuales se basan principalmente, en la producción 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) (ver nota 21).

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.

(T) IMPUESTO ESPECIAL SOBRE PRODUCCIÓN Y SERVICIOS (IEPS)-

El IEPS retenido a clientes, es un impuesto sobre las ventas locales de gasolina y diésel. 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.

(u) UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL-

La utilidad (pérdida) integral está representado por el resultado neto del ejercicio, más los efectos por valuación de los instrumentos financieros disponibles para su venta, o aquellos designados de cobertura de flujo de efectivo; así como por aquellas partidas que, por disposición específica, de alguna norma se reflejan en el patrimonio, y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones, del patrimonio.

(v) 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 (ver nota 19).

(w) 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.

(x) RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO (RIF)-

El RIF incluye los intereses, las diferencias en cambios y 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 ejercicio, 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 de la SHCP.

(y) RECLASIFICACIONES-

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 han sido reclasificados con lo que respecta a la presentación del estado de situación financiera y estado de resultados; con la finalidad de mejorar la claridad de la información financiera, los efectos principales de estas reclasificaciones se muestran en la siguiente hoja.

	2011		
	<u>CIFRAS ANTERIORMENTE REPORTADAS</u>	<u>CORRECCIONES Y/O RECLASIFICACIONES</u>	<u>CIFRAS RECLASIFICADAS</u>
ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS			
Gastos de administración	60,893,129	16,832,306	77,725,435
Gastos de distribución y transportación	20,171,819	119,257	20,291,076
Costo de lo vendido	678,618,575	(16,951,563)	661,667,012

Reclasificación en el estado de resultados de 2011, del costo de los beneficios a los empleados relacionado con los jubilados, con la finalidad de mejorar la claridad de la información financiera. El Efecto de esta reclasificación, consistió en reducir el costo de ventas en \$16,951,563 e incrementar los gastos de distribución y administración por \$119,257 y \$16,832,306, respectivamente.

	2011		
	<u>CIFRAS ANTERIORMENTE REPORTADAS</u>	<u>CORRECCIONES Y/O RECLASIFICACIONES</u>	<u>CIFRAS RECLASIFICADAS</u>
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO			
Cuentas, documentos por cobrar y otros - neto	164,991,117	(12,676,728)	152,314,389
Instrumentos financieros derivados	-	12,676,728	12,676,728
Cuentas y gastos acumulados por pagar	13,918,737	(7,032,290)	6,886,447
Instrumentos financieros derivados	-	7,032,290	7,032,290

Presentación por separado de los instrumentos financieros derivados con el fin de mejorar la interpretación de la información financiera.

	2011		
	<u>CIFRAS ANTERIORMENTE REPORTADAS</u>	<u>CORRECCIONES Y/O RECLASIFICACIONES</u>	<u>CIFRAS RECLASIFICADAS</u>
ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS			
Participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas y asociadas	2,987,738	221,148	3,208,886
Otros ingresos	182,464,023	(221,148)	182,242,875

Reclasificación en el estado de resultados de 2011, de la participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas y asociadas de la empresa Gasoductos de Chihuahua, S. de R. L. de C. V., con la finalidad de mejorar la presentación en la información financiera. El Efecto de esta reclasificación fue reducir el rubro de otros ingresos e incrementar el renglón de participación en los resultados de subsidiarias no consolidadas y asociadas por un monto de \$221,148.

ANEXO 5

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2012-2011 DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)



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 Auditoría Independiente

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos:

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (Pemex), que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los estados consolidados de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y notas que incluyen un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Los estados financieros consolidados han sido preparados por la Administración de Pemex sobre la base de las prácticas contables para entidades paraestatales establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ("SHCP") denominadas Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal, y con lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (en su conjunto "NIFGGSP o Normas Gubernamentales (NG)").

Responsabilidad de la Administración en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Gubernamentales, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de desviación material, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de desviación material.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error. Al efectuar dichas evaluaciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación razonable, por parte de la entidad, de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011, así como los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos de efectivo consolidados por los años terminados en esas fechas, de conformidad con las Normas Gubernamentales.

Párrafos de énfasis

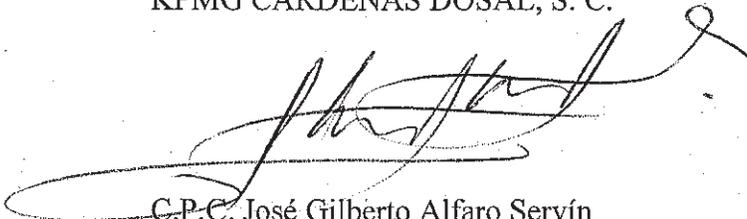
Sin que ello tenga efecto en nuestra opinión, llamamos la atención sobre lo siguiente:

- **Base contable y utilización.**
Como se menciona en la nota 3(a) a los estados financieros consolidados, en la que se describe la base contable utilizada para la preparación de los estados financieros consolidados, los estados financieros fueron preparados para cumplir con los requerimientos normativos gubernamentales a que está sujeta Pemex; en consecuencia, los estados financieros consolidados pueden no ser adecuados para otra finalidad.
- **Concentración de negocio**
Como se menciona en la nota 11 a los estados financieros consolidados, Pemex realiza operaciones importantes con Compañías Subsidiarias.

Otras cuestiones

Previamente y con fecha 22 de febrero de 2012 emitimos nuestro informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 y por el año terminado en esa fecha de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en México. De acuerdo a lo dispuesto por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, las Normas Internacionales de Auditoría (NIA) son de aplicación obligatoria en México para auditorías de estados financieros iniciados el 1º de enero de 2012, consecuentemente nuestro informe de auditoría sobre las cifras de los estados financieros consolidados de 2012 y 2011 se emite con base en NIA.

KPMG CÁRDENAS DOSAL, S. C.



C.P.C. José Gilberto Alfaro Servín
22 de febrero de 2013

ANEXO 6

RESULTADOS CONTABLES DE LOS SERVICIOS COMUNES



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Gastos y costos, 2011- 2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Gastos de administración y costo de servicios	37,522	46,261	23.3%
Administración	13,502	14,864	10.1%
Mano de obra	9,412	10,034	6.6%
Otros	4,090	4,830	18.1%
Servicios Médicos	11,370	12,329	8.4%
Servicios de Telecomunicación	1,252	1,348	7.7%
Depreciación	593	661	11.5%
Costo Neto del Período de Beneficios a los Empleados	10,805	17,059	57.9%
Otros gastos (Ingresos) -neto-	3,229	1,392 *	-56.9%
Total	40,751	47,653	16.9%

* Este rubro está integrado principalmente por el importe de los Donativos y Donaciones de productos realizadas por la institución, que ascendieron en el ejercicio de 2012 a \$1,530 millones vs. \$1,632 millones de pesos del ejercicio de 2011.

- Durante el periodo enero-diciembre 2012 los gastos de Administración y costo de servicios, se incrementaron en 23.3% con respecto al mismo periodo del año anterior. Los gastos de Administración están integrados principalmente por el costo de la mano de obra, de los Servicios Administrativos, de Información Geográfica, Aduanas y de los Servicios Integrados del Centro Administrativo; y el rubro de Otros lo integran el costo de los materiales, servicios generales, compras interorganismos, servicios médicos a jubilados y la estimación para juicios en proceso.
- Los gastos de Administración son los que muestran un incremento de 10.1% identificado principalmente en el gasto de mano de obra y en los servicios generales.
- Los gastos de los Servicios Médicos presentan un incremento neto de 8.4% identificado en el gasto de la mano de obra, en la adquisición de medicamentos y materiales, y servicios generales.
- Los Servicios de Telecomunicaciones presentan un incremento neto de 7.7% identificado principalmente en el incremento del pago de los servicios de regalías por uso de programas de cómputo y honorarios pagados a terceros, así como en la adquisición de materiales, y una disminución en la mano de obra.
- Otros gastos (ingresos) neto esta integrado principalmente por el costo de los Donativos y Donaciones de productos realizados por la institución, que ascendieron en el ejercicio de 2012 a \$1,530 millones vs. \$1,632 millones de pesos del ejercicio de 2011, así como un complemento al cálculo del Impuesto sobre Rendimientos Petroleros (IRP) de 2010 por \$1,756 millones de pesos que afecta 2011.



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Facturación de Servicios Corporativos, 2012

(Millones de pesos)

Servicios	PEP	REF	PGPB	PPQ	OTROS	Total Servicio	Participación por Servicio	
Corporativo de Administración	12,152.6	10,621.3	4,974.2	4,778.8	0.0	32,526.9	59.2	%
Salud	7,475.3	7,178.9	1,759.6	2,117.9	16.0	18,547.7	33.7	%
Telecomunicaciones	1,080.9	704.8	235.5	147.8	5.2	2,174.2	4.0	%
Integrados del Centro Administrativo	516.2	530.0	239.9	187.9	17.1	1,491.1	2.7	%
Información Geográfica	54.4	32.8	21.4	11.6	0.0	120.2	0.2	%
Aduanales	68.3	42.4	7.0	1.5	0.0	119.2	0.2	%
Total organismo	21,347.7	19,110.2	7,237.6	7,245.5	38.3	54,979.3	100	%
Participación por Organismo (%)	38.8	34.8	13.2	13.2	0.1	100.0		

- Durante el período enero-diciembre 2012 los Servicios Corporativos de Administración representaron el 59.2% del total facturado de 54,979.3 millones de pesos.
- El segundo servicio más importante en términos de facturación fueron los Servicios de Salud con el 33.7% del total.
- Por otra parte, Pemex Exploración y Producción es el Organismo al que más se le facturó en el período, alcanzando el 38.8% del total facturado, seguido por Pemex Refinación en el 34.8%, Pemex Petroquímica con el 13.2% y finalmente Pemex Gas y Petroquímica Básica con el 13.2%.

COMENTARIOS RESPECTO DE LA DIFERENCIA ENTRE EL IMPORTE DE LA FACTURACIÓN DE LOS SERVICIOS CORPORATIVOS Y LOS GASTOS Y COSTOS POR EL PERÍODO ENERO - DICIEMBRE 2012

- El cuadro de la Facturación de los Servicios Corporativos muestra el importe de las cuotas y tarifas que se cobran a los Organismos Subsidiarios por servicio, determinadas con el Gasto de Operación esperado del área prestadora de servicio, más el costo anual del incremento a la Reserva para beneficios a los empleados, la depreciación anual de activos y las compras interorganismos, autorizadas por el H. Consejo de Administración según Acuerdo CA-023/2008.
- El cuadro de Gastos y Costos de Servicios Corporativos enero - diciembre 2012, muestra el Gasto de Operación en devengado de las áreas de Servicios de Salud, de Telecomunicaciones y Administrativos. En los Servicios Administrativos se integran los gastos de los Servicios Aduanales, de Información Geográfica e Integrados del Centro Administrativo.
- Por separado se presentan los conceptos de Depreciación y el incremento al Costo Neto del Periodo de Beneficios a los Empleados. Estos dos conceptos corresponden a todas las áreas mencionadas en el párrafo anterior.
- Así mismo se incluye el importe neto de Otros Ingresos (Gastos) netos que se registran en el Corporativo, por conceptos no relacionados con los gastos e ingresos por Servicios Corporativos. Como ejemplo de otros gastos están el costo de las donaciones de productos a terceros y como ingresos, diversos cobros a terceros por conceptos como ventas de bases de licitación, penas convencionales, etc.
- El importe de la facturación de los Servicios Corporativos difiere de los gastos y costos, por determinarse la primera en el Gasto de Operación esperado y los gastos corresponden a los reales en devengado de las áreas prestadoras de servicios. Con el propósito de que la totalidad de los gastos incurridos se distribuyan a través de la facturación, las cuotas y tarifas se revisan para ajustarse en el mes de noviembre o antes si es necesario, conforme al presupuesto en devengable vigente y en el mes de diciembre considerando las cifras del cierre del ejercicio.



Petróleos Mexicanos (corporativo) Facturación de Servicios Corporativos, 2011-2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Corporativos de Administración	25,841.3	32,526.9	25.9%
PEP	9,121.5	12,152.6	33.2%
REF	8,326.1	10,621.3	27.6%
PGPB	4,359.3	4,974.2	14.1%
PPQ	4,034.4	4,778.8	18.5%

El 25.9% de variación en la facturación acumulada de los Servicios Corporativos de Administración obedece a la aplicación de las cuotas autorizadas para el ejercicio 2012, cuyo incremento se refleja principalmente en el rubro de sueldos y prestaciones, así como por el incremento en el Costo Neto del Periodo de Beneficios a los Empleados.



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Facturación de Servicios Corporativos, 2011-2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Servicios Médicos	15,548.6	18,547.7	19.3%
PEP	6,201.8	7,475.3	20.5%
REF	6,006.0	7,178.9	19.5%
PGPB	1,524.9	1,759.6	15.4%
PPQ	1,802.4	2,117.9	17.4%
OTROS	13.5	16.0	18.5%

El incremento de 19.3% observado en la facturación acumulada de los Servicios de Salud, obedece principalmente al aumento en la cuota plana por trabajador aplicada a diciembre de 2011 de 5,171.00 a 5,449.00 a diciembre de 2012.

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Servicios Telecomunicaciones	2,260.7	2,174.2	-3.8%
PEP	1,114.8	1,080.9	-3.0%
REF	721.0	704.8	-2.2%
PGPB	267.9	235.5	-12.1%
PPQ	151.9	147.8	-2.7%
OTROS	5.1	5.2	2.0%

El decremento de 3.8% observado en la facturación total de los Servicios de Telecomunicaciones durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012, con respecto al mismo periodo del ejercicio inmediato anterior, obedece principalmente a una disminución en la prestación de los servicios de telecomunicaciones a los Organismos Subsidiarios.



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Facturación de Servicios Corporativos, 2011-2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Integrados del Centro Administrativo	1,044.4	1,491.1	42.8%
PEP	338.3	516.2	52.6%
REF	372.4	530.0	42.3%
PGPB	184.8	239.9	29.8%
PPQ	129.3	187.9	45.3%
OTROS	19.6	17.1	-12.8%

El incremento de 42.8% observado en la facturación de los Servicios Integrados del Centro Administrativo, obedece al incremento del costo en la prestación de este servicio para el ejercicio de 2012, identificándose principalmente en el Costo Neto del Período de Beneficios a los Empleados.



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Facturación de Servicios Corporativos, 2011-2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Información Geográfica	144.0	120.2	-16.5%
PEP	63.2	54.4	-13.9%
REF	38.5	32.8	-14.8%
PGPB	29.0	21.4	-26.2%
PPQ	13.3	11.6	-12.8%

El decremento del 16.5% en la facturación acumulada de los Servicios de Información Geográfica, se debe principalmente a una disminución en las horas/hombre de servicios prestados, principalmente al Organismo Pemex Gas y Petroquímica Básica.



Petróleos Mexicanos (corporativo)

Facturación de Servicios Corporativos, 2011-2012

(Millones de pesos)

	2011	2012	Variación
Servicios Aduanales	85.5	119.2	39.4%
PEP	49.2	68.3	38.8%
REF	30.0	42.4	41.3%
PGPB	5.6	7.0	25.0%
PPQ	0.7	1.5	114.3

La facturación acumulada de este servicio presenta un incremento de 39.4%, debido al volumen del valor comercial real de las operaciones realizadas.

ANEXO 7

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

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

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), durante 2012.

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 de 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, se fijó como meta incrementarlo 25% del año 2009 al 2019, para alcanzar 43.9%.

2. INSTRUMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA

- **Contenido nacional (CN).** Se han llevado a cabo acciones para homologar los criterios relativos al contenido nacional en Petróleos Mexicanos. En este contexto se elaboraron una serie de guías que se incluyen en las bases de contratación de bienes a través de adquisiciones, las cuales incluyen 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 terminaron las guías correspondientes a contrataciones de servicios y obra pública. Asimismo, se ha trabajado en el diseño y construcción del 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, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen en sus contrataciones de obra pública requisitos de contenido nacional, respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio suscritos por México.

Asimismo, los organismos subsidiarios trabajan en estrategias de contratación a largo plazo que den certidumbre e incentiven la participación de proveedores nacionales.

Por otra parte, se coordinó el grupo de trabajo conformado por cámaras y asociaciones industriales y Petróleos Mexicanos cuyo objeto es avanzar en temas relativos al contenido nacional. En este contexto, en julio de 2012 se firmó un convenio de colaboración con la confederación de cámaras industriales de los estados unidos mexicanos (CONCAMIN).

- **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 en mayor medida la demanda de bienes y servicios de Petróleos Mexicanos. Se iniciaron dos proyectos de desarrollo de sectores industriales de válvulas y de bienes eléctricos, actualmente en etapa de estudio con los principales fabricantes nacionales. Adicionalmente se instrumentaron Proyectos de Desarrollo de Proveedores y Contratistas a través de apoyos de asistencia técnica canalizados mediante el fideicomiso público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales para la industria petrolera estatal (FISO). Asimismo, se otorgó financiamiento a empresas que tienen contratos vigentes con PEMEX. Se llevaron a cabo actividades para fortalecer la relación con proveedores y contratistas, entre las que destacan la difusión de las necesidades de demanda en el mediano plazo, el impulso a las compras a PYMES y la promoción de los apoyos financieros y técnicos a proveedores actuales y potenciales.

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

El indicador de contenido nacional estimado muestra un incremento de 1.8 puntos porcentuales, al pasar de 38.7% en 2008-2010 a 40.5% en el periodo 2009-2011.

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

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

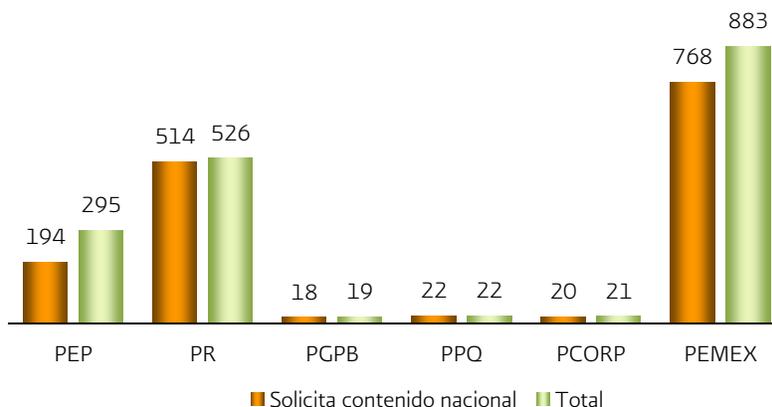
4. REQUISITOS DE CONTENIDO NACIONAL EN CONTRATACIONES DE OBRA PÚBLICA

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen requisitos de contenido nacional en sus contrataciones de obra pública.

Con el objeto de alcanzar la meta de incremento en el contenido nacional, la dirección general de Petróleos Mexicanos giró instrucciones para que en las contrataciones de obra pública y servicios relacionados se incluyan requerimientos de contenido nacional de acuerdo a la naturaleza de los proyectos a ejecutar. Lo anterior se reflejó en un aumento en el porcentaje de licitaciones que solicitaron mínimos de contenido nacional en 2012.

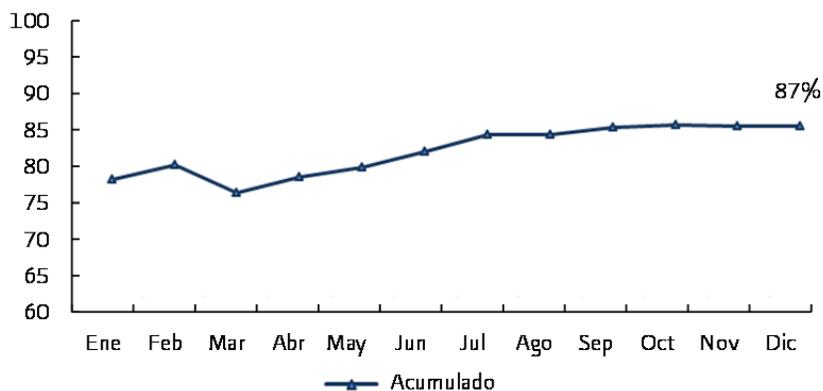
De 883 licitaciones registradas en 2012, en 768 (87%) se solicitaron mínimos de contenido nacional, lo cual representa un incremento de 14 puntos porcentuales con respecto a lo observado en 2011(73%).

LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, 2012



Fuente: Petróleos Mexicanos.

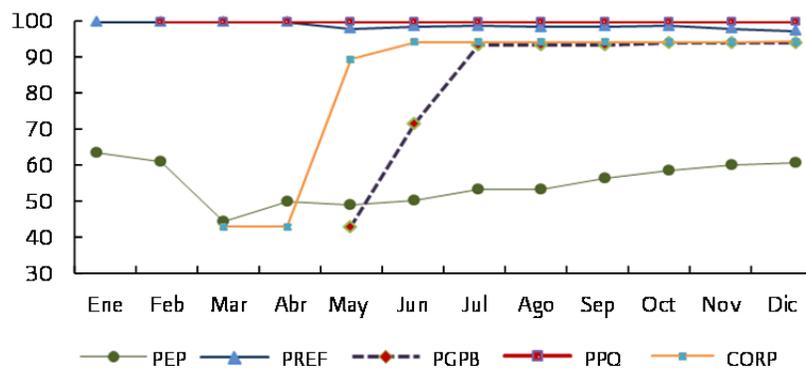
LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, ACUMULADO 2012 (porcentaje)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

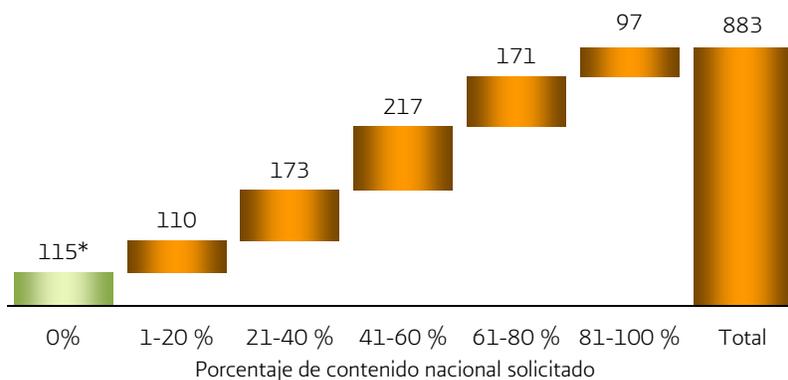
A continuación se muestra el desglose del porcentaje de contenido nacional solicitado en las licitaciones de obra pública.

LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, ACUMULADO 2012
(porcentaje)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

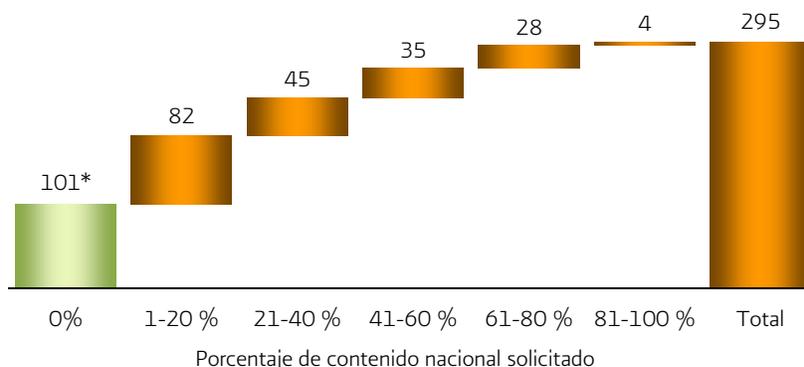
PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
(Licitaciones 2012)



* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.

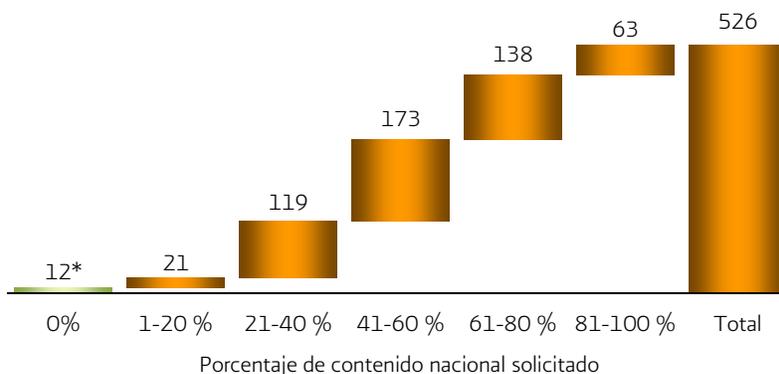
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
(Licitaciones 2012)



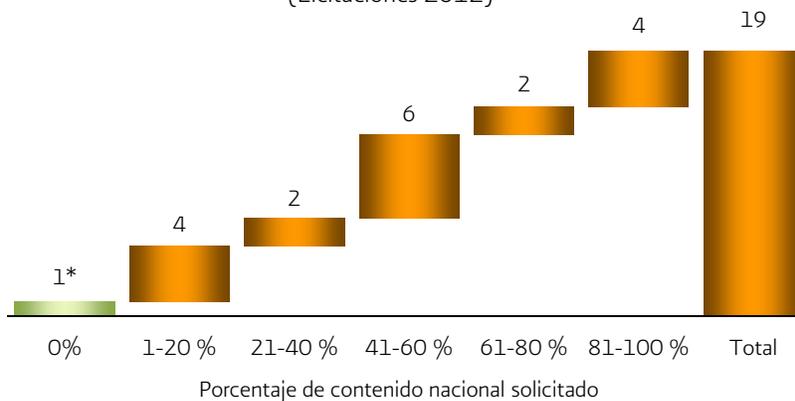
* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-REFINACIÓN
(Licitaciones 2012)



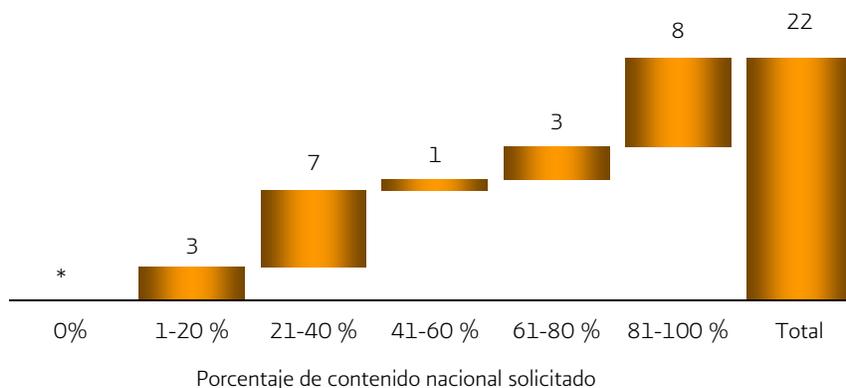
* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
(Licitaciones 2012)



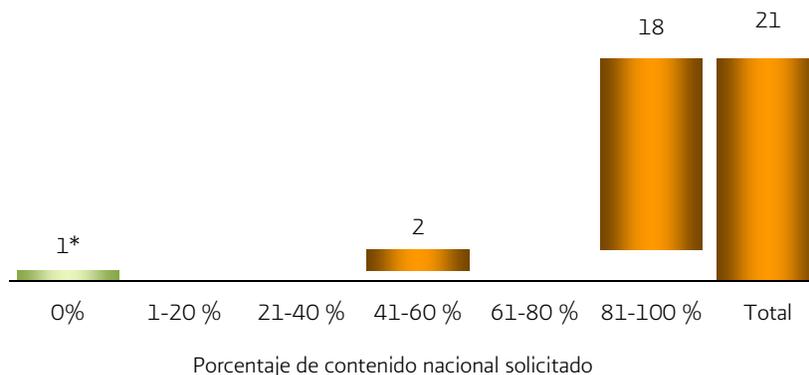
* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-PETROQUÍMICA
(Licitaciones 2012)



* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

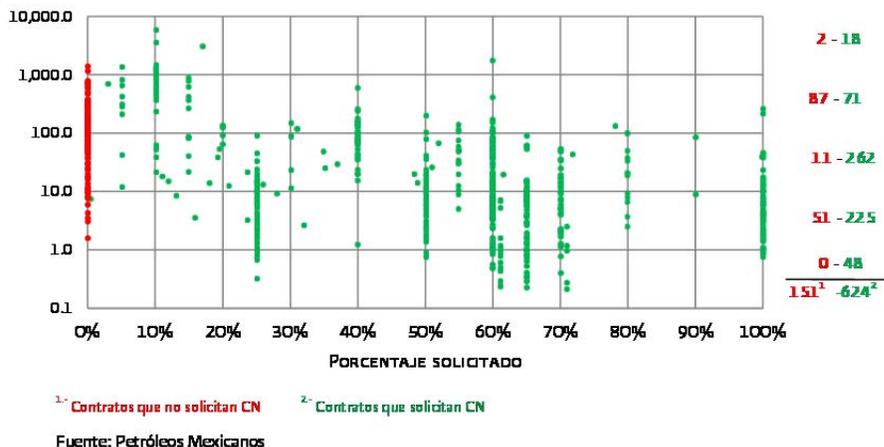
CORPORATIVO
(Licitaciones 2012)



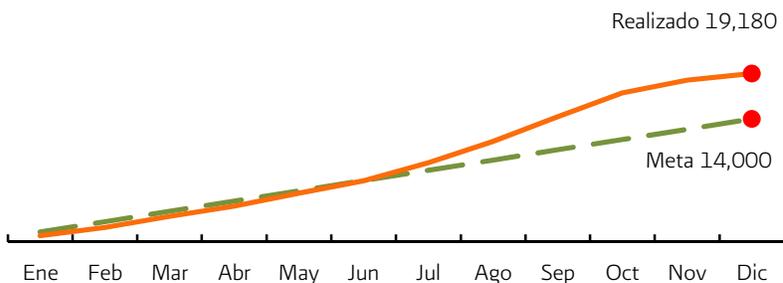
* El contenido nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

Por otra parte, resulta importante destacar la relación existente entre el valor del contrato y el contenido nacional exigido en la licitación que le dio origen. En el rango de contratos de 1 a 10 millones de pesos, en 51 no se solicitaron mínimos de contenido nacional, mientras que en 225 sí se requirieron. Lo anterior se observa en la gráfica que se muestra a continuación, en donde cada punto representa un contrato.

En las contrataciones mayores a los 1,000 millones de pesos, se observa que de 20 contratos, en 18 se solicitaron mínimos de contenido nacional. Debido al valor de este tipo de contrataciones, éstas representan una oportunidad de impactar el contenido nacional de los bienes y servicios contratados en Pemex.

RELACIÓN DE CONTRATOS Y CONTENIDO NACIONAL, 2012
(Millones de pesos)

5. CONTRATACIONES A PYMES

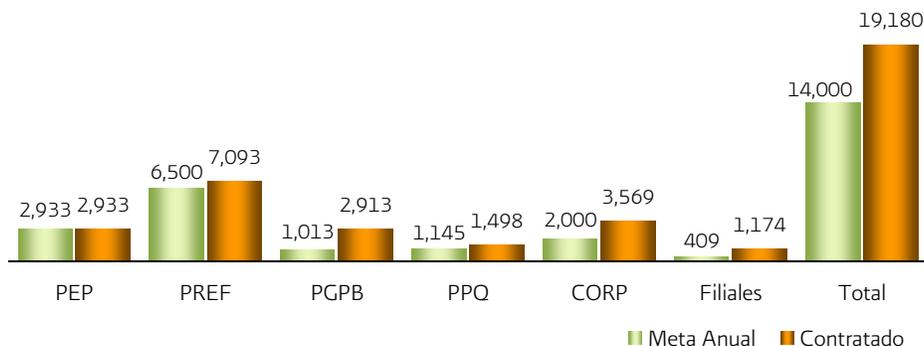
En 2012, Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales tuvieron contratos con PYMES por 19,180 millones de pesos, monto superior en 37% a la meta anual fijada por el Gobierno Federal (14,000 millones de pesos).

COMPRAS A PYMES, 2012
(millones de pesos)


Nota: incluye adquisiciones, servicios y obra pública.
 Fuente: Petróleos Mexicanos.

Los contratos a PYMES se distribuyeron de la siguiente manera: Pemex-Refinación 37%; Corporativo de Petróleos Mexicanos, 19%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica 15%; Pemex-Exploración y Producción 15%; Pemex-Petroquímica 8%; y empresas filiales 6%.

COMPRAS A PYMES, 2012
(Millones de pesos)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

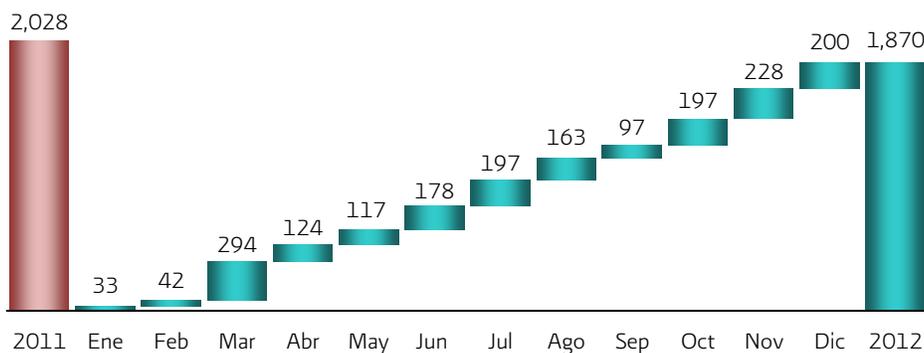
6. FINANCIAMIENTO Y APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA A TRAVÉS DEL FIDEICOMISO PARA APOYAR A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS NACIONALES (FISO)

Los proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos tienen acceso a productos financieros a través del FISO.

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

En 2012, el financiamiento otorgado a proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos fue de 1,870 millones de pesos. De acuerdo con NAFIN, los créditos que otorgó a proveedores de Petróleos Mexicanos representaron casi 80% del total canalizado a la Administración Pública Federal (APF). Desde la constitución del FISO, los recursos financieros otorgados ascienden a 5,572 millones de pesos.

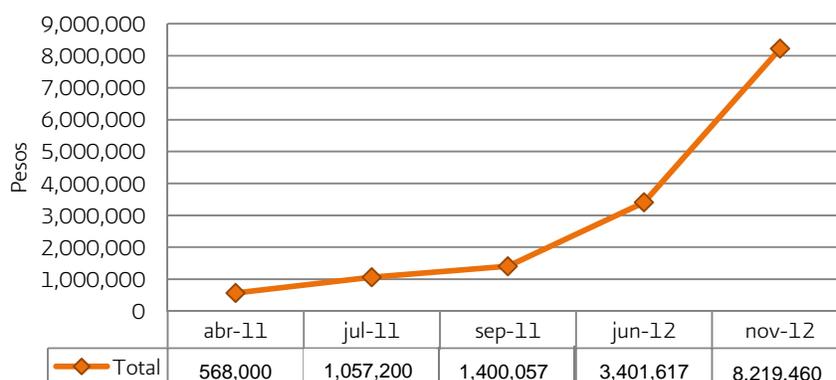
FINANCIAMIENTO A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS, FISO, 2012
(millones de pesos)



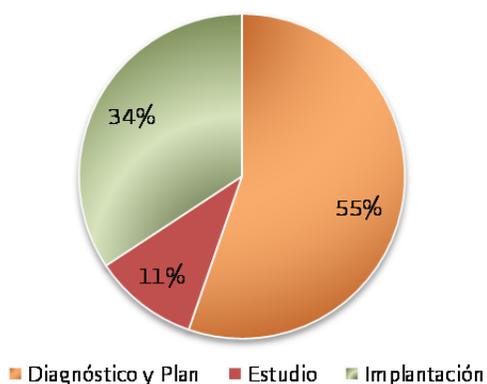
Fuente: Nafin.

Por lo que respecta a los recursos de asistencia técnica, la mayoría se canalizaron a trabajos de diagnóstico y planeación de acciones de mejora de los Proyectos de Desarrollo de Proveedores. En 2012, se otorgaron apoyos por 6.8 millones de pesos, en comparación con los 1.4 millones de pesos canalizados en 2011. El monto total acumulado de recursos de asistencia técnica otorgados a la fecha es de 8.2 millones de pesos.

EVOLUCIÓN DE APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA
(Acumulado)



DISTRIBUCIÓN DE APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA



7. AVANCES EN DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

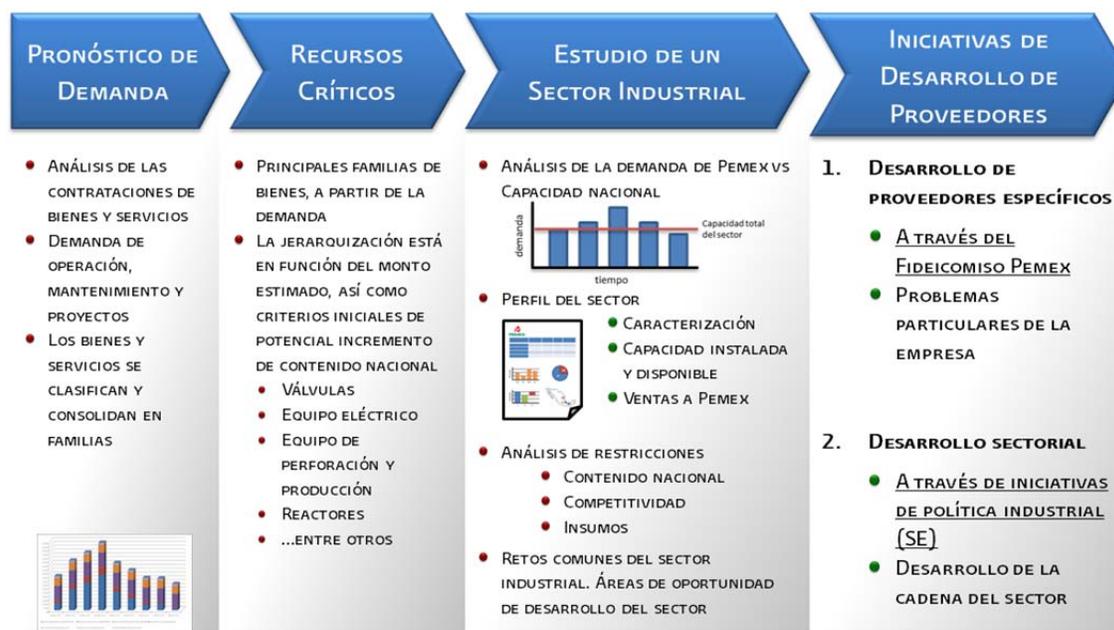
Los proyectos de desarrollo de proveedores (PDP) se originan con la identificación de los recursos críticos a partir del pronóstico de demanda, entendiéndose como recursos críticos aquellos Bienes y Servicios que representan un alto y sostenido volumen de adquisición, así como potencial de incremento de grado de integración nacional.

El Pronóstico de Demanda, que incluye los bienes y servicios que contratará Petróleos Mexicanos mediante adquisiciones u obra pública en los próximos cinco años, se publicó por primera ocasión para el periodo 2011-2015 y en marzo de 2012 para el periodo 2012-2016.

Ello permite a los proveedores de servicios y fabricantes de bienes, realizar una planeación a corto y mediano plazos con base en las necesidades de Petróleos Mexicanos. Asimismo, sirve como elemento de análisis para identificar los recursos críticos en los cuales Petróleos Mexicanos enfocará su estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas.

En 2012, los proyectos de desarrollo de proveedores se impulsaron en tres vertientes:

Sectoriales: desarrollo de grupos de empresas que pertenecen a un sector industrial. Estos esfuerzos inician con un Estudio que incluye el análisis entre la demanda de Pemex y la oferta nacional del bien en cuestión, la identificación de limitaciones para incrementar el grado de integración nacional en la fabricación de dichos bienes. A partir de los resultados se apoyan dos tipos de iniciativas: esfuerzos individuales con cada empresa participante, así como esfuerzos de desarrollo industrial para atender problemáticas comunes de escala nacional que buscan coordinarse con la Secretaría de Economía.



A diciembre de 2012, se encuentran en ejecución dos proyectos de desarrollo de sectores industriales relacionados con la industria fabricante de equipos eléctricos y con la de válvulas manuales de proceso, actualmente en etapa de estudio.

Específicos: esfuerzos de desarrollo para empresas y cadenas de suministro específicas que inician con el diagnóstico del proceso productivo para identificar áreas de oportunidad de mejora, y que derivan en la ejecución de acciones concretas con objeto de elevar la competitividad de las empresas participantes. Cuando se trata del diagnóstico de grandes empresas y sus proveedores, se habla de una empresa tractora y su cadena de suministro. El mismo esfuerzo, en menos escala, se hace con empresas de manera individual.

En el caso de los proyectos específicos en la modalidad de empresas tractoras, se tienen cuatro proyectos en ejecución, tres de los cuales corresponden a empresas fabricantes de equipo eléctrico y equipo de perforación y producción; el cuarto corresponde a una empresa contratista prestadora de servicios principalmente de mantenimiento y construcción.

Asimismo, se tienen en ejecución dos proyectos específicos con PYMES nacionales los cuales están relacionados con turbinas, compresores de proceso y espárragos.

Regionales: desarrollo regional de proveedores y contratistas en las zonas geográficas en las que Pemex tiene una actividad productiva significativa. Este tipo de esfuerzos tienen mayor énfasis en la prestación de servicios. Actualmente se encuentra en etapa de definición y selección de la región donde se lanzarán estos proyectos.

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 en las principales ciudades petroleras.

ANEXO 8

INFORME SOBRE LA REESTRUCTURACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS (REFORMA ENERGÉTICA DE 2008)



La Reforma Energética plantea la obligación de presentar un programa de reorganización

- Entre los puntos más relevantes que contempló la Reforma Energética, se encuentran los siguientes:
 - Fortalecer el gobierno corporativo de Pemex y organismos subsidiarios mediante una nueva integración, nuevas reglas para la toma de decisiones del Consejo de Administración, los deberes y responsabilidades de los consejeros, así como las causas y el procedimiento de remoción de los consejeros; la conformación de siete comités de apoyo a las funciones del Consejo de Administración; un régimen especial de operación de Pemex en cuanto a deuda pública, presupuesto, esquema de contratación, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obra pública, autonomía de gestión y un nuevo esquema de control y vigilancia;
 - Otorgar nuevas facultades a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en materia de ventas de primera mano del gas, del combustible y de los petroquímicos básicos; y
 - La creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con el objeto de regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno.
- A fin de dar cumplimiento a uno de los mandatos de ley y conforme a lo previsto por el artículo Décimo Quinto Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General presentó un programa de reestructuración de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios que fue aprobado por el Consejo de Administración.



El programa de reestructuración se definió considerando las necesidades de Pemex

- El Programa de Reestructuración de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se integró por una serie de cambios propuestos generados a partir de las necesidades de la empresa en términos de crecimiento, eficiencia, maximización de valor y cumplimiento con el marco normativo.
- Los cambios se orientaron a:
 - Fortalecer la operación de los Organismos Subsidiarios
 - Fortalecer la gobernabilidad de la empresa
 - Consolidar procesos de soporte
 - Atender asuntos específicos de alta prioridad
- A través de estos cambios se fortaleció la atención de los Organismos Subsidiarios en las prioridades de las actividades sustantivas, reconociendo las diferencias básicas que deben existir entre éstas, por lo que no contempló la consolidación y/o desaparición de los Organismos Subsidiarios existentes.
- El programa planteó la autorización por parte del Consejo de Administración para la creación de una nueva dirección corporativa, la eliminación de otra, la redefinición de áreas para el mejor desarrollo de las funciones (subdirecciones y gerencias nuevas y existentes).



... con lo que se definieron iniciativas específicas de la reestructura, así como roles y responsabilidades

Exploración y explotación de crudo	Planeación y desarrollo de Proyectos	Eficiencia para el Fortalecimiento de Actividades Críticas	Roles y Responsabilidades
1. Enfocar la organización de PEP a los retos del negocio	2. Integración de funciones de proyectos a Organismos Subsidiarios para mejorar desempeño y rendición de cuentas	3. Consolidación de infraestructura tecnológica y procesos de negocio	
		4. Consolidación del proceso de finanzas	
		5. Coordinación Estratégica para el Aseguramiento de Balances	8. Coordinación de los Consejos de Administración de los Organismos Subsidiarios
		6. Delimitación de funciones al interior del Corporativo	9. Reporte matricial y rendición de cuentas al corporativo
		7. Creación de la Dirección Jurídica	10. Unidad de Desarrollo de Proveedores y Contenido Nacional
			11. Redefinición de funciones de protección ambiental

Nota:

Los cambios implementados con la reestructura atendieron a las problemáticas identificadas, a fin de cumplir con los objetivos estratégicos de la organización.



La implementación de las 11 iniciativas debía cumplir con las restricciones establecidas



El fin último del programa de transformación es generar valor para PEMEX.



La organización resultante debería tener un costo presupuestal preferentemente menor, y en ningún caso mayor que la actual.



El esfuerzo de transformación respetó los acuerdos sindicales con los trabajadores de PEMEX.



Los roles, responsabilidades y estructuras asignadas se plasmaron en los diversos estatutos orgánicos de PEMEX y Organismos Subsidiarios.



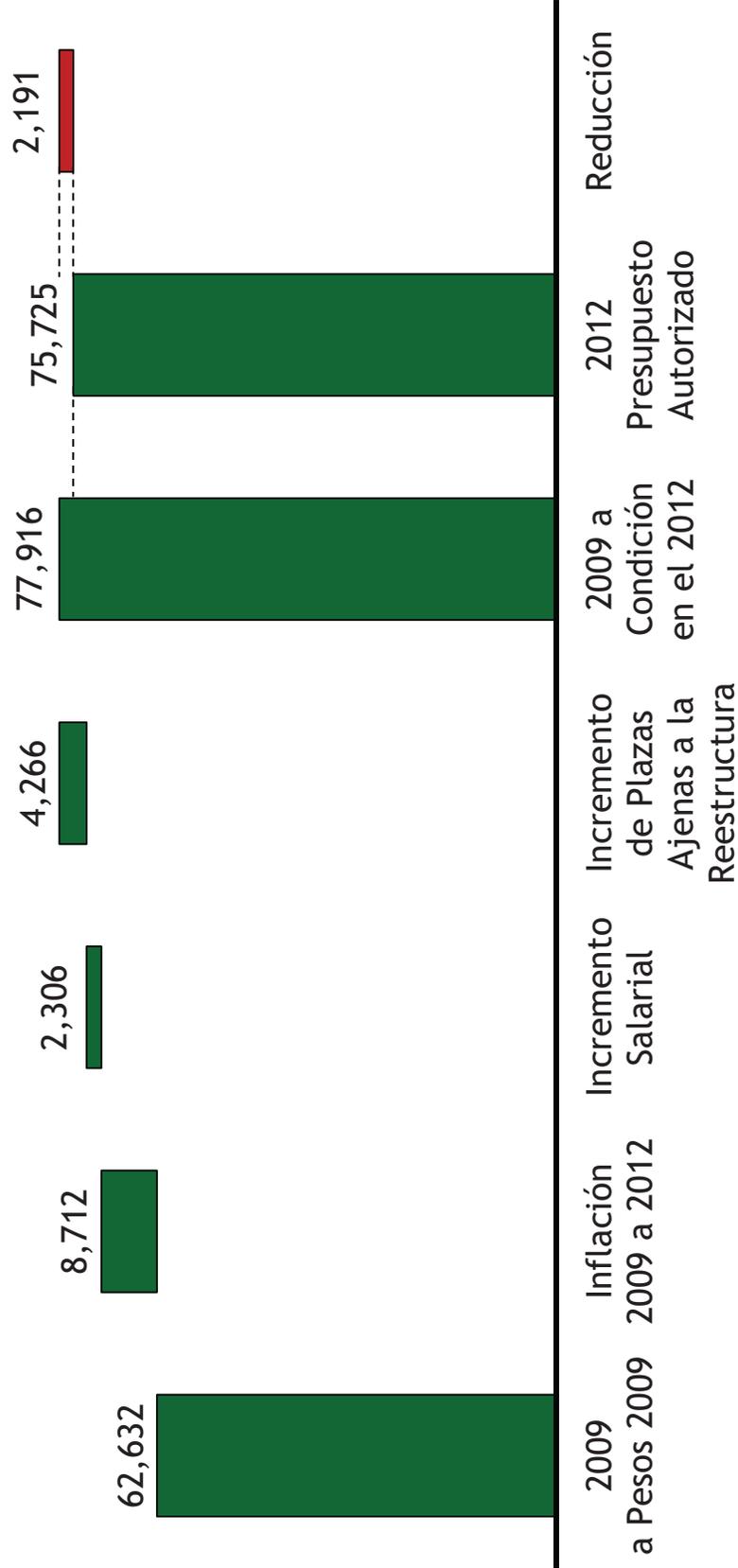
El análisis muestra un avance significativo de los impactos capturados

Iniciativa	Beneficios originalmente planteados	Alcanzado	En Proceso	No Alcanzado
1. Enfocar la organización de PEP a los retos de negocio	6	4	2	0
2. Integración de funciones de proyectos a Organismos Subsidiarios para mejorar desempeño y rendición de cuentas	7	2	5	0
3. Consolidación de infraestructura tecnológica y procesos de negocio	6	4	2	0
4. Consolidación del proceso de finanzas	6	3	3	0
5. Coordinación Estratégica para el Aseguramiento de Balances	5	5	0	0
6. Delimitación de funciones al interior del Corporativo	7	5	2	0
7. Creación de la Dirección Jurídica	10	5	5	0
8. Coordinación de los Consejos de Administración de los Organismos Subsidiarios	4	2	2	0
9. Reporte matricial y rendición de cuentas al corporativo	5	2	3	0
10. Unidad de Desarrollo de Proveedores y Contenido Nacional	5	0	5	0
11. Redefinición de funciones de protección ambiental	8	4	4	0
Total	69	36	33	0
Porcentaje	100%	52%	48%	0%



Y no se rebasó el costo presupuestal en mano de obra

Millones de pesos



- Se cumplió con el mandato de ley de realizar la reestructura de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Todas las iniciativas se han implementado. Los beneficios se han capturado en un 52% y un 48% está en proceso. La captura total de los beneficios de la reestructura se logrará en el mediano y largo plazo.
- Con la reestructura se obtuvieron ahorros en el costo de mano de obra.
- Se realizaron las adecuaciones estructurales para fortalecer la conducción central y la dirección estratégica, a través de la gobernabilidad.
- Se eficientaron costos de operación a gran escala a través de la consolidación de los procesos de finanzas y tecnologías de información.

ANEXO 9

AVANCES EN LA ATENCIÓN A RECOMENDACIONES AL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

a. Avances en la Atención a Recomendaciones al Proyecto Aceite Terciario del Golfo

A continuación se detallan los avances en la atención a las recomendaciones emitidas por el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED), en particular las relacionadas con el Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

3.1. Establecer como premisa que el proyecto ATG no compensara la declinación de Cantarell, como en su tiempo pensaron algunas personas. De lo contrario se puede caer en estrategias que priorizan producción pero que no reparen en costos, lo cual no contribuirá a incrementar el valor económico del proyecto para PEMEX.

El valor de una empresa petrolera radica en sus reservas de hidrocarburos y el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo tiene la más importante de México, la cual equivale al 39% de las reservas nacionales de petróleo crudo equivalente y cada acción implementada asegura el crecimiento de la producción. Las innovaciones tecnológicas presentadas por el Activo son representativas del futuro de la extracción de aceite para los siguientes años en México.

3.2. Tomar en consideración que la importancia de Chicontepec no radica en su producción actual (29.5 miles de barriles diarios en 2009, 1.1% de la producción nacional) si no en que contiene el 37% de las reservas 3P de crudo y 48% de las reservas 3P de gas natural del país. Es importante reconocer que sus condiciones geológicas hacen difícil su explotación y que bajo la tecnología actual el factor de recuperación de hidrocarburos será bajo.

Con el inicio del desarrollo de los campos y con el conocimiento adquirido hasta la fecha, han derivado en el estudio de alternativas orientadas a brindar soluciones tecnológicas integrales que garanticen la explotación eficiente y económicamente rentable de las reservas, con las cuales en el último trimestre de 2012 se tiene una plataforma de 75 mil barriles diarios, lo que representa un crecimiento de 132% respecto a enero del año 2009.



El crecimiento en la producción está sustentado en tecnologías desarrolladas, aplicadas y mejores prácticas operativas.

Tecnologías en ejecución y aplicación	Tecnologías en pruebas
⤴ Laboratorios de Campo	⤴ Prueba de inyección de vapor (en proceso)
⤴ Macropera Autosustentable	⤴ Prueba de inyección de gas
⤴ Prueba de inyección de agua	⤴ SAE de alto gasto
⤴ Pozo Pulmón	
⤴ Bombeo Multifásico	

Pozos No Convencionales

- ⤴ Terminación Multifracturas
- ⤴ Refracturas
- ⤴ Hectárea Fracturada
- ⤴ Pozo horizontales de corto alcance

A continuación se mencionan las acciones desarrolladas en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) las cuales sustentan el incremento de producción en los últimos tres años:

- **Estudio y conocimiento del subsuelo.**

- ✓ Adquisición de información de datos sísmicos: Se adquirieron datos sísmicos tridimensionales dentro del Paleocanal que permitirán mejorar la toma de decisiones; actualmente se cuentan con los estudios de Coyula-Humapa-Cacahuatengo, Furbero-Presidente Alemán-Remolino, Amatitlán-Mihuapán que vienen a robustecer la definición, delimitación de las áreas con mejor calidad y orientar el desarrollo de campos, y se tiene en proceso el cubo sísmico del área Norte del Paleocanal.
- ✓ Modelos de yacimientos: Se lleva a cabo la elaboración de los modelos estáticos de los campos desarrollados que cuentan

con información sísmica, los campos donde PEMEX tiene un mayor avance, experiencia y aprendizaje son: Tajín, Coapechaca y Agua Fría.

- **Concepto de Garganta Poral.**

La capacidad de almacenaje de una roca está controlada por el tamaño y número de poros. La capacidad de flujo está controlada por el tamaño, forma y número de las gargantas de poro.

El radio de garganta de poro, es fundamental en la determinación de cómo los fluidos se mueven dentro de la roca, así como en su capilaridad o tendencia de la roca a retener agua intersticial.

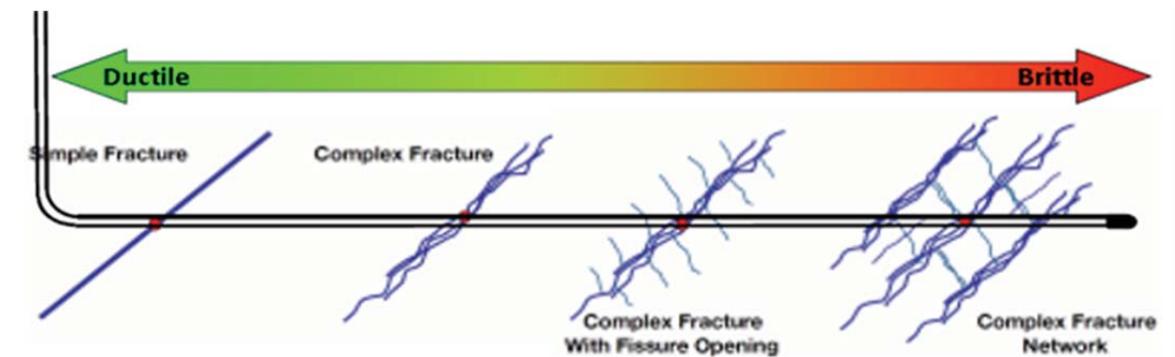


- **Concepto de Fragilidad y Ductilidad de la Roca.**

Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relaciona el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, terminación y producción de pozos.

La fragilidad de la roca es un proceso, no una propiedad inherente a la roca. La ruptura de la roca se considera frágil si la fractura originada se mantiene abierta. En caso contrario se considera que la ruptura es dúctil o plástica, si tiende a sellarse nuevamente.

La fragilidad refleja la habilidad de la roca a fracturarse bajo un esfuerzo y mantener la fractura una vez que la roca se rompe. La fragilidad puede determinarse por correlaciones matemáticas entre el Módulo de Young y la Relación de Poisson.



- **Sectorización del proyecto.**

Con la finalidad de proporcionar atención dedicada a la operación de pozos, macroperas y baterías, se planteó la sectorización y formación de grupos operativos multidisciplinarios para tener un mejor control de la operación y productividad, así como a la asignación de responsabilidades y funciones relacionadas con las metas de producción. Estos sectores apoyados con los Grupos de productividad de pozos, comandos operativos y sistemas de medición.

Grupo de productividad de pozos.

Una alternativa para incrementar y estabilizar la producción de los pozos existentes se estableció con la creación del grupo de productividad de pozos, el cual está enfocado a operar con la máxima eficiencia y un mínimo de costos operativos, el cual analiza los siguientes temas:

- Optimización de pozos fluyentes
- Optimización de sistemas con bombeo mecánico
- Optimización de sistemas con bombeo por cavidades progresivas
- Optimización de bombeo neumático
- Pozos intermitentes
- Pozos cerrados
- Tratamientos químicos

Comandos Operativos.

El 69% de los pozos del Proyecto Aceite Terciario del Golfo son asistidos por Sistemas Artificiales de Producción, lo que se puede traducir en una producción estable de los pozos, para garantizar el buen funcionamiento de los sistemas artificiales se plantea la integración de equipos multidisciplinarios denominados “Comandos Operativos”, los cuales estarán enfocados al servicio correctivo y preventivo para mantener, reparar, trasladar y reactivar los sistemas de bombeo mecánico, hidráulico y neumático con la ayuda de una unidad móvil equipada especialmente para el cumplimiento de dichas actividades dentro de los campos del Paleocanal de Chicontepec.

Actualmente se cuenta con 9 comandos operativos que trabajan de acuerdo al proceso de sectorización del territorio de Chicontepec, de esta manera se reduce considerablemente el tiempo de respuesta y se mejora la atención a cada sector.



Sistemas de Medición.

Los sistemas de medición con que cuenta el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, están alineados al Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2011-2015 y sustentados con base a la Guía Técnica de Administración de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP.

Los sistemas de medición y las técnicas de medición dinámicas y estáticas permiten constatar los volúmenes extraídos, transferidos y almacenados cumpliendo con las desviaciones establecidas y estos resultados permiten realizar el análisis y balances de producción diarios y finales correspondientes a cada mes, con la finalidad de identificar posibles desviaciones en la medición, y así poder definir el comportamiento de la producción reportada por el Activo.

La medición de pozos se efectúa con medidores portátiles de medición másica con corte de agua para líquidos y presión diferencial para gas, asimismo se cuenta con medición multifásica; para la medición de primeras baterías se cuenta con una diversidad de técnicas de medición, principalmente los líquidos se miden contra tanque y en algunos casos con medición másica, con respecto al gas se mide con placa de orificio y Vortex.

Actualmente se realiza la instalación de sistemas de medición donde la filosofía de medición quedará definida para líquidos con medidores másicos como elemento primario con corte de agua, y para gas con medidores tipo cono.

Las Mediciones por pozo se llevan a cabo con el objetivo de disponer de información de producción confiable y oportuna que refuerce los estudios del subsuelo, la operación diaria de los campos, la optimización del uso de los sistemas artificiales y en general la maximización del valor de las inversiones realizadas.

En las nuevas instalaciones se está considerando que en los separadores existan equipos de medición tales como: coriolis para la medición de la mezcla agua aceite, y tipo cono para la medición de gas, registrando la información en forma digital tanto en sitio como en la caseta del operador, asimismo se cuenta con la medición en tanques de almacenamiento con medidores tipo radar y contador de barriles en la descarga de las bombas.

- **Identificación y aplicación de tecnologías.**

Conjuntamente el Activo y los Laboratorios de Campo han marcado la pauta para la aplicación de tecnologías en geociencias, diseño de pozos, operación e infraestructura tales como terminaciones

multifractura, macroperas autosustentables, inyección de agua, pozo pulmón, pozos horizontales multifracturados y bombeo multifásico; así como la realización de pruebas piloto tales como: hectárea fracturada, inyección de vapor, inyección de CO₂.

- **El mapa tecnológico.**

Esta iniciativa pretende reforzar la organización y los procesos del AIATG con el objeto de acelerar la incorporación de nuevas tecnologías y mejorar la efectividad de las soluciones tecnológicas, a fin de resolver los problemas de productividad.

El Mapa Tecnológico permite:

- ⤴ Identificar y seleccionar soluciones tecnológicas aplicables a los problemas específicos del AIATG.
- ⤴ Evaluar la factibilidad técnica de la implementación de nuevas tecnologías mediante el diseño y la ejecución rigurosa de pruebas y pilotos bajo las condiciones específicas del AIATG.
- ⤴ Evaluar la factibilidad económica de la implementación de iniciativas tecnológicas mediante una evaluación rigurosa con criterios claros.
- ⤴ Proponer la masificación de iniciativas tecnológicas cuya factibilidad técnica y económica esté debidamente sustentada.

El Mapa Tecnológico consta de 3 elementos fundamentales, descritos brevemente a continuación y presentados con más detalles en las siguientes secciones:

- ❑ Una estructura organizacional conformada por recursos humanos especializados con funciones claramente definidas que proporciona experiencia técnica y facilita la coordinación e intercambio de información y conocimiento entre las diferentes áreas del AIATG y las Subdirecciones técnicas de explotación y exploración.

Adicionalmente, dicha organización permite la toma de decisiones oportuna sobre las tecnologías que deberán ser probadas o masificadas.

- ❑ Un proceso que permite cumplir con los objetivos del Mapa Tecnológico y mejorar la efectividad y eficiencia de la aplicación de soluciones tecnológicas a los retos de productividad del AIATG.
- ❑ Un mecanismo de seguimiento que permite evaluar y comunicar el avance de las iniciativas en el proceso del Mapa Tecnológico y tomar decisiones ejecutivas de manera ordenada.

- **Laboratorios de Campos.**

Los Laboratorios de campo nacen como una iniciativa estratégica de negocios para la explotación de Chicontepec, con lo cual se investigan las soluciones integrales que agreguen valor a PEMEX Exploración y Producción identificando tecnologías, procesos y métodos, económicamente viables, que puedan ser aplicables al desarrollo masivo del Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Para lograr identificar las soluciones integrales se crean alianzas estratégicas con empresas a las cuales se les ha denominado “Aliados Tecnológicos” para que puedan proponer y desarrollar iniciativas ad-

hoc en un contexto de operación integral, beneficiando la rentabilidad del negocio.

- **Pozos no convencionales.**

Con la perforación de pozos horizontales se evaluará el factor de recuperación por pozo y sus ventajas respecto a los convencionales verticales, para implementarla en el desarrollo y explotación masiva de las arenas mediante la filosofía VCDSE.

Los resultados en términos económicos indican un incremento en la rentabilidad del pozo horizontal respecto a los verticales, así como incrementos sustanciales en los gastos iniciales y la producción acumulada por pozo.

Al cierre del 2012 se tienen 22 pozos no convencionales que aportan el 9% de la producción.

Pozo	Qoi (Bls)	Qo Actual (Bls)	Np 90 días (Bls)	Np (Bls)	Tiempo op'n (días)	Costo (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	PR (meses)
Corralillo 629	1,100	704	104,130	510,620	565	52	15.3	2
Coyotes 423 D	400	98	19,738	69,493	430	78	0.6	14
Presidente Aleman 1565	3,445	405	141,921	338,630	391	108	5.0	2
Remolino 1631	1,334		8,040	153,873	322	52	5.2	2
Remolino 1648	1,248	133	67,402	117,698	311	108	1.1	6
Remolino 1608	1,063	111	47,735	75,911	257	52	1.9	4
Remolino 1606	2,518	128	66,126	90,417	229	52	2.4	2
Escobal 197	3,000		133,191	258,568	205	134	5.5	2
Escobal 195	1,080		106,886	234,616	190	154	6.8	3
Remolino 1366	988	342	55,288	89,680	187	35	6.8	2
Presidente Aleman 3367	1,152	215	49,650	65,279	150	52	3.0	2
Presidente Aleman 1505	1,398	263	18,104	24,493	118	108	0.2	38
Presidente Aleman 3365	775	90	22,332	22,692	94	52	0.8	12
Tajin 195	800	600	48,851	56,505	105	52	4.1	3
Presidente Aleman 3692	1,234	1,147		81,072	62	52	2.6	4
Presidente Aleman 1526	723	276		12,231	40	108	0.7	18
Corralillo 785	1,999	278		22,333	63	108	4.7	4
Coyotes 276 D	319	228		35,583	76	78	0.4	16
Presidente Aleman 3697	1,042	956		60,803	58	108	4.3	4
Coyotes 168 D	70	39		1,848	54	50	-0.8	
Presidente Aleman 3612	1,106	419		30,341	56	52	4.2	4
Presidente Aleman 1758	246	146		12,831	49	108	0.1	38
Total	27,040	6,579	889,394	2,365,518	182	1,753	27,040	

- **Hectárea Fracturada**

De forma colectiva, el estudio del subsuelo, la adopción de tecnologías de otras partes del mundo y un pensamiento creativo en cuanto a Terminación de Pozos, en el AIATG se ha desarrollado la Hectárea Fracturada. El Proyecto ha iniciado con la incorporación de dos pozos horizontales paralelos (Escobal 195 y 197), los cuales cuentan con 16 fracturas cada uno a lo largo de la sección

horizontal. Este diseño se propuso por Ingenieros de Petróleos Mexicanos con la finalidad de incrementar masivamente el área de contacto con el yacimiento; el cual, por medio de la generación de redes de fracturas complejas, permite drenar zonas del yacimiento inaccesibles por los pozos convencionales y así obtener un incremento significativo en la producción, dejando el mínimo volumen de aceite residual. Para ello se utilizó un volumen de 66,031 sacos de arena y 94,630 fluido fracturante, esto se ha traducido en un tiempo record en ejecución, número de fracturas, logística y volúmenes de materiales utilizados a nivel Latinoamérica.

El proyecto Hectárea Fracturada del AIATG ha implementado por primera vez en yacimientos complejos de Aceite a nivel mundial, la técnica de Terminación tipo cierre (Zipper Frac), en conjunto con la herramienta denominada Stage Frac. Esta innovación no ha dejado espacio para el error ya que se han analizado hasta el mínimo detalle los puntos críticos de este tipo de Terminación.

Para definir la orientación de los pozos se dispuso de información de microsísmica, registros geofísicos y datos de núcleos de pozos del área, que indican la dirección preferencial de los esfuerzos. Esta orientación de las trayectorias de los pozos es crítica para la optimización de los fracturamientos hidráulicos los cuales deben de quedar en dirección al máximo esfuerzo.

Para este proyecto piloto fue fundamental definir apropiadamente tanto el espaciamiento entre los pozos como entre las fracturas, para lo cual fue necesaria la construcción de un modelo geomecánico del área de estudio. Adicionalmente se preparó un modelo de simulación para estimar la producción con base al número de fracturas,

calculando de esta manera los parámetros económicos y de eficiencia de la inversión.

Este desarrollo no pretende emular solamente aquello que se ha hecho bien en otros lugares del mundo; sino que se ha formulado como una visión de optimización de los recursos de Chicontepec, bajo las condiciones petrofísicas del yacimiento.

Al día de hoy el Proyecto Hectárea Fracturada de la Coordinación de Ingeniera y Terminación de Pozos del AIATG, ha ejecutado la primera fase que considera dos pozos terminados. Con un volumen inicial de 4,000 Barriles por día (BPD); esta primera etapa conforma el primer esbozo de la eficiencia y rentabilidad de este Proyecto, mismo que a la fecha acumula una producción de 493 MBIs en 205 días de operación.

Los pozos de la segunda etapa de la Hectárea Fracturada se incorporará a producción en el mes de enero con los pozos Escobal 175 y Escobal 177. Para ello se implementará la técnica Texas Two-Step que será usada por primera vez a nivel mundial.

Respecto a la tercera etapa del proyecto de Hectárea Fracturada los siguientes pasos contemplan la terminación de dos pozos más, empleando la técnica Zipper Frac (Coyula 3126 y 3144), integrando los aprendizajes obtenidos desde la primera etapa de la construcción de este tipo de proyectos a fin de mejorar la ejecución logística.

• Macroperas Autosustentables

Las Macroperas Autosustentables surgen con la intención de aprovechar al máximo los hidrocarburos extraídos del yacimiento, las cuales utilizan el gas producido en la generación de energía eléctrica y como gas combustible para la operación de los motores de las unidades de bombeo mecánico, bombas, compresores y alumbrado de la instalación, el gas excedente se envía a proceso. Con este tipo de Macroperas se reduce la quema de gas a la atmosfera, los costos de operativos y costos económicos en construcción de tuberías y otras obras. Esta estrategia ha comprobado su viabilidad técnica y económica por lo que al cierre de 2012 se cuenta con 7 Macroperas Autosustentables en operación.



3.3. El plan deberá asegurarse de que cualquier decisión al respecto del futuro del proyecto contemple las implicaciones financieras para PEMEX.

La documentación de los proyectos, plantean opciones con y sin proyecto, mismas que dan énfasis en:

Sin proyecto. Se describen las medidas administrativas, técnicas, operativas, así como inversiones de bajo costo, entre otras, que serían realizadas en caso de no llevar a cabo el programa o proyecto de inversión.

Con proyecto. En el proyecto de inversión se describen las características físicas del mismo y los componentes que resultarían de su realización, incluyendo cantidad, tipo, y principales características. En esta parte se diferencia explícitamente el proyecto incremental del proyecto base. El proyecto incremental debe ser la diferencia entre el proyecto base y el proyecto total. Se enfoca en la descripción de los detalles técnicos del proyecto incremental, así como los principales supuestos empleados. Dado que se describe el monto total de inversión y costos de operación calendarizados por año, así como los impuestos que apliquen. El impacto financiero está incluido.

3.4. Este plan debe impulsar el uso de los contratos por desempeño que sean más adecuados para la naturaleza de este proyecto. Además hay que evaluar la posibilidad de migrar los contratos actuales hacia ese tipo de contrato.

El nuevo marco legal dota a la empresa de una regulación integral, propia de la industria petrolera y orientada a resultados. Este nuevo

marco está diseñado para que las acciones de la empresa se enfoquen a la creación de valor. La empresa cuenta ya con su propia Ley para la contratación de actividades como la exploración, el desarrollo y la producción de campos petroleros.

Tomando en cuenta lo anterior, PEMEX Exploración y Producción ha considerado la implementación de Contratos Integrales de Exploración y Producción con el objetivo de expandir y fortalecer las operaciones con un modelo competitivo, que representa una nueva forma de colaboración entre PEMEX y la industria petrolera. Para ello, PEP diseñó un modelo de contrato con base en términos y mecanismos conocidos y aceptados internacionalmente por la industria.

Cabe mencionar que el modelo económico actual que se está considerando conlleva los siguientes mecanismos de reconocimiento:

- a) La incorporación de una tarifa por barril producido, el cual alinea los intereses entre PEP y la Contratista vía un incentivo a la productividad.
- b) Un porcentaje de recuperación de costos, el cual alinea los intereses entre PEP y la Contratista vía un incentivo al control de costos.
- c) Límites al gasto vía el concepto de flujo de efectivo disponible, lo que asegura a PEP flujos no negativos después de impuestos.

Por otro lado, cabe mencionar que una de las particularidades que tiene esta modalidad de esquema de contrato toma en cuenta el

desarrollo del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, y se alinea a las recomendaciones del Comité de Evaluación y Desempeño, relativo a establecer contratos con una componente inicial de estudio para incrementar el conocimiento del subsuelo y establecer tecnologías adecuadas antes de iniciar un desarrollo masivo o “Periodo de Desarrollo”. En este sentido, PEP ha incorporado en el modelo general del contrato, lo que se denomina “Periodo de Evaluación”, el cual tendrá una duración máxima de veinticuatro (24) meses contados a partir del fin de la transición del Área Contractual de PEP al Contratista.

Durante este periodo, el Contratista estará obligado a realizar Servicios de Exploración en el Área Contractual, cumpliendo con el Programa Mínimo de Evaluación, el Contratista podrá conforme al Programa de Trabajo aprobado llevar a cabo los servicios que considere convenientes, sean éstos de exploración, para una evaluación más detallada de los yacimientos de hidrocarburos, para la realización de pruebas tecnológicas adicionales o para el desarrollo y/o la producción de hidrocarburos. Los servicios durante el periodo de evaluación podrán incluir actividades como: realización de pruebas tecnológicas o prácticas operativas, adquisición e interpretación de información sísmica, elaboración de la caracterización estática y dinámica de yacimientos, elaboración de ingeniería y programa de perforación y terminación de pozos (convencionales y no convencionales), por mencionar algunas de las actividades previstas. Es importante mencionar que dentro del programa estratégico de ejecución de gran alcance bajo esta modalidad y alineado al Plan de Negocios, con una estrategia clara en la reactivación de campos y un gran potencial de incrementar el factor de recuperación del proyecto.

Actualmente están en proceso de licitación los Contratos Integrales de Exploración y Producción (desempeño o incentivados) para explotar el yacimiento Chicontepec, que se sumarán a los laboratorios y la estrategia del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

Dentro del plan estratégico de operación para el Paleocanal de Chicontepec se han determinado 6 bloques para iniciar la licitación de los contratos.

3.5. Promover contratos con mayor integridad, de manera que PEP tenga más control sobre una porción más grande de la cadena de valor y no permita que se diluya el control y la responsabilidad en varios ejecutores.

Se visualiza que el esquema de contratación mencionado Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción (CIEP), dará inicio a partir de 2013 con la finalidad de incrementar la capacidad de ejecución de PEMEX para generar valor económico. En el cuadro que se presenta a continuación, se indican las oportunidades que generan los CIEP:



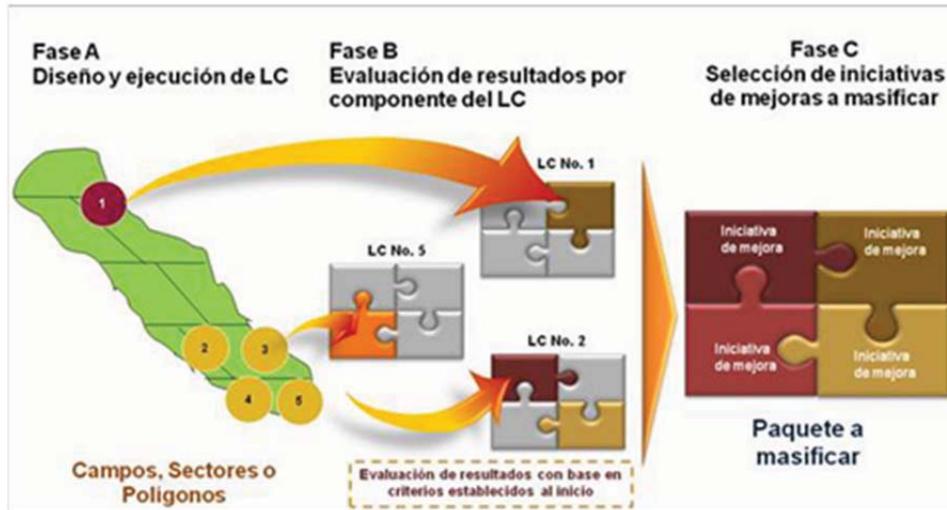
3.6. Dada la etapa en la se encuentra el proyecto, lo ideal sería enfatizar en un inicio contratos para incrementar el conocimiento del subsuelo y establecer las tecnologías adecuadas para su desarrollo, y luego fomentar contratos de explotación masiva. No obstante, también deben poderse realizar desde ahora contratos que tengan integrada la fase de desarrollo tecnológico y la de explotación.

Para incrementar el conocimiento del subsuelo e implementar tecnología en el Activo, se implementan los Laboratorios de campo con el objetivo de probar y evaluar tecnologías adecuadas, modos de explotación y operación, esquemas de contratación, organizacionales, de gobernabilidad y de negocios que permitan mejorar los siguientes aspectos.

Caracterizar adecuadamente el yacimiento para generar un plan de explotación que logre:

- Incrementar el éxito volumétrico y mecánico.
- Incrementar el factor de recuperación.
- Introducir nuevas arquitecturas de drene.
- Incrementar la productividad de los pozos.
- Incrementar la rentabilidad del desarrollo y producción.
- Minimizar riesgos e incrementar certidumbre.

Fueron conceptualizados mediante tres fases, las cuales permiten establecer un sistema de incentivos que potencie que los proveedores identifiquen el paquete de soluciones más conveniente a un reto específico del Proyecto Chicontepec. Dichos esquemas se ilustran a continuación:



En la primera fase se asignan secciones territoriales denominados polígonos, ubicados dentro de campos del yacimiento, los cuales estarían bajo la responsabilidad administrativa de PEP. Por su parte, los Aliados Tecnológicos propondrían soluciones técnico operacionales referentes a la producción e infraestructura dentro de los polígonos.

Los equipos multidisciplinarios de especialistas de PEP–Aliado Tecnológico convivirán día a día con la finalidad de establecer la transferencia de conocimiento PEP, obteniendo el entendimiento técnico y de operación de la estrategia diseñada y propuesta a ejecutar por parte del Aliado Tecnológico en el desarrollo de campo.

La segunda fase que tiene lugar durante la ejecución de los trabajos de los Aliados Tecnológicos, a través de iniciativas que buscarán la mejora operativa, mediante la implementación de metodologías alternas, aplicación de tecnología en los temas de subsuelo, perforación, infraestructura y producción.

Una de las premisas al impulsar cada una de las iniciativas es que el negocio sea rentable para PEP, mejorando los estándares establecidos en su línea base de trabajo.

Una vez probadas y documentadas las iniciativas, se dará paso a la evaluación de resultados con base en criterios establecidos. De esta manera, se seleccionará el paquete de soluciones más conveniente a un reto específico dentro del yacimiento, siendo la tercera fase la masificación del paquete en yacimientos de condiciones similares.

3.7. Se requiere una evaluación profunda del proyecto ATG, para lo que se recomienda dividir el proyecto en unidades económicas más pequeñas en términos geográficos (sectores). Ello con los siguientes propósitos:

a) Definir la rentabilidad de cada sector y sus posibilidades futuras.

b) Evitar la presencia de subsidios cruzados en términos de rentabilidad entre los distintos sectores.

c) Definir claramente el tipo de inversiones que se están llevando a cabo en cada sector en investigación y desarrollo de tecnología, desarrollo de campos, etc.

d) Poner a competir a los tecnólogos y acelerar la velocidad de creación y asimilación tecnológica.

- Esto nos llevará a un entendimiento rápido de la evolución del proyecto por sector.

Para el análisis del Proyecto Aceite Terciario del Golfo se ha realizado una Sectorización, la cual considera criterios como el nivel de conocimiento y desarrollo en cada uno de los campos que lo componen, quedando definidos 8 Sectores que son:

- Sector 1 Sitio-Tenexcuila.
- Sector 2 Soledad-Coyotes.
- Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida.
- Sector 4 Coyol-Humapa.
- Sector 5 Miquetla-Miahuapan.
- Sector 6 Agua Fría-Coapechaca.
- Sector 7 Tajín-Corralillo.
- Sector 8 Presidente Alemán-Furbero.

La sectorización se actualizó con respecto a la presentada en el año 2009, variando la integración de campos en algunos sectores, derivado de la estrategia de desarrollo planteada y soportada por la madurez de conocimientos de cada área. Adicionalmente esta organización permitirá dirigir, supervisar y controlar las actividades por sector.

De la información geológica obtenida y con los resultados de la actividad realizada en el Paleocanal de Chicontepec, se agruparon los sectores en tres tipos de categorías los cuales son Desarrollo de campos y optimización, caracterización y desarrollo tecnológico y caracterización inicial, las características de cada una de las 3 categorías son las siguientes:

Desarrollo y Optimización de Campos.

Son áreas que por sus características pueden ser desarrolladas en el corto y mediano plazos. En estos sectores se cuenta con un nivel de conocimiento más avanzado derivado de estudios de subsuelo, así como de la perforación y reparación de pozos y mantenimiento de la producción base.

Caracterización y Desarrollo Tecnológico.

Áreas que requieren un mayor nivel de estudio y aplicación de tecnologías que permitan su desarrollo de una forma rentable. Pueden ser desarrolladas en el mediano plazo.

Caracterización Inicial.

Áreas que por sus características, resultados e información disponible requieren más estudios de geociencias, aplicación de nuevas tecnologías y se proponen sean desarrolladas en el mediano largo plazo.

Con base en estas características, la clasificación actual de los 8 sectores quedó de la siguiente manera:

Agrupación	Desarrollo y Optimización de Campos	Caracterización y Desarrollo Tecnológico	Caracterización inicial
Sectores	Sector 2 Soledad-Coyotes	Sector 1 Sitio-Tenexcuila	Sector 5 Miquetla-Miahuapan
	Sector 4 Coyol-Humapa	Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida	
	Sector 6 Agua Fría-Coapechaca		
	Sector 7 Tajín-Corralillo		
	Sector 8 Presidente Alemán-Furbero		

Agrupación de los sectores por categorías.

A continuación se enuncian los alcances para cada Sector:

- **Sector 1 Sitio-Tenexcuila.**

Este sector será analizado, a través de la adquisición sísmica y su respectiva interpretación, así como, mediante la evaluación de la información de pozos estratégicos, lo cual ampliará el conocimiento del subsuelo y con ello, se planteará la estrategia de desarrollo. La estrategia a largo plazo contempla la terminación de pozos de desarrollo e inyectores, así como, la realización de reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos.

- **Sector 2 Soledad-Coyotes.**

Contempla la terminación de 1,602 pozos de desarrollo, así como la realización de 2,883 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos. Lo anterior para extraer un volumen acumulado de 171 mmb de aceite y 274 mmmpc de gas en el periodo de 2012-2031.

- **Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida.**

En los campos de este sector se realizarán las actividades de caracterización del subsuelo, a través de la generación del modelo estático y la realización de pruebas tecnológicas, el desarrollo de pozos productores, pozos inyectores, reparaciones mayores y la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos.

- **Sector 4 Coyol-Humapa.**

En este sector se realizará una estrategia temprana de caracterización de los yacimientos, a través de la evaluación de pozos estratégicos y pruebas tecnológicas, la terminación de 279 pozos de desarrollo y 110 pozos inyectores, realización de 8 reparaciones mayores y la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos.

- **Sector 5 Miquetla-Miahuapan.**

Este sector requiere la generación del modelo estático y para ello, es fundamental la adquisición e interpretación sísmica, la evaluación de pozos estratégicos, así como, la realización de pruebas tecnológicas, mediante la realización de 29 pozos de desarrollo, pozos inyectores, así como, la realización de reparaciones mayores y la construcción de infraestructura de apoyo a la perforación y manejo de la producción.

- **Sector 6 Agua Fría-Coapechaca.**

El desarrollo de este sector comprende la realización de 1,627 pozos de desarrollo, así como, la realización de 4,000 reparaciones mayores y la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos. Lo anterior para extraer un volumen acumulado de 185 mmb de aceite y 296 mmmopc de gas en el periodo de 2012-2031.

- **Sector 7 Tajín-Corralillo.**

Contempla la terminación de 1,916 pozos, así como, la realización de 3,251 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación, transporte y manejo de la producción de hidrocarburos, lo anterior para extraer un volumen acumulado de 315 mmb de aceite y 504 mmmpc de gas en el periodo de 2012-2031.

- **Sector 8 Presidente Alemán-Furbero.**

Estima la extracción de un volumen de 421 mmb de aceite y 674 mmmpc de gas, mediante la realización de 3,792 pozos de desarrollo, así como la realización de 6,715 reparaciones mayores y la construcción de infraestructura de apoyo a la perforación y manejo de la producción de hidrocarburos en el periodo de 2012-2031.

3.8. Derivado de lo anterior, actualizar la estrategia en cada uno de los sectores (invertir, disminuir la velocidad o posponer), en términos de aprendizaje realizado y de:

- a) Conocimiento del subsuelo.*
- b) Tecnologías de producción disponible y su efectividad.*
- c) Inversión requerida.*
- d) Rentabilidad.*
- e) Capacidad de gestión.*

- Para cada uno de los sectores, esto nos llevará a jerarquizar creación de valor potencial para PEMEX.

Estrategia de desarrollo ATG.

Derivado de los esfuerzos realizados en el Activo para la adquisición de conocimiento del subsuelo en los Sectores de Caracterización y Desarrollo Tecnológico y Caracterización Inicial (1, 3 y 5), en el periodo 2012 se concluyó el cubo sísmico del área Miquetla-Miauapan, y actualmente se tiene visualizada la adquisición de 1,500 km² del territorio Norte del Paleocanal de Chicontepec, con la finalidad de tener mayor certidumbre en el proceso de ubicación y jerarquización de localizaciones productivas.

La estrategia de desarrollo actualmente considera la perforación de pozos no convencionales (alto ángulo, horizontales y hectárea fracturada) en los años 2013 y 2014, enfocando las actividades en los Sectores de Desarrollo de Campos (2, 4, 6, 7 y 8). Derivado de los resultados obtenidos durante estos dos años, se determinará la masificación de las técnicas de perforación de pozos para todos los sectores del Paleocanal.

Adicionalmente, se plantea un esquema de contratación denominado Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), los cuales son llevados a cabo por una empresa independiente, con la finalidad de acelerar el proceso productivo del Proyecto.

En Chicontepec se encuentran definidos 6 bloques bajo estas características.



Bloque	Área (km ²)
Pitepec	230
Amatitlán	230
Soledad	125
Miquetla	112
Humapa	128
Miahuapan	128

3.9 *La administración deberá asegurar si efectivamente se dispone actualmente de la tecnología para explotar cada sector de Chicontepec con el costo adecuado. Los esfuerzos de los laboratorios de campos asumen que sí existe tal, pero esto debe ser documentado sector por sector.*

Esta recomendación se responde con los incisos 3.7 y 3.8, en Resumen las Líneas de Acción Estratégicas a realizar queda de la siguiente manera:

Procesos Clave	Tecnología y Desarrollo	Soporte
<ul style="list-style-type: none"> 🌱 Mejorar el entendimiento del yacimiento, aumentar la calidad de las reservas (revisión por estudios). 🌱 Sectorizar para operar eficientemente el Proyecto. 🌱 Implementar las mejores prácticas de campos similares en el mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> 🌱 Consolidar los laboratorios de campo actuales y replicar el concepto de "Laboratorios" a otras áreas. 🌱 Búsqueda continua del desarrollo tecnológico para terminaciones y operación de pozos. 	<ul style="list-style-type: none"> 🌱 Negociar precios de perforación y terminación de pozos. 🌱 Implementar Contratos incentivados. 🌱 Asegurar destino de inversiones con eficiencia (máximo y rápido retorno del capital). 🌱 Fortalecer, adecuar y formalizar la organización del Activo.

Principales lecciones aprendidas Laboratorios de Campo:

		<ul style="list-style-type: none">▲ Mejores prácticas operativas.▲ Pozo Coyotes 423 horizontal de mayor desplazamiento horizontal en el área.
		<ul style="list-style-type: none">▲ Metodología de selección de intervalos.▲ Fracturamientos múltiples.
		<ul style="list-style-type: none">▲ Nuevas formas de estudio de yacimientos y aplicación de atributos AVO.▲ Perforación de 9 Pozos No Convencionales.
		<ul style="list-style-type: none">▲ Modelo Estático Geocelular.▲ Sistema Artificial de Alto caudal.
		<ul style="list-style-type: none">▲ Se siguen evaluando iniciativas tecnológicas.

3.10 La administración deberá presentar una comparación de la asignación presupuestal en cada sector del proyecto ATG con otras alternativas de inversión en el portafolio de PEP y contra el cumplimiento de metas, para asegurar la mayor creación de valor para PEMEX.

El proceso de asignación presupuestal, no necesariamente implica una comparación directa de los sectores con otras alternativas. El proceso de asignación presupuestal a los proyectos se da a través de un proceso de optimización de unidades de inversión, resultando factibles de ejecutar aquellas que den el mayor valor económico del portafolio de proyectos de PEP, dadas las restricciones presupuestales.

Con lo anterior se asegura la creación de valor de PEMEX.

La asignación presupuestal en PEP: Se realiza mediante la aplicación de un proceso que maximiza el valor económico de las oportunidades de inversión dado un conjunto de metas, reglas y restricciones, entre las que destaca el techo presupuestal.

Proceso de asignación presupuestal:

- Documentación de proyectos. Se enfoca en una documentación y evaluación robusta de cada uno de los proyectos para un análisis individual de las oportunidades de negocio.
- Integración de portafolio. Integra el portafolio de proyectos considerando el análisis y resultados del paso anterior.
- Definición de elementos críticos del modelo. Incorpora las condiciones de optimización tales como metas, reglas y restricciones.
 - ✓ Metas estratégicas. Establece los elementos claves del desempeño como la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos, tanto para el corto, mediano y largo plazo.
 - ✓ Reglas de estrategia. Identifica los requerimientos estratégicos y proporción de inversión exploratoria con respecto a inversión total, entre otros.
 - ✓ Reglas de negocio. Identifica las obligaciones contractuales y restricciones operativas de proyectos autorizados.

- ✓ Restricciones presupuestales. Establece una de las principales restricciones, pues limita los recursos financieros disponibles para la ejecución de proyectos.
- Optimización del portafolio. Maximiza el valor económico del portafolio, dadas las premisas, metas y restricciones reconociendo las diferencias de los proyectos exploratorios de los de explotación.
- Asignación presupuestal. Realiza los análisis y ajustes finales y determina la asignación presupuestal.

Todos los proyectos compiten por recursos y las decisiones de inversión deben permitir cumplir con las condiciones definidas por los elementos críticos.

3.11 Hay que reforzar la política de asignación de recursos presupuestales en la adopción de tecnologías probadas, y/o desarrollo de otras, que maximicen el valor económico de las reservas.

Se han destinado recursos para la ejecución de los cinco Laboratorios de Campo, los cuales han iniciado trabajos en el año 2010, y que se pretende obtener conclusiones sobre las tecnologías y prácticas operativas recomendadas para el desarrollo del proyecto, así como la estrategia de explotación.

De la misma forma durante los años 2010, 2011 y ahora en 2012 se han ejecutado pruebas tecnológicas a cargo de PEP, entre las que

destacan las pruebas de recuperación secundaria y mejorada (inyección de agua y CO₂), también se ha dado oportunidad y asignado recursos a iniciativas que permitan mantener la producción bases apoyadas en mejores prácticas operativas.

En el futuro se mantendrá la política de asignar recursos para pruebas tecnológicas, a la fecha el proyecto ha identificado más de 80 oportunidades tecnológicas las cuales han sido llevadas a un mapa tecnológico para llevar un seguimiento estricto y metodológico, lo que permitirá madurar las pruebas y determinar su viabilidad para masificación en los campos del proyecto ATG.

3.12 Dado que la rentabilidad del proyecto ATG es particularmente sensible a los costos de operación, a los niveles de producción y a los montos de inversión, la ejecución de este proyecto debe tener un seguimiento estrecho de los costos para asegurar el cumplimiento de sus objetivos y que el proyecto se mantenga rentable.

La reducción de costos es un tema de alta trascendencia en el desarrollo del proyecto, ya que gran parte de los recursos se destinan al arrendamiento de equipos que permitan perforar, terminar y realizar reparaciones de pozos, por lo cual se busca la manera de minimizar los costos de los diferentes servicios. Es por esa razón que el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo en conjunto con la Gerencia de Servicios a Proyectos han tomado la estrategia de reducción de costos teniendo así, desde 2009 una búsqueda de costos mejor posicionados en el mercado pero con calidad para hacer los diferentes trabajos que se requieran en la industria.

Las mejoras operativas en un control del proceso de la industria petrolera es uno de los puntos importantes en el PATG, desde la localización, construcción de macroperas, perforación, terminación, hasta las actividades de reparación mayor y menor, por lo que se implantaron las bases de datos y programas de las diferentes actividades físicas con el apoyo de cuadernos de Gestión de diferentes temáticas, ayudando a optimizar los recursos físicos, económicos y humanos en un incremento en la productividad, generando ingresos y valor económico a la cadena de producción y explotación de hidrocarburos pertenecientes al Paleocanal de Chicontepec.



3.13 El plan deberá contener una evaluación de los avances de los laboratorios de campo y otras pruebas tecnológicas, tanto por PEP como por un tercero experto independiente que tenga la capacidad técnica para que se presente conclusiones de acuerdo a un programa preestablecido.

Descripción de las tecnologías para el desarrollo de campos.

Como parte del proceso de desarrollo sustentable y las estrategias fundamentales de crecimiento para el logro de los vectores de

producción el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se ha formulado un Plan Tecnológico. Éste consiste presenta las iniciativas probadas y seleccionadas con éxito en los Laboratorios de Campo factibles a masificar.

Con la finalidad de aplicar medios que permitan al proyecto realizar la caracterización del subsuelo se ha visualizado la incorporación de innovadoras tecnologías, tanto en los Sectores de Desarrollo de Campos, como en los de Caracterización y Desarrollo Tecnológico y en el Sector de Caracterización Inicial.

Implementación de iniciativas tecnológicas.

La incorporación de nuevas tecnologías ha sido la clave del desarrollo del Proyecto ATG. De manera histórica, desde el año 2007 se han implementado mecanismos de asimilación de nuevas tecnologías para el incremento de la productividad.

Una de las etapas iniciales para la adopción de tecnologías dirigidas a la explotación de hidrocarburos en Chicontepec fue la creación del Mapa Tecnológico, cuyo objetivo es identificar y seleccionar soluciones tecnológicas específicas de acuerdo a las características del Paleocanal de Chicontepec; evaluando la factibilidad técnica y económica de la implementación, así como su masificación posterior a su evaluación.

A través del concepto de Mapa Tecnológico, PEP desarrollaron mecanismos de identificación y prueba de tecnologías aplicables. Sin embargo, fue necesario intensificar el esfuerzo para acelerar la curva de aprendizaje. Es por ello que se decidió implementar el concepto de Laboratorios de Campo, para que empresas, tanto de

servicios como operadoras, pudieran probar en un contexto de operación integral las tecnologías ad-hoc a la problemática de Chicontepec. Se crearon cinco Laboratorios de Campo distribuidos de manera estratégica en el territorio del Paleocanal.

Por otra parte, PEP ha impulsado la implementación y evaluación de los proyectos de innovación para el ATG, a través de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos; esta unidad fue creada de manera exclusiva para agilizar los procesos de adopción de nuevas tecnologías. Teniendo en cuenta la viabilidad técnica, financiera y de masificación.

En el ATG se lleva a cabo un proceso de selección de tecnologías a aplicar en el interior de los campos, mismas que son evaluadas de manera exhaustiva en el Activo en conjunto con los laboratorios. Las premisas parten de la utilización de la base de datos de iniciativas tecnológicas y mejores prácticas de la Coordinación Técnica de los Laboratorios de Campo. De esta manera se pueden seleccionar las tecnologías con mayor relevancia para el negocio de manera probada. Existe una matriz de impacto y complejidad que es una herramienta básica en la toma de decisiones.

De manera alterna también se agrupan las iniciativas por tipo de tecnología similar proveniente de los diferentes laboratorios, de esta manera se clasifican las iniciativas por tipo y por familia del mapa tecnológico.

Finalmente, se establece un cronograma de adopción y madurez de los tipos de tecnologías propuestas factibles a masificar de acuerdo con los resultados obtenidos durante la aplicación. A continuación, para dar sustento a la descripción de tecnologías que refiere este

documento se amplía el proceso de selección de iniciativas, así como los pasos de la valoración, las conclusiones obtenidas hasta el momento y se expone la matriz graficada que muestra los resultados categorizados.

Criterios de Selección.

Con la finalidad de seleccionar de manera detallada las tecnologías a implementarse en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se ha creado una metodología que distribuye las propuestas a masificar de acuerdo a tres criterios:

- Laboratorio de Campo
- Familia del Mapa Tecnológico
- Etapa del proceso de Producción

A su vez estos criterios conforman el fundamento para la valoración de las iniciativas. Cabe destacar que este es un proceso interno en el Activo, que está supeditado a los resultados ofrecidos por la aplicación de cada una de las tecnologías.

Por las características del yacimiento, Chicontepec ha sido definido como un campo No Convencional, debido a la reducida permeabilidad de la roca y la baja presión de fondo, la producción de hidrocarburo está supeditada a factores tecnológicos que contribuyan en la extracción de los recursos del subsuelo.

Es por lo anterior que una parte fundamental de la explotación dependa de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP), y más allá el AIATG ha contemplado la necesidad de desarrollar tecnología que abata la declinación de producción de los pozos de manera

gradual. Bajo esta idea, los Laboratorios de Campo se han convertido en el semillero de proyectos con base tecnológica dónde se busca mejorar en avanzada procesos productivos que colaboren en la optimización de la explotación de Aceite y Gas en el yacimiento.

Los Laboratorios de Campo proponen de manera dinámica proyectos en los siguientes campos, distribuidos en el territorio de Chicontepec:

- Agua Fría
- Corralillo
- Coyotes
- Presidente Alemán
- Remolino

Las iniciativas factibles a masificar son evaluadas a través de la matriz de valoración y que son filtradas por familia y etapa de producción en la que se desarrollan, puntualizando que una vez que sean probadas y evaluadas, éstas serán extrapoladas a los campos de los Sectores de Caracterización y Desarrollo Tecnológico y de Caracterización Inicial.

Familias.- El primer mecanismo de análisis de tecnologías con el que contó el Proyecto ATG fue el Mapa Tecnológico, mediante esta metodología se pudo identificar las necesidades de implementación de desarrollos tecnológicos, con un proceso lineal de diagnóstico, identificación, selección, evaluación, aprobación e implementación de los proyectos.

Paulatinamente con la integración de los Laboratorios de Campo se mejoró el sistema incorporando etapas de proceso que permitieron crear un proceso concreto del impacto a nivel operacional de las aplicaciones tecnológicas.

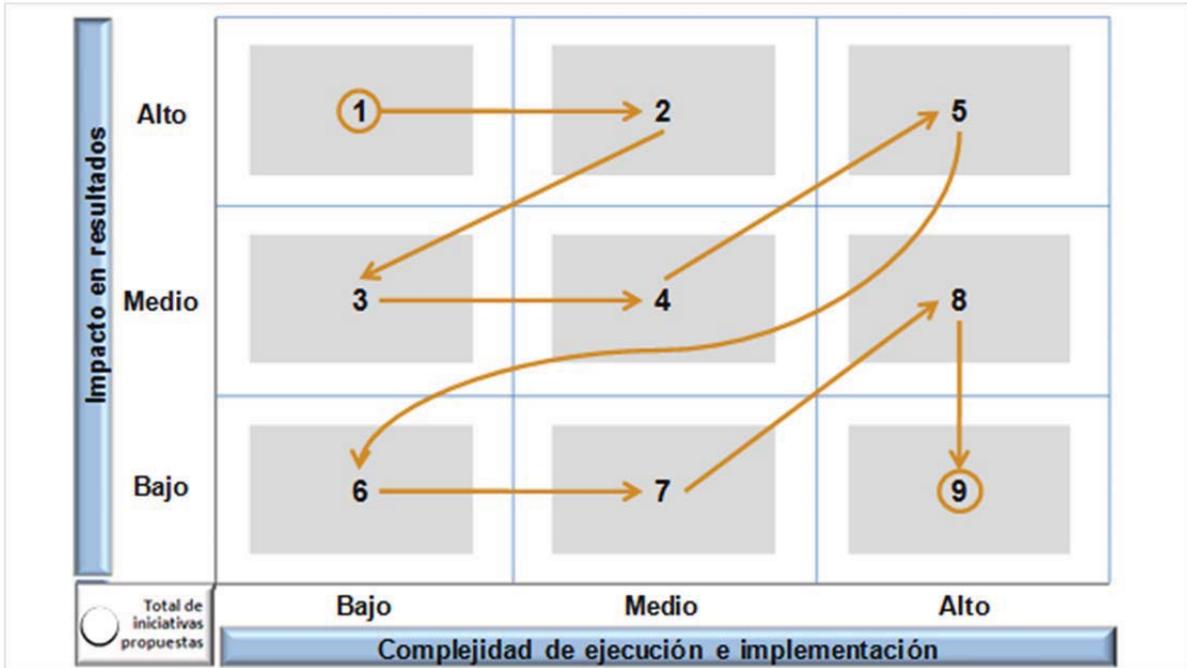
Las familias definidas para la acreditación de iniciativas para la masificación de tecnologías en el Activo son:

- Geociencias
- Perforación
- Terminación
- Operación y Mantenimiento

Etapas.- Las iniciativas propuestas y organizadas de acuerdo a las familias o áreas de impacto operativo son seleccionadas de acuerdo a la región del pozo que se desea beneficiar. Esto conforma el tercer criterio de selección de las iniciativas para valorar y masificar su aplicación en el ATG.

Valoración de iniciativas.

Una vez definidos los criterios de selección de las iniciativas, se tiene que jerarquizar la complejidad de la ejecución, para lo cual se aplica la Matriz de Impacto-Complejidad, la cual se muestra en la figura a continuación. La selección de las tecnologías de mayor relevancia para el negocio debe estar fundamentada en la complejidad de la ejecución e implementación y el impacto en resultados. En ambos casos son medidos en tres niveles (Alto, medio y bajo).



Matriz de Impacto-Complejidad.

La prioridad más alta la tienen aquellas iniciativas con un alto impacto en resultados y baja complejidad de ejecución, pasando a segundo término aquellas con alto impacto y mediano nivel de complejidad de implementación. En la parte inferior de la etapa de priorización se ubicarán aquellos planteamientos que posean un alto nivel de complejidad y bajo impacto en su resultado.

3.14 Contratar un despacho externo que realice una auditoría y evaluación del desempeño del proyecto ATG.

La organización ha contado con compañías que realizan servicios especiales de auditoría en procesos técnicos particulares tales como la certificación de reservas, en la que recientemente la compañía Ryder Scott realizó esta tarea, cabe mencionar que dicha compañía

es reconocida a nivel internacional. La revisión integral de la estrategia de ejecución del Proyecto fue dictaminada a través del documento Análisis Costo-Beneficio de Cambio de Monto y Alcance del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, en su versión de 2008, el cual fue realizado por la compañía Core Lab.

En este contexto, es importante mencionar que el Proyecto es singular, con pocos campos análogos en el mundo, por la complejidad de sus yacimientos y sus dimensiones. Por lo que se deberá ser cuidadoso en la selección de los auditores de acuerdo al tema a revisar (aspectos financieros, técnicos, estratégicos y operativos).

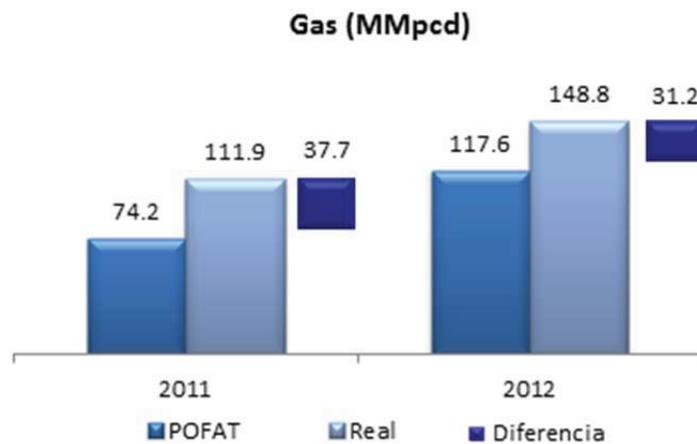
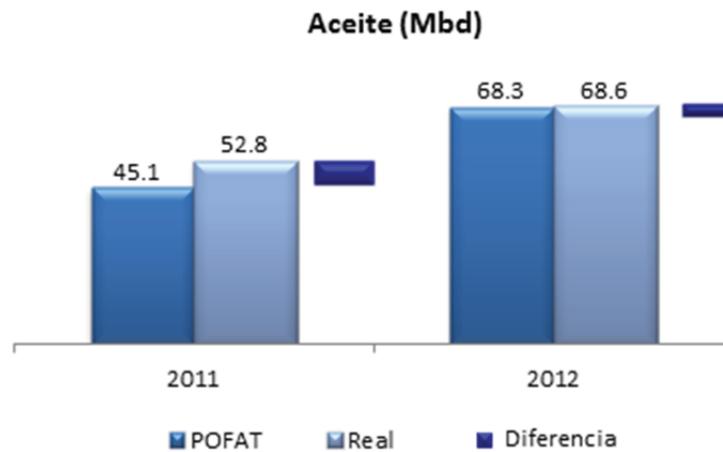
Por otra parte se puede considerar a las universidades, institutos y órganos colegiados para analizar y emitir un dictamen de acuerdo al enfoque de su especialidad, limitado a los alcances del propio organismo auditor.

Anexos

Al comparar los resultados obtenidos con relación a los del 2011 y respecto a las metas establecidas en el programa original del 2012 (POFAT), esto último, con el fin de ser congruente con la Cuenta Pública Federal 2012, lo anterior manteniendo consistencia con la BDI:

POFAT vs Real 2011-2012

Metas volumétricas-unidades	POFAT-2011	Real-2011	Cumplimiento % 2011	POFAT-2012	Real-2012	Cumplimiento % 2012
Aceite-miles barriles al día	45.1	52.8	117 %	68.3	68.6	100 %
Gas- millones de pies cúbicos al día	74.2	111.9	150 %	117.6	148.8	127 %



ANEXO 10

CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

a. Contratos Integrales de Exploración y Producción

Con fecha 23 de agosto de 2012 se envió comunicación PEP-174-2012 de parte del Ing. Carlos Morales Gil al Dr. Héctor Moreira Rodríguez con una propuesta de formato para llevar a cabo el seguimiento de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).

Asimismo, con fecha 28 de agosto de 2012, mediante comunicación CPHMR/051/2012, el Dr. Moreira solicitó al Ing. Carlos Morales el análisis de dicha propuesta ante el Comité de Estrategia e Inversiones.

La propuesta fue analizada y se solicitaron modificaciones al formato, las cuales se realizaron.

A continuación se anexa el formato de las áreas contractuales Magallanes, Santuario y Carrizo.

Pemex Exploración y Producción

Contrato Integral de Exploración y Producción: AREA CONTRACTUAL MAGALLANES

Contratista: PETROFAC MEXICO S.A. DE C.V.

Informe anual de desempeño al 31 de diciembre de 2012

Concepto	Unidad	2012	
		Programa ¹	Observado
ACTIVIDAD FÍSICA			
Adquisición sísmica 3D	Km2	S/P	
Pozos terminados	Número	10	8
Reparaciones mayores a pozos	Número	18	21
Ductos contruidos	Km	S/P	
Plantas construidas	Número	S/P	
Plataformas construidas	Número	0	
HIDROCARBUROS			
Reservas			
1P	MMBPCE	25.4	25.4
2P	MMBPCE	34.1	34.1
3P	MMBPCE	100.4	100.4
Hidrocarburos netos			
Base			
Aceite	MBPD	7.9	6.9
Gas	MMPCD	12.2	9.9
Incremental			
Aceite	MBPD	0.4	0.1
Gas	MMPCD	2.1	0.1
ECONÓMICA			
Variables contractuales			
a. Flujo de efectivo disponible acumulado (FED)	MMdólares	105.3	66.6
*b. Gastos elegibles	MMdólares	44.8	26.5
c. Tarifa por producción	MMdólares	4.9	2.4
d. Remuneración ²	MMdólares	49.7	28.9
e. Ingresos brutos estimados	MMdólares	282.0	206.0
f. Impuestos estimados	MMdólares	105.3	65.6
g. Flujo neto PEMEX (e-f-d)	MMdólares	127.0	111.5
Flujo neto PEMEX acumulado	MMdólares	55.7	37.7

COMENTARIOS

Observaciones a la desviación de la producción real del ACS a partir del mes de febrero-2012:

- Variaciones de producción por comportamiento de pozos.
- El Contratista no cuenta con unidades de aceite caliente para efectuar tratamientos químicos a los pozos.
- Cuotas reales de producción menores a lo programado en las perforaciones; así como bajo porcentaje de éxito en las terminaciones.

Observaciones a la desviación del ejercicio presupuestal 2012 contrato con Petrofac:

- Retraso del Contratista en la entrega de los gastos elegibles mensuales a PEP.
- Falta de soporte documental por parte de la compañía en la presentación de los gastos elegibles.
- Razonabilidad de costos presentados por el contratista para el pago de servicios del personal.
- El Contratista no proporciona alcance de los sus contratos, dificultando la aprobación de gastos elegibles.

Notas: 1. Programa alineado al Programa Mínimo Inicial, Programa de Trabajo y Plan de Desarrollo

2. Incluye solamente lo considerado en el inciso a, del numeral 3, del Anexo 3

Pemex Exploración y Producción

Contrato Integral de Exploración y Producción: AREA CONTRACTUAL SANTUARIO

Contratista: PETROFAC S.A. DE C.V.

Informe anual de desempeño al 31 de diciembre de 2012

Concepto	Unidad	2012	
		Programa ¹	Observado
ACTIVIDAD FÍSICA			
Adquisición sísmica 3D	Km2	S/P	
Pozos terminados	Número	10	8
Reparaciones mayores a pozos	Número	20	16
Ductos contruidos	Km	5	0
Plantas construidas	Número	S/P	
Plataformas construidas	Número	S/P	
HIDROCARBUROS			
Reservas			
1P	MMBPCE	31.8	31.8
2P	MMBPCE	31.8	31.8
3P	MMBPCE	31.8	31.8
Hidrocarburos netos			
Base			
Aceite	MBPD	5.5	5.5
Gas	MMPCD	4.1	4.1
Incremental			
Aceite	MBPD	1.2	0.2
Gas	MMPCD	0.8	0.0
ECONÓMICA			
Variables contractuales			
a. Flujo de efectivo disponible acumulado (FED)	MMdólares	75.8	50.6
b. Gastos elegibles	MMdólares	55.0	16.7
c. Tarifa por producción	MMdólares	6.6	2.3
d. Remuneración ²	MMdólares	49.2	15.7
e. Ingresos brutos estimados	MMdólares	233.8	135.8
f. Impuestos estimados	MMdólares	49.3	42.0
g. Flujo neto PEMEX (e-f-d)	MMdólares	135.4	78.1
Flujo neto PEMEX acumulado	MMdólares	146.2	101.9

COMENTARIOS

Observaciones a la desviación de la producción real del ACS a partir del mes de febrero-2012:

- Variaciones de producción por comportamiento de pozos.
- El Contratista no cuenta con unidades de aceite caliente para efectuar tratamientos químicos a los pozos.
- Cuotas reales de producción menores a lo programado en las perforaciones; así como bajo porcentaje de éxito en las RMA.

Observaciones a la desviación del ejercicio presupuestal 2012 contrato con Petrofac:

- Retraso del Contratista en la entrega de los gastos elegibles mensuales a PEP.
- Falta de soporte documental por parte de la compañía en la presentación de los gastos elegibles.
- Razonabilidad de costos presentados por el contratista para el pago de servicios del personal.
- El Contratista no proporciona alcance de los sus contratos, dificultando la aprobación de gastos elegibles.

Notas: 1. Programa alineado al Programa Mínimo Inicial, Programa de Trabajo y Plan de Desarrollo

2. Incluye solamente lo considerado en el inciso a, del numeral 3, del Anexo 3

Pemex Exploración y Producción

Contrato Integral de Exploración y Producción: AREA CONTRACTUAL CARRIZO

Contratista: SCHLUMBERGER PRODUCTION MEXICO S.A. DE C.V.

Informe anual de desempeño al 31 de diciembre de 2012

Concepto	Unidad	2012	
		Programa ¹	Observado
ACTIVIDAD FÍSICA			
Adquisición sísmica 3D	Km2	0	0
Pozos terminados	Número	0	0
Reparaciones mayores a pozos	Número	2	0
Ductos contruidos	Km	0	0
Plantas construidas	Número	0	0
Plataformas construidas	Número	0	0
HIDROCARBUROS			
Reservas			
1P	MMBPCE	0.0	0.0
2P	MMBPCE	5.8	5.8
3P	MMBPCE	52.1	52.1
Hidrocarburos netos			
Base		0.0	0.0
Aceite	MBPD	0.0	0.0
Gas	MMPCD	0.0	0.0
Incremental		0.0	0.0
Aceite	MBPD	0.02	0.00
Gas	MMPCD	0.00	0.00
ECONÓMICA			
Variables contractuales			
a. Flujo de efectivo disponible acumulado (FED)	MMdólares	0.1	-
b. Gastos elegibles	MMdólares	22.2	-
c. Tarifa por producción	MMdólares	0.1	-
d. Remuneración ²	MMdólares	0.1	-
e. Ingresos brutos estimados	MMdólares	0.5	0.0
f. Impuestos estimados	MMdólares	0.3	0.0
g. Flujo neto PEMEX (e-f-d)	MMdólares	0.0	0.0
Flujo neto PEMEX acumulado	MMdólares	0.0	0.0

COMENTARIOS

Observaciones a la desviación de la producción real del ACS a partir del mes de febrero-2012:

- Notas: 1. Programa alineado al Programa Mínimo Inicial, Programa de Trabajo y Plan de Desarrollo
2. Incluye solamente lo considerado en el inciso a, del numeral 1, del Anexo 3

Por otra parte, es importante hacer mención que las áreas licitadas en campos maduros de la Región Norte, Altamira, Pánuco, Tierra Blanca, San Andrés y Arenque culminaron el periodo de transición el 1 de octubre de 2012, sin embargo, el inicio del periodo inicial fue el 1 de enero de 2013, motivo por el que no se reportan.

ANEXO 11

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**

Febrero 2013

Contenido

1.	Resultados operativos	1
	a. Exploración	2
	b. Producción	31
	c. Mercado interno y a terminales de exportación	45
	d. Mercado internacional	54
	e. Mantenimiento	61
	f. Seguridad industrial y protección ambiental	68
2.	Inversiones	125
	a. Evolución del presupuesto anual 2012	126
	b. Ejercicio de inversión	127
	c. Ejercicio de operación	131
	d. Principales proyectos de inversión	134

1. Resultados operativos

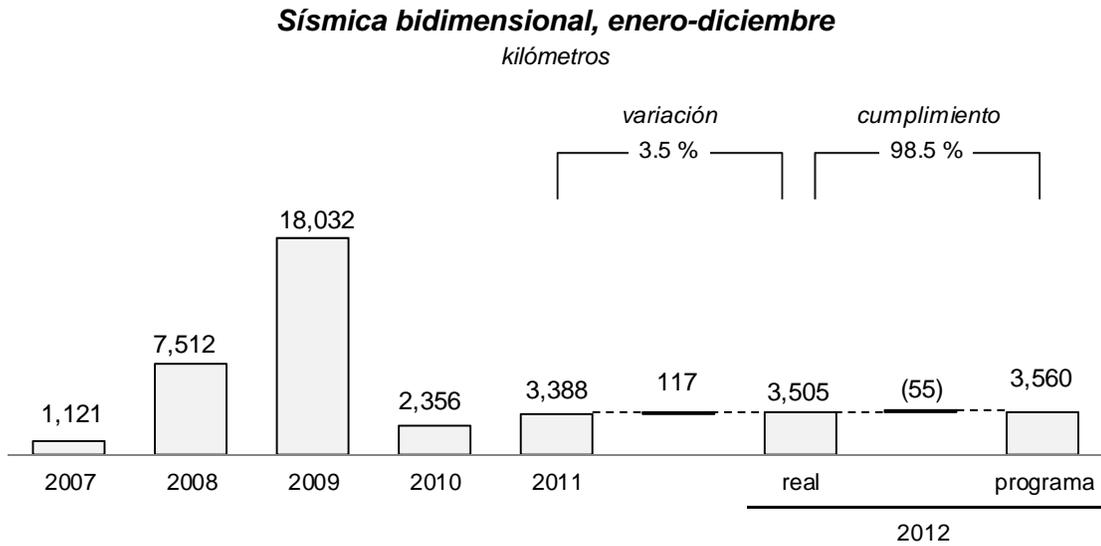
a. Exploración

La cadena de valor de exploración comprende como actividades principales la adquisición de sísmica 2D y 3D, así como la perforación y terminación de pozos exploratorios, realizándose las dos primeras actividades exclusivamente en las etapas de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, y abarcando la perforación y terminación de pozos adicionalmente al proceso de delimitación de yacimientos.

Durante el periodo enero-diciembre de 2012 la exploración se desarrolló en las cuencas del Golfo de México Profundo, Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

i. Adquisición de sísmica 2D

La sismología 2D tuvo un avance de 3 mil 505 kilómetros, correspondiendo a la actividad de evaluación del potencial, incorporación de reservas y desarrollo de campos. Este resultado significa una variación de 3.5 por ciento respecto al mismo periodo del año anterior y un cumplimiento de 98.5 por ciento respecto al programa, en el cual se tenía considerado adquirir 3 mil 560 kilómetros.



La variación respecto al programa obedece a que en la Cuenca del Sureste Terrestre se programó el estudio Zapatero-Pénjamo 2D con 635 kilómetros para evaluar el potencial petrolero de la margen suroeste de la Plataforma de Yucatán, realizándose 169 kilómetros, debido al desfase en el inicio por gestión en los trámites del convenio de contratación de la compañía, así como ajustes en la logística derivado de la obtención de permisos de paso.

En la Cuenca de Burgos, el estudio Regional Sabinas II realizó 765 kilómetros de 1 mil 434 programados, con una variación de 669 kilómetros, mientras que en el estudio Espiga 2D se difirió la adquisición de 356 kilómetros programados. En ambos casos se direccionaron las brigadas sísmicas al estudio Perla 2D para apoyar localizaciones exploratorias con objetivo en yacimientos no convencionales (Shale) en el área Piedras Negras Cuenca de Sabinas, donde se tienen cuatro pozos productores en lutitas gasíferas (Shale), Emergente-1, Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1.

En consecuencia, el estudio Perla 2D en la Cuenca de Burgos registró un avance de 1 mil 749 kilómetros de 710 programados, lo que significó un incremento de 1 mil 39 kilómetros.

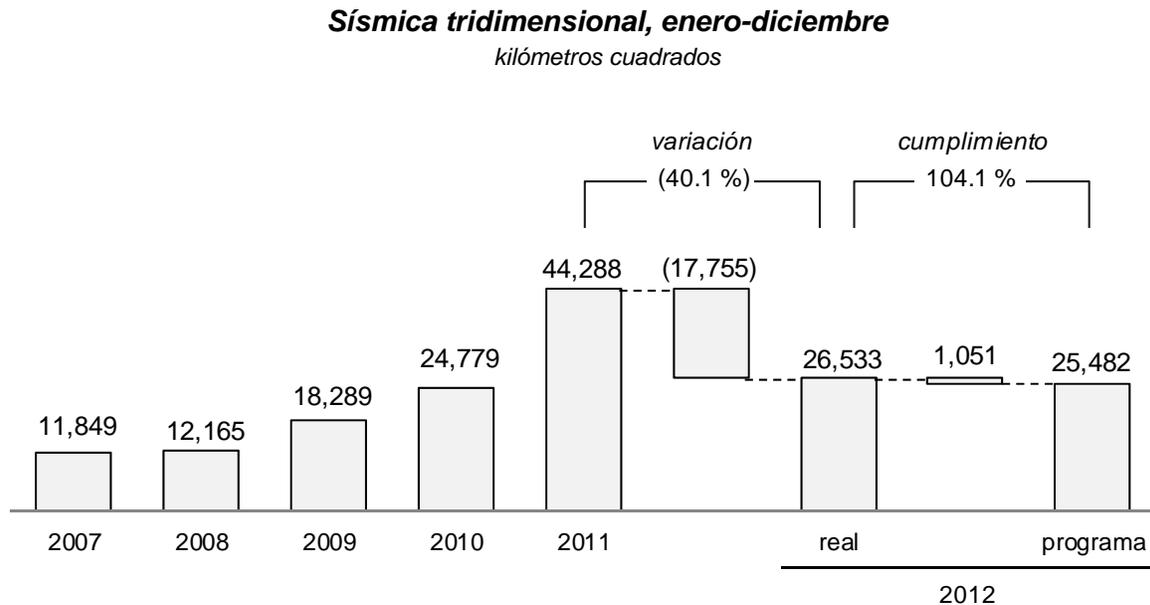
En la cuenca Tampico-Misantla para desarrollo de campos se programó la adquisición de 400 kilómetros con el estudio Altamira 2D y se realizaron 797 kilómetros, la desviación positiva está asociada a la necesidad de cobertura sísmica adicional con la finalidad de definir y mapear el sistema de fracturamiento de las rocas productoras de las formaciones San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior.

En la cuenca de Veracruz el estudio Perdiz 2D3C multicomponente, cumplió al 100 por ciento con su programa de adquisición de 25 kilómetros.

ii. Adquisición de sísmica 3D

La adquisición de sísmología 3D tuvo un avance de 26 mil 533 kilómetros cuadrados, correspondiendo 17 mil 28 kilómetros cuadrados a la actividad de evaluación del potencial petrolero, 5 mil 983 a incorporación de reservas y 3 mil 522 a desarrollo de campos.

Este resultado representa una variación de 40.1 por ciento respecto a lo realizado el año anterior, así como un cumplimiento de 104.1 por ciento respecto a los 25 mil 482 kilómetros cuadrados programados.



A continuación se detallan las causas de la variación respecto al programa, diferenciando entre las actividades de evaluación del potencial, incorporación de reservas y desarrollo de campos:

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Evaluación del potencial					
Golfo de México Profundo	Centauro 3D	0	746	746	Remanente del programa de 2011, finalizó en enero 2012.
	Tzumat 3D	2,402	2416	14	Remante del programa 2011, finalizó en marzo.
	Sayab 3D	16,356	13,866	(2,490)	Inició desfasado, derivado de la documentación adicional solicitada por la SENER-CNH para el Permiso de Estudio Superficial, por lo que se adelantó el levantamiento sísmico Takin 3D.
	Subtotal	18,758	17,028	(1,730)	
Incorporación de reservas					
Veracruz	Loma Bonita-Ixcatlan	186	956	770	Se programó un kilometraje menor ajustado al presupuesto; en los siguientes programas operativos se autorizaron recursos adicionales para continuar con la adquisición sísmica. Finalizó en Diciembre 2012.

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Veracruz	Mata Verde	194	798	604	Se programó un kilometraje menor ajustado al presupuesto; en los siguientes programas operativos se autorizaron recursos adicionales para continuar con la adquisición sísmica. Concluyó en junio.
Sureste Terrestre	Remero Cocal 3D	680	327	(353)	Concluido anticipadamente debido a la problemática social del área.
Sureste Terrestre	Tojual 3D transicional	105	0	(105)	Reprogramado a 2013 por ampliación del estudio sísmico Tsimin-Tojual 3D TZ en el área marina.
Sureste Marino	Tsimin-Tojual 3DTZ	983	1,114	131	Este estudio continua en 2013.
Sureste Marino	Yaxiltun Ote. 3D	2,200	781	(1,419)	Redujo su programa para dar cumplimiento a los requerimientos de desarrollo de campos, adquiriéndose una sísmica de Alta densidad y resolución, concluyó en junio.

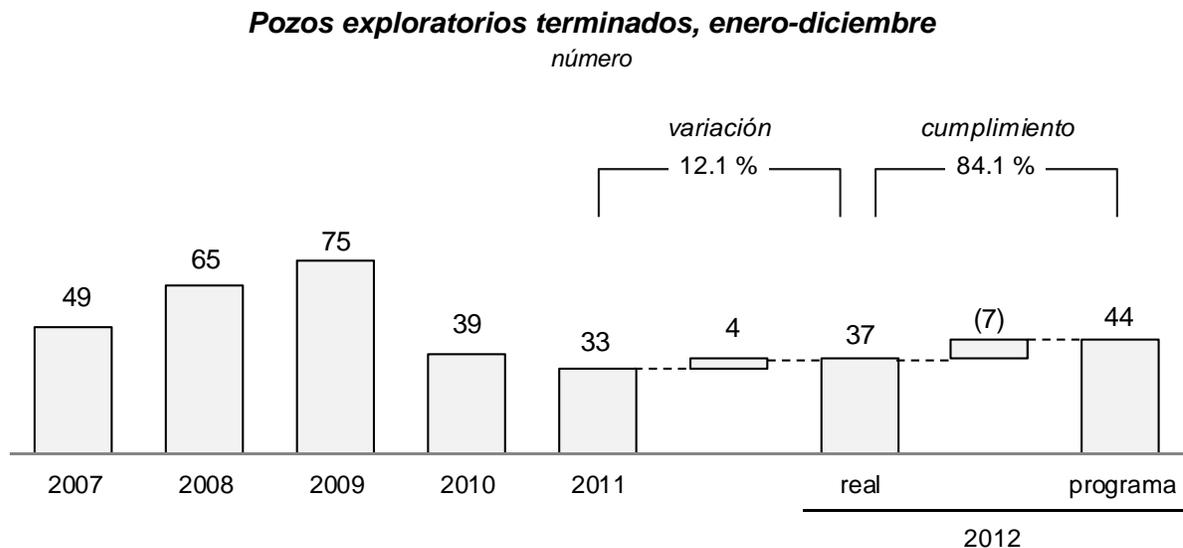
Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Sureste Marino	Takin 3D	0	774	774	Se adelanta del programa 2014 por su cercanía a los campos como Cantarell, Abkatun y la posibilidad de prospectar un bloque autóctono por debajo del campo Takin y localizaciones cercanas a infraestructura. Concluyó en mayo.
Burgos	San Luis 3D	1,176	1,233	57	Este estudio continúa en 2013.
	Subtotal	5,524	5,983	459	
Desarrollo de Campos					
Tampico-Misantla	Miquetla-Miahuapan	690	800	110	El incremento en el kilometraje se debió a buenas condiciones climatológicas y buen manejo social por la brigada de campo.
Tampico-Misantla	Tres Hermanos 3D Norte	180	498	318	El Activo destino recurso adicional para incrementar kilometraje. Continúa en 2013.
Veracruz	Perdiz 3D3C	200	0	(200)	No se realizó por insuficiencia presupuestal.
Veracruz	Angostura 3D	130	0	(130)	No se realizó por insuficiencia presupuestal.

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Sureste Terrestre	Tacotalpa 3D Sur	0	204	204	Incluido para apoyar el desarrollo del campo Carmito, concluyó en marzo.
Sureste Terrestre	Samaria-Iride 3D HD	0	49	49	Incluido para apoyar a los campos Samaria e Iride con sísmica de alta resolución y alta densidad en búsqueda de extensiones de estos yacimientos.
Sureste Marino	Ayatsil Tekel 3D	0	1,971	1,971	Incluido para apoyar el desarrollo del campo Ayatsil-Tekel, concluyó en junio.
	Subtotal	1,200	3,522	2,322	
	Total	25,482	26,533	1,051	

iii. Terminación de pozos exploratorios

En el periodo enero-diciembre de 2012 se terminaron 37 pozos exploratorios, de los cuales 1 resultó productor de aceite, 7 productores de aceite y gas, 2 productores de gas húmedo, 8 productores de gas y condensado, 3 productores de gas seco, 3 productores no comercial de aceite y gas, 1 productor no comercial de gas y condensado, 1 productor no comercial de gas seco, 3 improductivos secos y 8 improductivos invadidos de agua salada.

Este resultado representa una variación positiva de 12.1 por ciento de lo realizado en el mismo periodo del año anterior al terminar 4 pozos adicionales, y un cumplimiento de 84.1 por ciento respecto al programa.



De los 37 pozos exploratorios terminados, en la cuenca de Burgos se ha probado el concepto de lutitas gasíferas con seis pozos, de los cuales cuatro resultaron productores.

El detalle de los pozos terminados se presenta en el siguiente cuadro:

Pozos terminados

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros		Producción inicial			
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Productores Convencionales									
Golfo de México Profundo	Kunah-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Terciario	4,550	2,845	2,890	23.7		
					3,328	3,338	23.0		
					3,918	3,938	30.0		
					3,845	3,862	32.2	98	
				4,034	4,064	33.9	143		
Golfo de México Profundo	Kunah-1DL	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Mioceno	4,515	4,197	4,207	34	9	
					4,294	4,333	33	103	
Golfo de México Profundo	Trion-1	Zona económica exclusiva, Área Perdido	Eoceno Wilcox	6,119	4,067	4,158			
					4,250	4,322			
Golfo de México Profundo	Supremus-1	Zona económica exclusiva, Área Perdido	Oligoceno Frio 20	4,029	3,690	3,698			
Burgos	Cuervito-201A	Municipio de Gral. Bravo, Nuevo León	Eoceno Queen City	3,400	2,812	2,824	0.69		
					2,864	2,878	0.70	16	
					3,218	3,230	1.44	48	
Burgos	Forcado-1	Municipio de Gustavo Díaz Ordaz, Tamps.	Eoceno Jackson y Queen City	3,408	2,003	2,009	2.0	53	
					2,519	2,529	4.0		
					3,195	3,205	0.93		
Burgos	Mandarin-1	Municipio de Gral. Bravo, Nuevo León	Eoceno Yegua	3,200	1,765	1,775	0.77	8	
					2,201	2,207	1.02		
					2,708	2,718	2.34	19	
Burgos	Organdi-1	Municipio de Río Bravo, Tamaulipas	Oligoceno Vicksburg	4,003	3,285	3,298	1.91	26	
					3,815	3,830	1.79	144	
Sabinas	Master-1	Municipio Juárez Coahuila de Zaragoza	La Casita	2,462	1,639	2,462	21		

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Burgos	Tepozan-1	Municipio General Bravo, Nuevo Leon	Eoceno Jackson	2,406	1,255	1,265	2.2	34	
					1,305	1,315	2.1		
Burgos	Paje-1	Municipio de Gustavo Díaz Ordaz, Tamps.	Eoceno Yegua	2,004	1,645	1,648	0.7	19	120
					1,668	1,673	0.7	19	120
Veracruz	Gasífero-1	Municipio de San Juan Evangelista, Veracruz	Mioceno Inferior	2,737	2,684	2,690	0.3		821
Veracruz	Bedel-1	Municipio de Juan Rodríguez Clara, Veracruz	Mioceno Medio	2,859	2,561	2,575	0.2		415
Sureste	Jolote-101	Municipio de Cunduacán, Tabasco	Cretácico	6,074	5,190	5,250	1.68		1,042
					5,320	5,336			
Sureste	Sunuapa-401	Municipio de Pichucalco, Chiapas	Cretácico	3,680	3,340	3,390	1.71		1,396
Sureste	Navegante-1	Municipio de Nacajuca, Tabasco	Jurásico	6,911	6,584	6,911	7.22		1,770
Sureste	Teotleco-101	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Cretácico Medio	5,841	5,352	5,370	9	1,407	
					5,393	5,415			
					5,450	5,468			

Productores No Convencionales

Sabinas	Habano-1 ^a	Municipio de Hidalgo Coahuila	Cretácico	3,770	2,256	3,703	2.77	27	
Sabinas	Percutor-1 ^b	Municipio de Progreso, Coahuila	Cretácico Superior	3,436	1,945	3,390	2.2		
Sabinas	Arbolero-1 ^c	Municipio de Anáhuac Nuevo León	J. Superior Pimienta	4,007	2,948	3,878	3.18		
Burgos	Anhelido-1 ^d	Municipio de Cruillas Tamaulipas	J. Superior Pimienta	3,945	2,497	3,857	1.9		432

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Productores No Comerciales Convencionales									
Sabinas	Progreso-101	Municipio de Progreso, Coahuila de Zaragoza	La virgen y Cupido Ki	3,000	1,495	1,525	0.4		
Sureste	Calicanto-1	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Mioceno Superior	5,100	3,412	3,428			76
Sureste	Chaya-1A	Municipio de Comalcalco, Tabasco	Jurásico	6,759	6,400	6,412			88
Sureste	Tonalli-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Mioceno Medio	4,750	2,512	2,526			
Productores No Comerciales No Convencionales									
Sabinas	Montañas-1 ^e	Municipio de Guerrero, Coahuila de Zaragoza	Cretácico	3,200	1,905	3,155	0.1		19
Improductivos Convencionales									
Golfo de México Prof.	Talipau-1	Zona económica exclusiva	Terciario	5,028	3,220	3,245			
Golfo de México Prof.	Hux-1	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Cretácico y Jurásico	4,852					
Golfo de México Prof.	Caxa-1	Zona económica exclusiva	Terciario	4,469					
Sureste	Bricol-201	Municipio de Comalcalco, Tabasco	Cretácico y Jurásico	7,260	5,835	5,875			
					6,525	6,555			
					6,785	6,810			
					7,192	7,220			
Sureste	Rabasa-301	Municipio de Agua Dulce, Veracruz de Ignacio de la Llave	Terciario	4,756					
Sureste	Costero-1001	Municipio de Centla, Tabasco	Cretácico y Jurásico	6,934					
Sureste	Cardenas-901	Municipio de Cardenas, Tabasco	Cretácico y Jurásico	6,926					
Sureste	La Venta-1001	Municipio de Huimanguillo, Tabasco	Mioceno-Oligoceno	4,000					

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Sureste	Ku-301	A.T. Golfo de México Sur, Zona Federal	Jurásico	4,925	4,843	4,862			
Burgos	Hipotenusa-1	San Fernando , Tamaulipas	Oligoceno	2965	2,460 2,710 2,810	2,475 2,725 2,829			

Improductivos No Convencionales

Sabinas	Nómada-1 ^f	Municipio de Nava, Coahuila	Cretácico	2,850	1,522	2,806			
---------	-----------------------	-----------------------------	-----------	-------	-------	-------	--	--	--

^a El pozo Habano-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^b El pozo Percutor-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^c El pozo Arbolero-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 11 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^d El pozo Anhelido-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 18 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^e El pozo Montañas-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 14 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

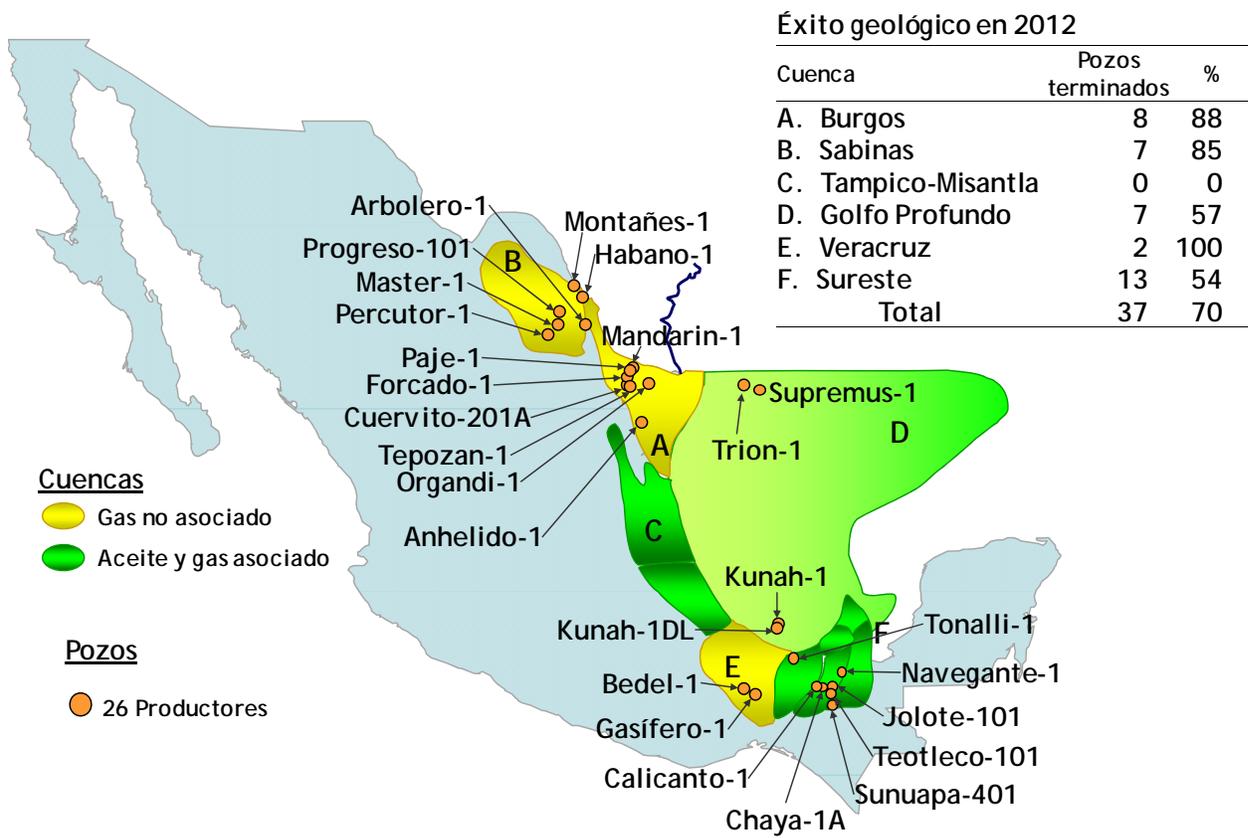
^f El pozo Nómada-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

Del total de pozos exploratorios terminados en el periodo enero-diciembre, 26 tienen clave de resultado como productores, por lo que el éxito exploratorio geológico¹ es de 70 por ciento.

En el siguiente mapa se muestra la ubicación de las cuencas petroleras con los pozos productores y la tabla resumen de los pozos terminados durante el periodo, así como el porcentaje de éxito geológico respectivo:

¹ El éxito exploratorio geológico se define como el cociente que resulta de dividir el número de pozos exploratorios terminados productores entre el total de número de pozos exploratorios terminados.

Ubicación de pozos productores por Cuenca petrolera



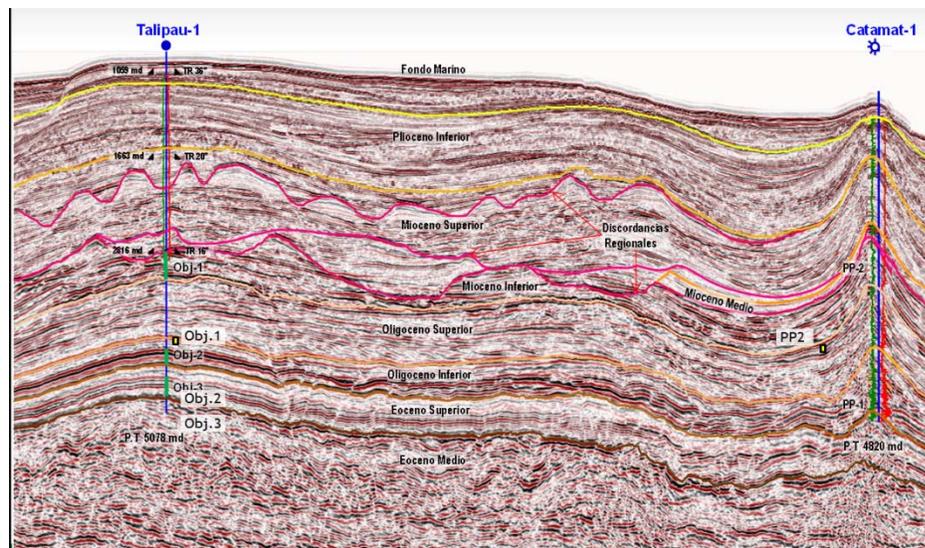
iv. Avance de proyectos en aguas profundas

En la Cuenca del Golfo de México Profundo, se desarrollan las actividades en los proyectos exploratorios Área Perdido, Golfo de México B y Golfo de México Sur.

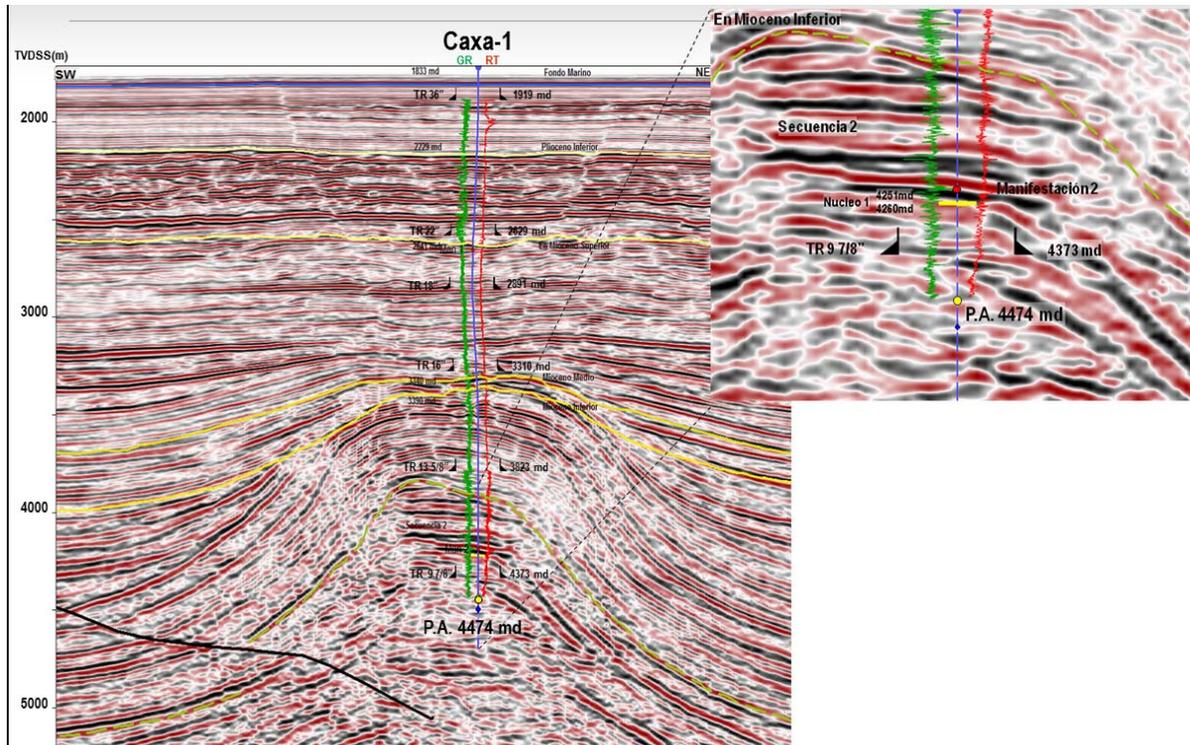
En el proyecto Golfo de México Sur se adquirió sísmica 3D por 2 mil 416 kilómetros cuadrados con el estudio Tzumat 3D cumpliendo con el programa establecido, se continúa la adquisición del estudio Sayab 3D que realizó 13 mil 866 kilómetros cuadrados. En el proyecto Área Perdido se adquirieron 746 kilómetros cuadrados del estudio Centauro 3D, remanentes del programa 2011.

En la actividad de pozos exploratorios, en el proyecto Golfo de México Sur se terminaron los pozos Talipau-1 y Caxa-1, ambos perforados con la plataforma Bicentenario.

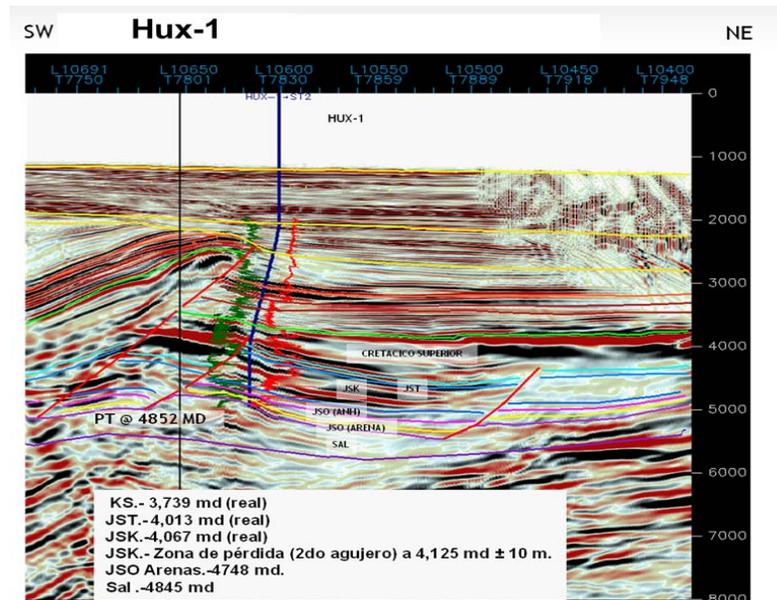
El pozo Talipau-1 evaluó el potencial económico petrolero en las rocas siliciclásticas de ambientes de aguas profundas del Mioceno Inferior, Oligoceno y Eoceno, alcanzando una profundidad de 5 mil 28 mvmr y resultando improductivo invadido de agua salada.



El pozo Caxa-1 evaluó el potencial económico petrolero (aceite superligero) en secuencias siliciclásticas del Mioceno Inferior, depositadas en forma de canales apilados, abanicos de talud y/o piso de cuenca. Este pozo alcanzó una profundidad de 4 mil 469 mvmr (4 mil 474 mdbmr) y resultó improductivo seco.



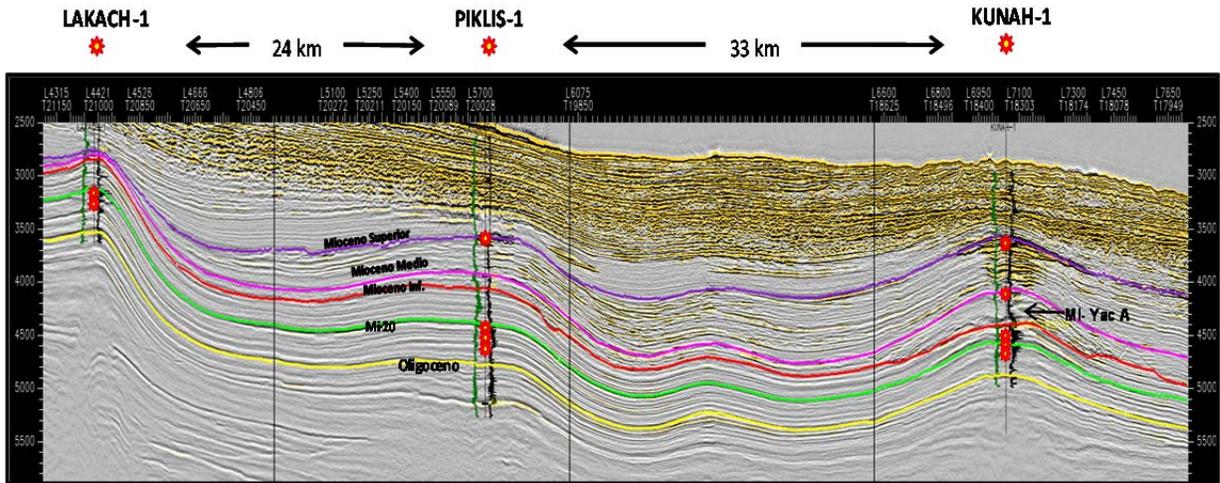
En el proyecto Golfo de México B, con la plataforma West Pegasus se terminó el pozo Hux-1, cuyo objetivo fue probar la continuidad de los plays mesozoicos hacia el norte de los campos Ku, Maloob, Zaap y Tekel, sin embargo, aunque encontró buenas condiciones de roca almacén, no se registraron evidencias de hidrocarburos por lo que resultó invadido de agua salada.



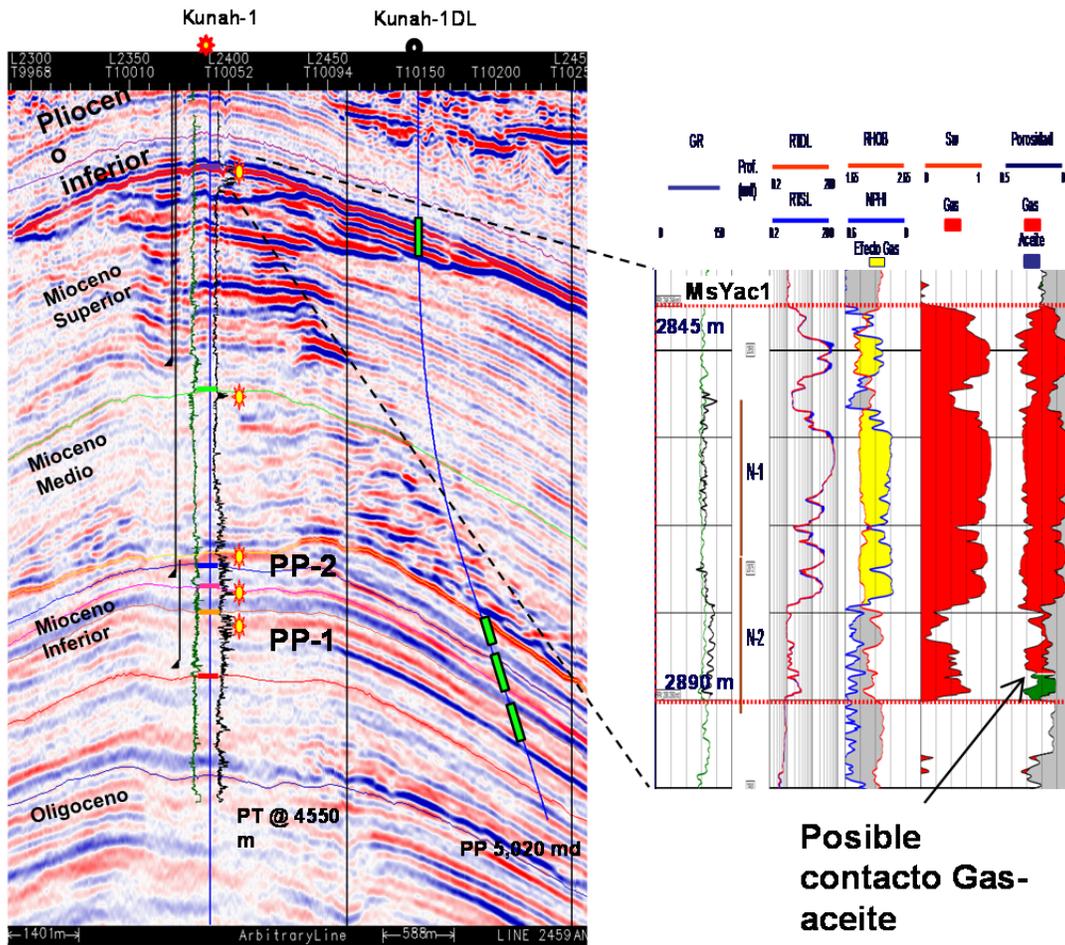
Con la Plataforma Centenario, se terminó el Pozo Kunah-1 en un tirante de agua de 2 mil 147 metros y a una profundidad de 4 mil 550 metros; descubriendo cinco yacimientos de gas húmedo: uno en el Mioceno superior, posible contacto gas-aceite, uno en el Mioceno medio y tres en el Mioceno inferior.

Las pruebas de producción convencionales alcanzaron gastos de 34 millones de pies cúbicos de gas por día y 143 barriles de líquidos, destacándose este pozo como el de mayor productividad de gas húmedo del área.

La reserva 3P certificada es de 1,793 miles de millones de pies cúbicos de gas. Estos resultados robustecen el portafolio de oportunidades identificadas al noreste del Cinturón Plegado Catemaco.

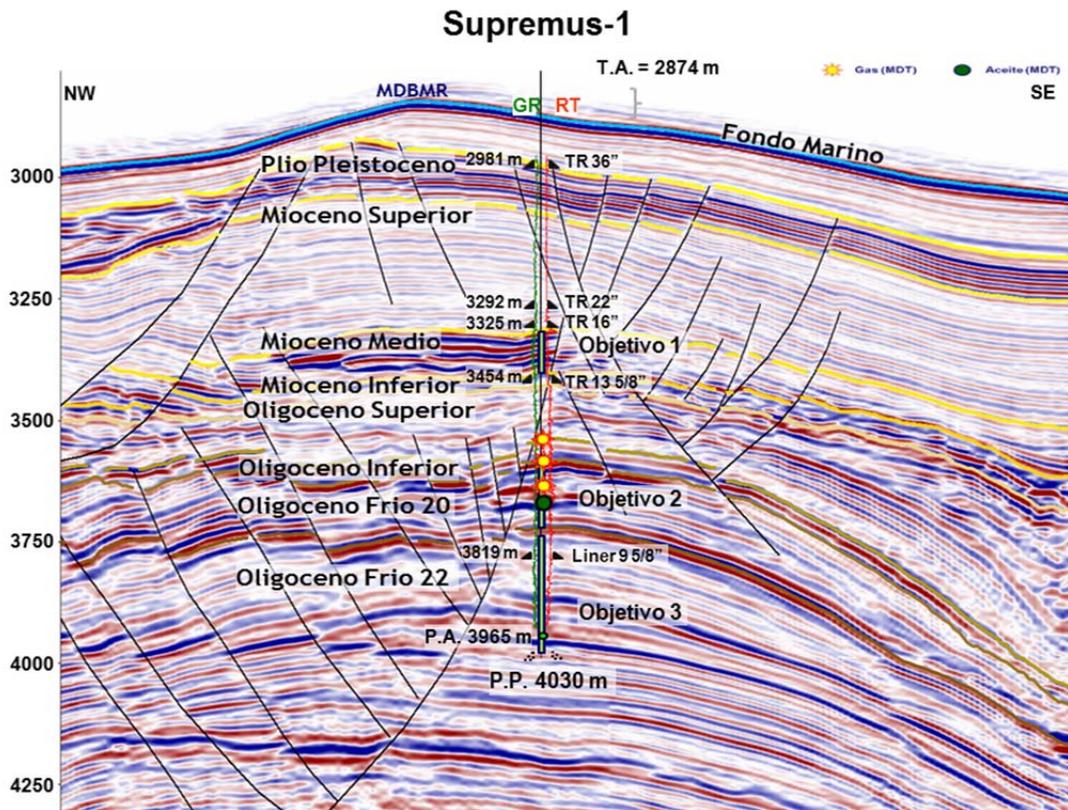


Con la plataforma Centenario se concluyó el pozo Kunah-1DL, a una profundidad total de 4 mil 515 md en rocas del Mioceno Inferior. Este pozo en base a los registros geofísicos, pruebas XPT, MDT y mini-DST's y estudios de inversión sísmica, permitió definir la extensión lateral de los yacimientos descubiertos, así como el contacto gas-agua, lo anterior permitió reclasificar 384 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas.

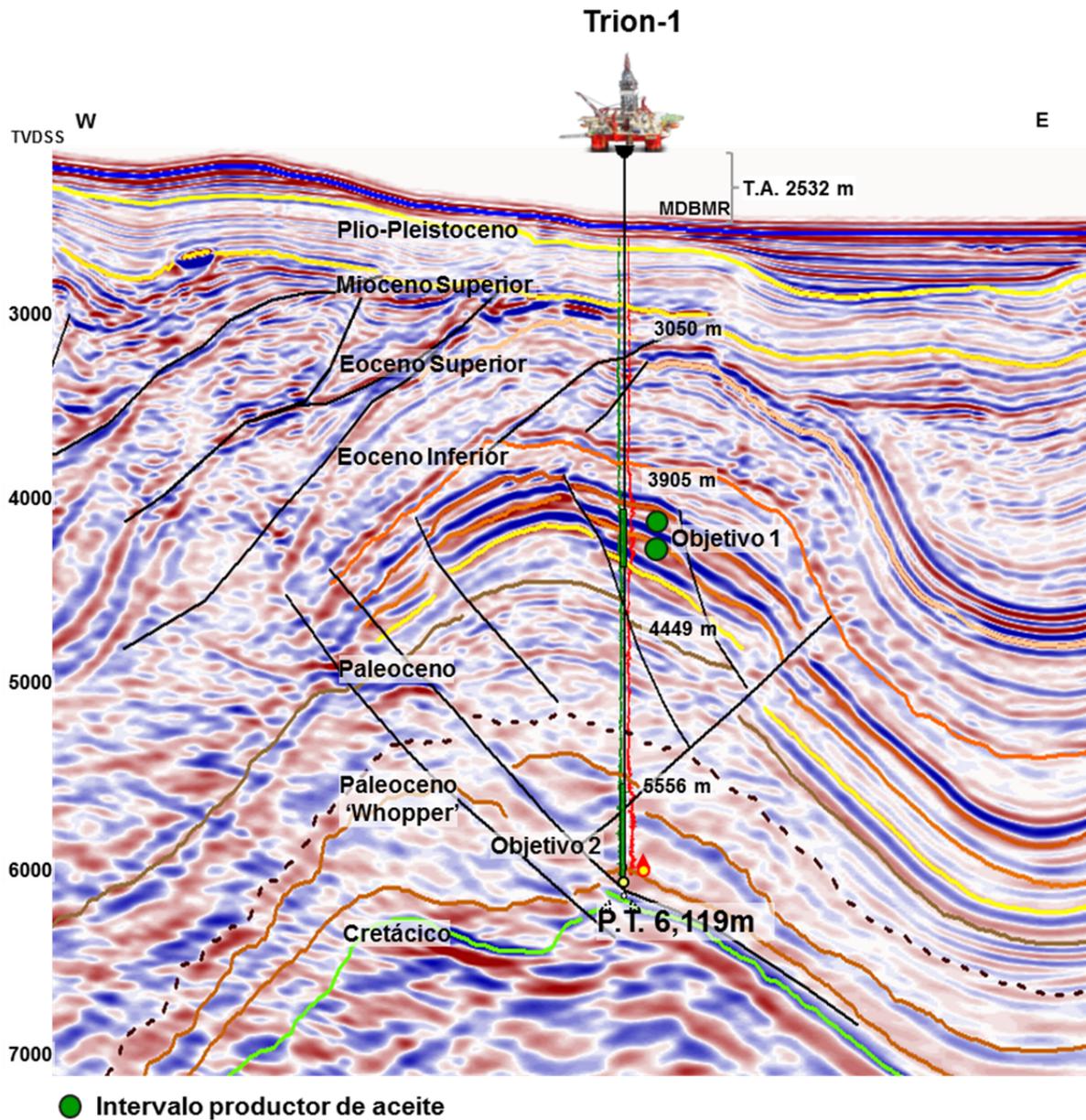


En el proyecto Área Perdido, se terminaron los pozos exploratorios Supremus-1 y Trion-1.

Con la plataforma West Pegasus se perforó el pozo Supremus-1, en un tirante de agua de 2 mil 874 metros, alcanzando una profundidad de 4 mil 30 m, resultando productor de aceite y gas en la formación Oligoceno Frio 20, encontrándose un aceite de 27° API, con una reserva estimada de 114 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en proceso de certificación.

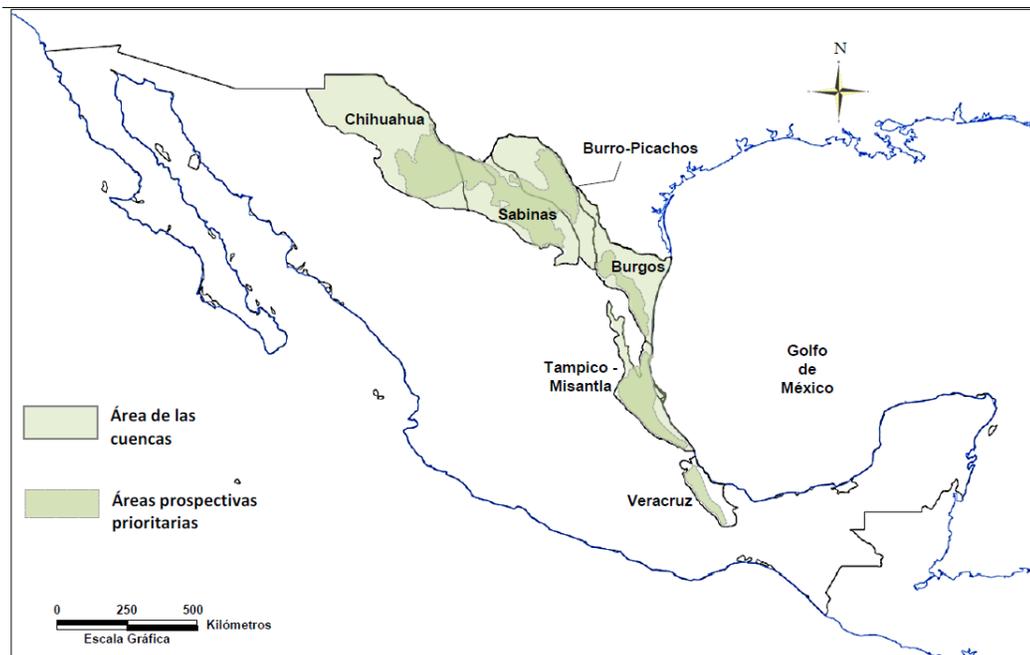


Con la plataforma Bicentenario se perforó el pozo Trion-1, en un tirante de agua de 2 mil 532 metros y a una profundidad de 6 mil 119 mbnm. Este pozo confirmó la existencia de un sistema petrolero activo en la provincia Salina del Bravo y resultó productor de aceite y gas en dos yacimientos del Eoceno Wilcox encontrándose un aceite de 25 y 29° API respectivamente. La calidad de la roca almacén y los espesores netos impregnados son superiores a los del campo Great White ubicado a más de 50 kilómetros al norte en el territorio de Estados Unidos. Se tiene una reserva estimada de 462 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en proceso de certificación.



v. Avance de proyecto aceite y gas en lutitas (Shale Gas/Oil)

El proyecto está situado geológicamente en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Se enfoca a la exploración de plays no convencionales de aceite y gas en lutitas, en horizontes de edad Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano.



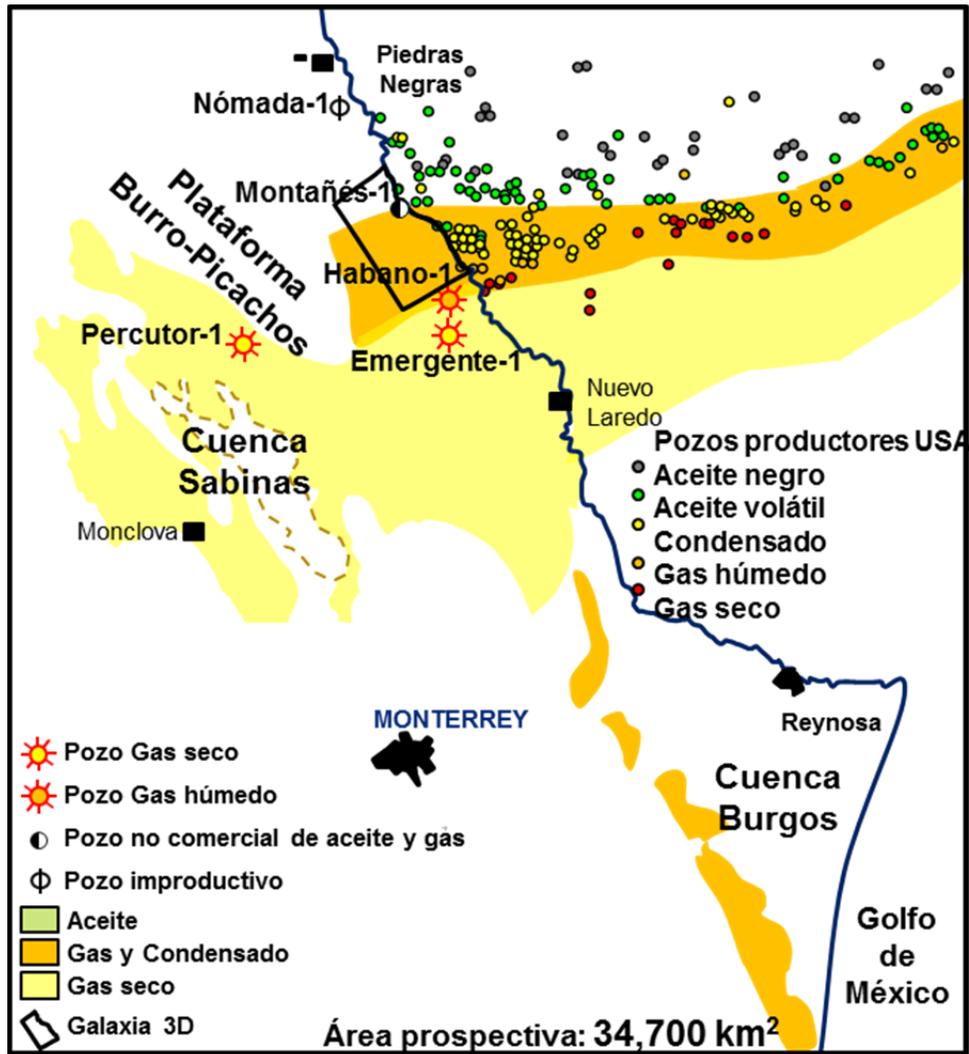
La perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas con base en los estudios geológicos-geofísicos y geoquímicos ha permitido identificar los siguientes plays:

- ✓ Plays del Cretácico Superior (Ojinaga, Eagle Ford y Agua Nueva) están distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos y Burgos en el noreste de México, y son la extensión de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados Unidos.

- ✓ Plays del Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.
- ✓ Plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta) están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville, productora en EUA.

Los recursos prospectivos identificados son del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la cuenca Tampico-Misantla y 24.8 a la cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 corresponden a aceite y 28.9 de gas.

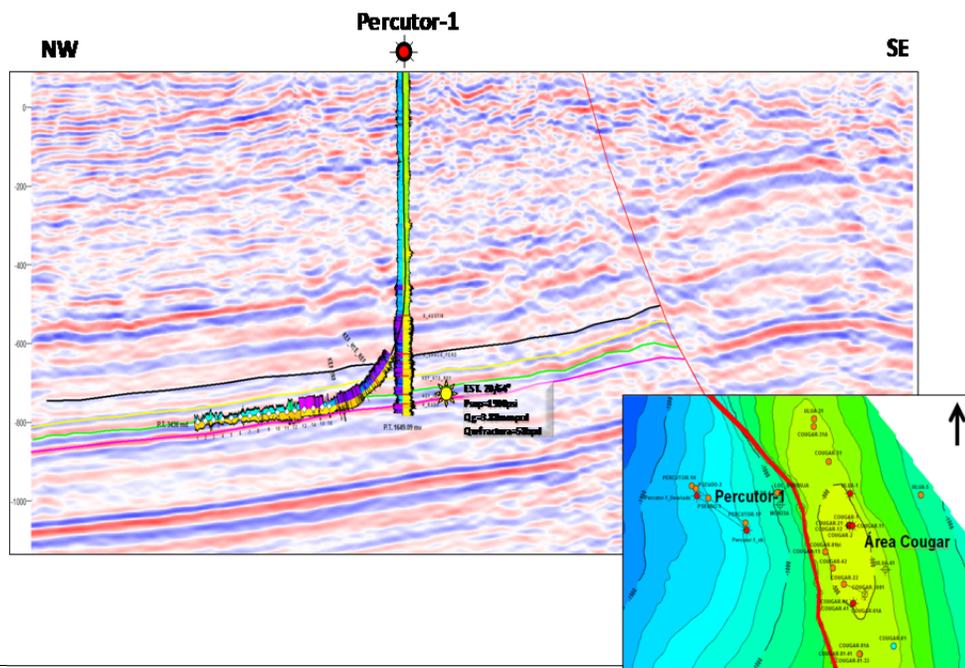
Desde el año 2010 se inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro-Picachos, con resultados exitosos, comprobando la continuidad hacia México de las ventanas de gas seco con los pozos Emergente-1 (2011), y en 2012 con los descubrimientos Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1, sobresaliendo éste último con una reserva certificada de 42 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



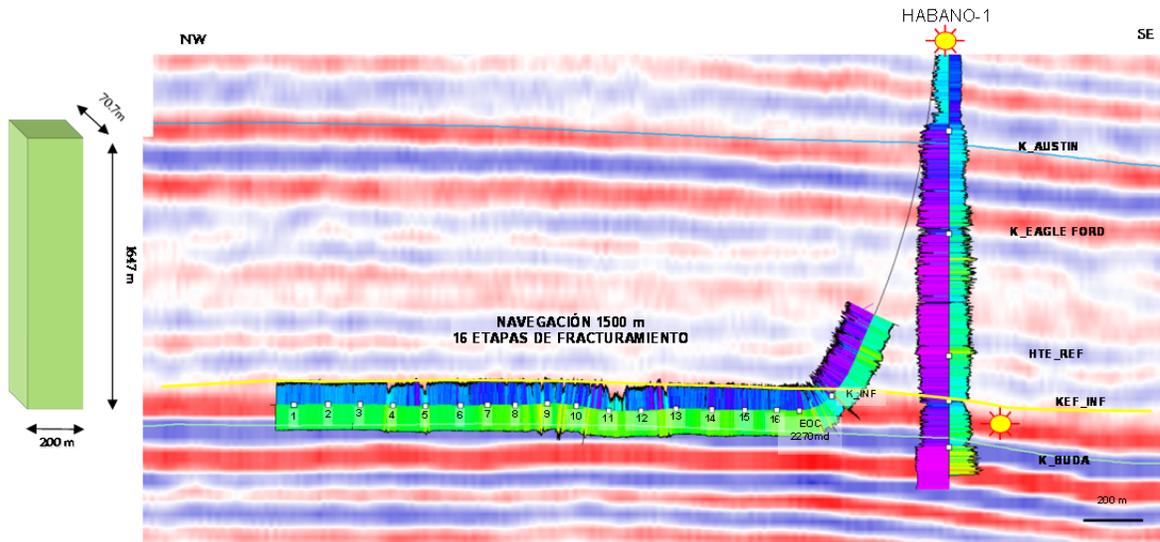
Se destaca el descubrimiento del primer yacimiento de aceite con la perforación del pozo Anhérido-1 que resultó productor de aceite y gas en la formación Jurásico Superior Pimienta, con una reserva en proceso de certificación.



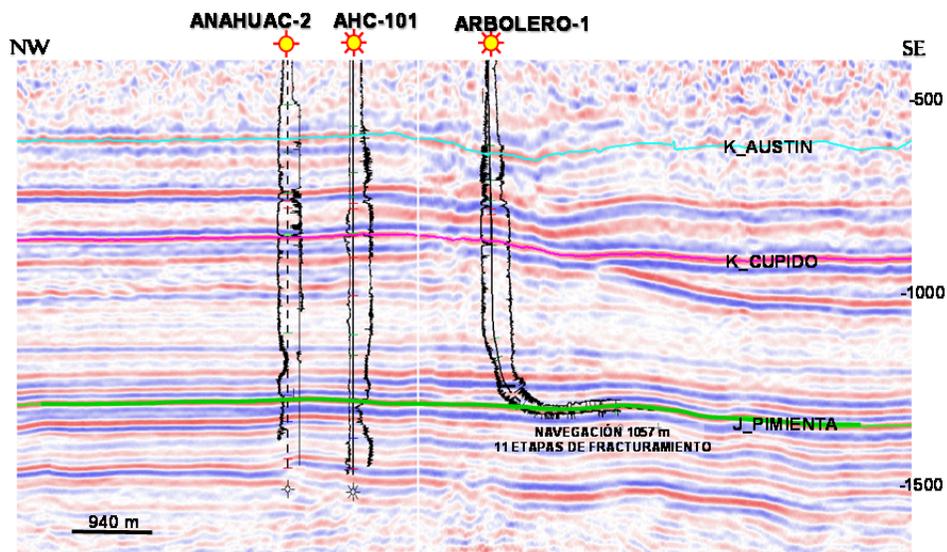
El pozo Percutor-1 concluyó el 30 de marzo de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Progreso, Coahuila, resultando productor de gas seco, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior).



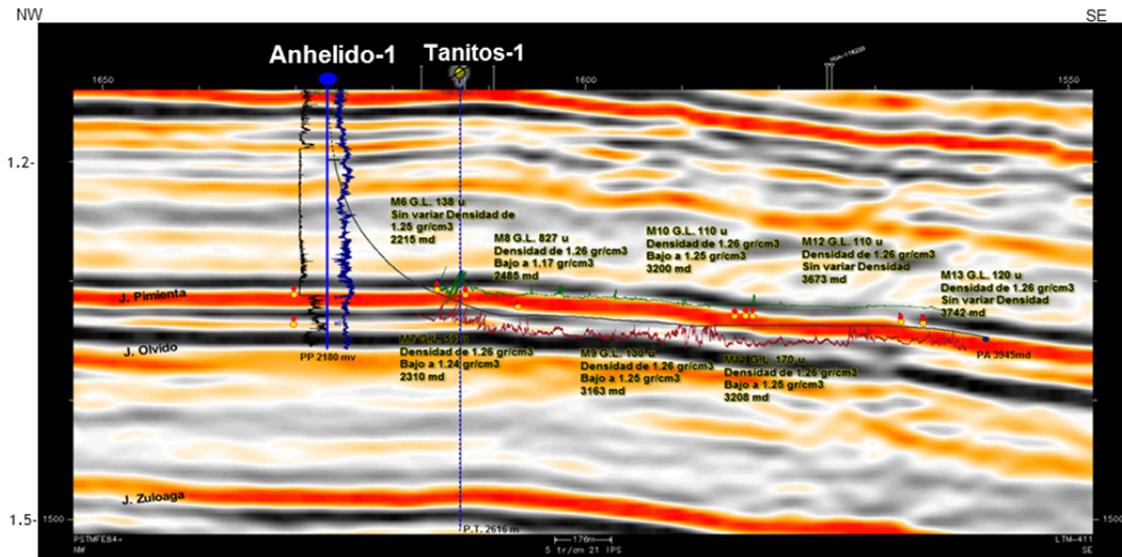
El pozo Habano-1 concluyó el 15 de abril de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Hidalgo Coahuila, resultando productor de gas y condensado, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior).



El pozo Arbolero-1 concluyó el 7 de julio de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Anáhuac, Nuevo León, resultando productor de gas seco, en el play Jurásico Superior Pimienta.



El pozo Anhelido-1 concluyó el 27 de diciembre de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Camargo en Municipio de Cruillas, Tamaulipas, resultando productor de aceite y gas, en el play Jurásico Superior Pimienta.



vi. Áreas de oportunidad

Para mantener la restitución de reservas en 100 por ciento, Pemex ha establecido varias líneas de acción, donde será de vital importancia atender las siguientes áreas de oportunidad:

- 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
- Continuar con la gestión para la contratación de plataformas en aguas someras
- Garantizar el enfoque en la conversión de recursos prospectivos en reservas certificadas
- Obtener la tecnología especializada e inversión adicional que demanda la prospección de yacimientos no convencionales de aceite o gas en lutitas (*shale oil / gas*)
- Fortalecer y mantener la actualización de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias, tomando como fuente los recursos prospectivos en base a los estudios post-perforación y de plays
- Acelerar el procesamiento e interpretación de los diferentes cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de identificar de manera temprana oportunidades exploratorias de volúmenes importantes de recursos prospectivos

e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca

- Continuar con el desarrollo del talento técnico, la aplicación selectiva de tecnología y el acceso y ejecución eficiente de los servicios, tanto de adquisición y procesado sísmico, como de perforación y terminación de pozos

b. Producción

i. Desarrollo de campos

En el periodo enero - diciembre de 2012 se terminaron 1,201 pozos de desarrollo, obteniéndose una producción incremental promedio de 167 mil barriles diarios de crudo y 329 millones de pies cúbicos de gas por día.

Del total de pozos terminados 1 mil 154 fueron terrestres y 47 marinos, resultando 970 productores de crudo, 158 productores de gas y condensado, 31 productores de gas seco y 42 improductivos, con lo cual se tiene un éxito de 97 por ciento.

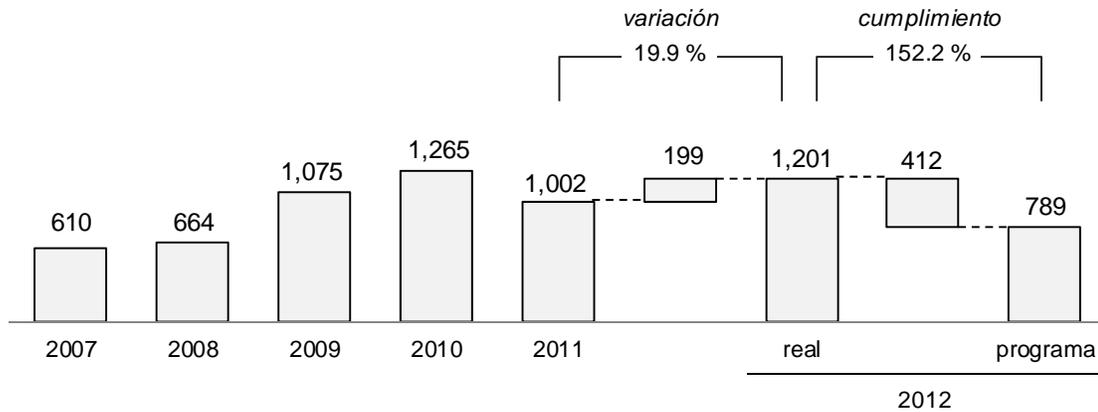
Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre 2012
número

Región	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	789	1,201	412	152
Norte	545	926	381	170
Sur	183	232	49	127
Marina Noreste	41	27	(14)	66
Marina Suroeste	20	16	(4)	80

El cumplimiento en pozos terminados respecto al programa fue de 152.2 por ciento, es decir, 412 pozos más. Con respecto al año anterior se terminaron 199 pozos adicionales, debido a una mayor actividad de perforación en los Activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre

Número



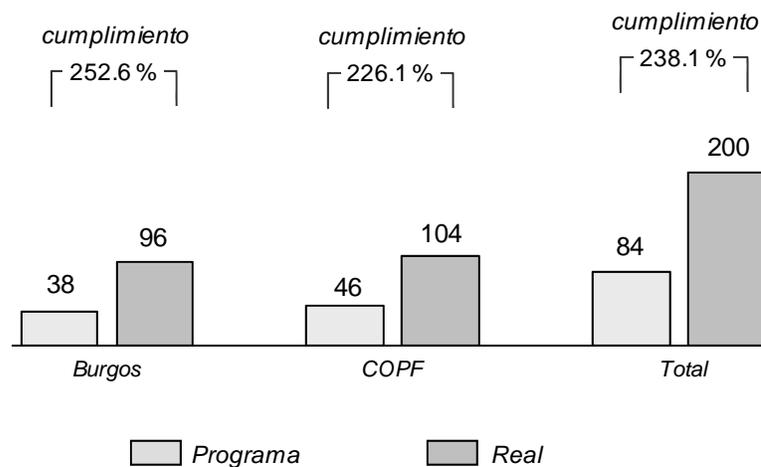
La diferencia favorable respecto al programa obedece principalmente a:

- En la Región Norte se terminaron 381 pozos más a lo programado, debido a una mayor actividad de perforación en los Activos Burgos, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira
- En la Región Sur se terminaron 49 pozos más debido a una mayor actividad en los trabajos de perforación en el Activo Cinco Presidentes en los campos Ogarrío, Otates y San Ramón, y en el Activo Samaria-Luna por el desarrollo del área Terciario en el campo Samaria
- En la Región Marina Noreste se terminaron 14 pozos menos respecto al programa, todos ellos pertenecientes al Activo Cantarell debido al atraso en la llegada de los equipos de perforación

- La Región Marina Suroeste resultó con cuatro pozos menos respecto a lo programado debido a retrasos en los trabajos de perforación, uno en el Activo Litoral de Tabasco y tres en el Activo Abkatun - Pol Chuc

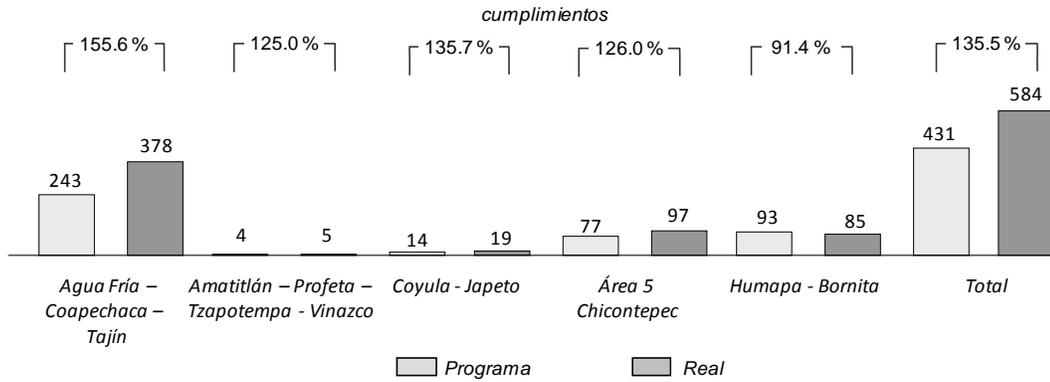
En el Activo Integral Burgos se terminaron 200 pozos de 84 programados, con un cumplimiento de 238 por ciento.

Pozos de desarrollo terminados en el Activo Integral Burgos
número



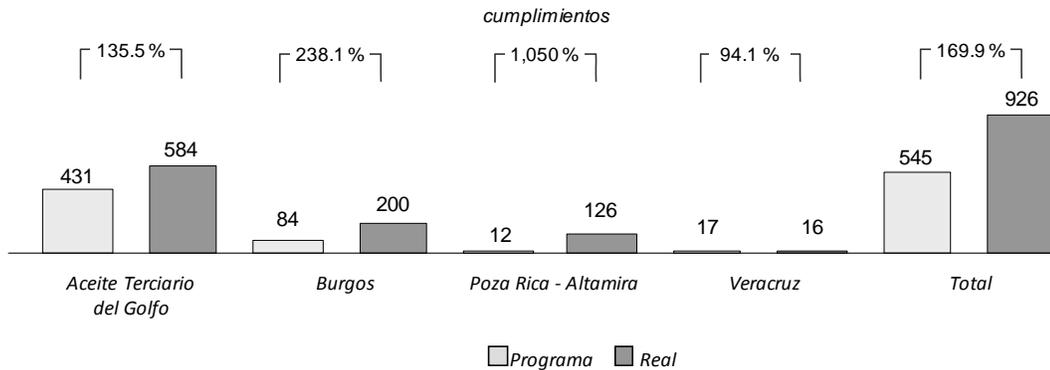
Por lo que respecta al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se terminaron 584 de 431 pozos programados, con lo cual se tiene un cumplimiento de 135 por ciento.

Pozos de desarrollo terminados en el Activo Aceite Terciario del Golfo
número



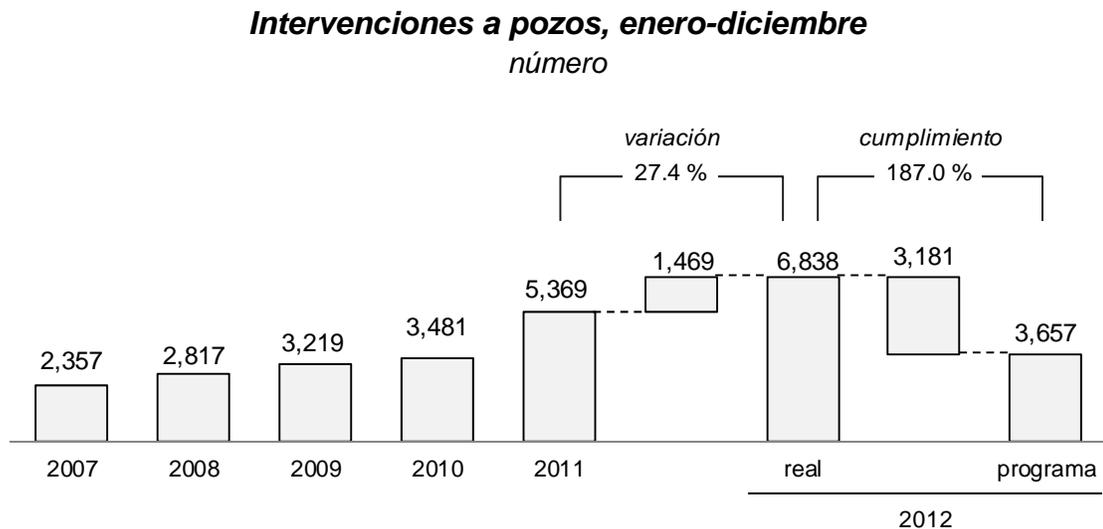
En conjunto, en la Región Norte se terminaron 926 pozos, cifra que representa un cumplimiento de 170 por ciento respecto al programa.

Pozos de desarrollo terminados en la Región Norte
número



ii. Intervenciones a pozos

Durante el periodo enero-diciembre de 2012 se realizaron 6 mil 838 intervenciones a pozos, 3 mil 181 más con respecto al POT I, para un cumplimiento de 187 por ciento. De estas intervenciones se obtuvo una producción incremental promedio de 184 mil barriles diarios de crudo y 510 millones de pies cúbicos de gas por día.



La razón de haber realizado un mayor número de intervenciones fue contribuir a mantener la producción base.

La Región Norte realizó 4 mil 995 intervenciones en el periodo, lo cual representa el 73 por ciento del total, siendo los Activos Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Burgos los que más actividad reportaron.

Con respecto al mismo periodo de evaluación del año pasado, se realizaron 1 mil 469 intervenciones más.

Intervenciones a pozos, 2012

número

Tipo	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	3,657	6,838	3,181	187
Mayores	979	1,316	337	134
Menores	2,242	4,659	2,417	208
Estimulaciones	436	863	427	198

Atendiendo a la recomendación de los Comisarios Públicos, a continuación se presenta la comparación de resultados respecto al programa operativo anual (POA).

**Comparativo de actividad física entre programa y realizado
enero-diciembre 2012**

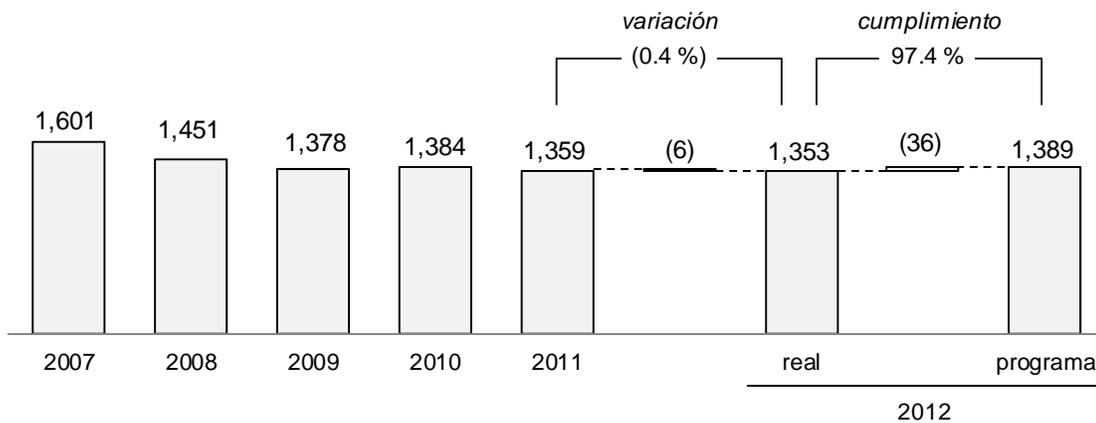
Actividad	POA	real	diferencia	por ciento
Pozos que iniciaron perforación	723	1,262	539	175
Pozos que concluyeron perforación	764	1,254	490	164
Pozos termiandos	772	1,201	429	156
Intervenciones a pozos	3,362	6,838	3,476	203

iii. Producción de crudo y gas

- **Hidrocarburos totales**

La producción total de hidrocarburos en el periodo enero-diciembre de 2012, fue de 1 mil 353 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 0.4 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, se observa un cambio en la tendencia de disminución de la producción total, la cual se contrajo a una tasa del 7.2 por ciento de los años 2007 a 2009 pero sólo de 0.7 por ciento de 2009 a 2012. Este cambio de tendencia se debe a que la declinación de la producción de crudo en Cantarell ha disminuido y compensado parcialmente con el incremento en los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Delta del Grijalva, Yaxché, Ixtal-Manik, Ogarrio-Magallanes y Aceite Terciario del Golfo.

La producción de crudo alcanzó 2 millones 548 mil barriles diarios y la de gas 6 mil 385 millones de pies cúbicos diarios. Este volumen provino de un total de 9 mil 439 pozos en operación, de los cuales 6 mil 70 pozos son productores de aceite y gas asociado, en tanto que 3 mil 369 corresponden a gas no asociado.

Pozos productores en operación, 2012

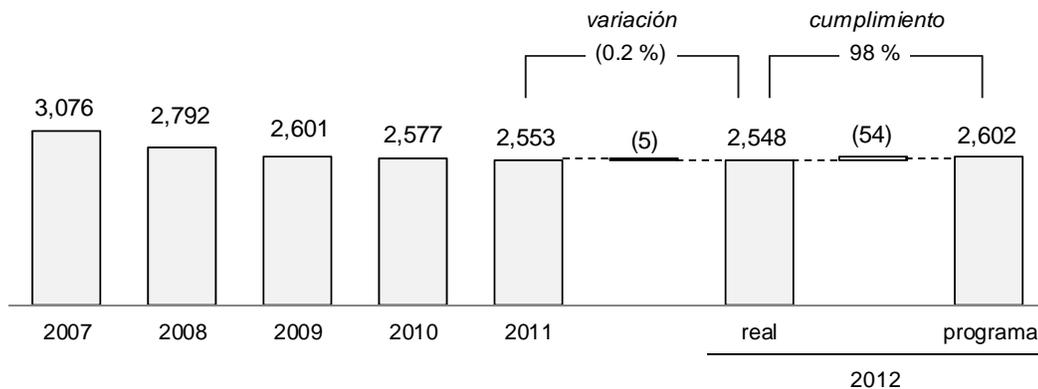
<i>número</i>			
Región	Crudo y gas asociado	Gas no asociado	Total
<i>Total</i>	6,070	3,369	9,439
Norte	4,383	3,289	7,672
Sur	1,149	80	1,229
Marina Noreste	390		390
Marina Suroeste	148		148

• **Crudo**

La producción total de crudo alcanzó en el periodo enero-diciembre de 2012 un promedio de 2 millones 548 mil barriles diarios, 5 mil barriles menos que los obtenidos durante 2011, y 54 mil barriles por debajo de la meta establecida, con lo que se logró un cumplimiento del programa de 98 por ciento.

Producción de crudo, enero-diciembre

miles de barriles por día



Durante el periodo enero-diciembre de 2012, la Región Marina Suroeste alcanzó un cumplimiento de 101 por ciento, al superar por 5 mil barriles diarios su programa establecido. Lo anterior debido principalmente a la terminación de pozos y mayor producción base a la esperada en el proyecto Yaxché.

En la Región Norte, la producción del Activo Poza Rica-Altamira resultó 8 mil barriles diarios por arriba de su programa, lo anterior se explica por los resultados obtenidos en las terminaciones y reparaciones mayores de pozos en este Activo, lo cual permitió a la región superar por 3 mil barriles diarios su meta programada.

En la Región Marina Noreste, el proyecto Ku-Maloob-Zaap superó por 8 mil barriles diarios su meta establecida, principalmente por los resultados en reparaciones menores a pozos, diferimiento y optimización de libranzas y mayor producción base a la esperada. Sin embargo, el Activo Cantarell alcanzó un cumplimiento de 91 por ciento de su programa, esencialmente por la administración de las cuotas de producción en pozos con alta relación gas-aceite, menor producción base a la esperada y el retraso en las reparaciones mayores y terminaciones de pozos debido a la falta de disponibilidad de equipos de perforación (incremento del tiempo requerido para el proceso de licitación y la declaración de licitaciones desiertas por cambios en las condiciones de mercado desde el año 2011). De esta manera, la Región Marina Noreste concluyó el periodo de análisis con 31 mil barriles diarios por debajo de su meta.

La Región Sur consiguió un cumplimiento de 94 por ciento, al situarse 32 mil barriles por debajo de su programa, debido principalmente al mayor avance del contacto agua-aceite, menor producción base a la esperada y menor producción por

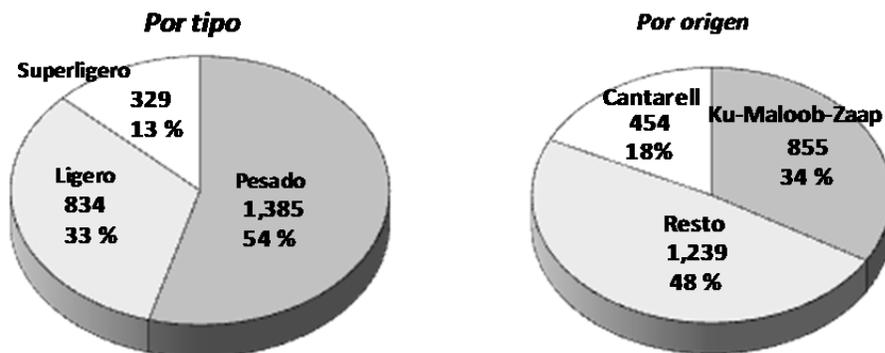
terminaciones en proyectos de los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo.

Por tipo de crudo, el volumen de pesado fue de 1 millón 385 mil barriles por día, lo que significó el 54 por ciento de la producción nacional, el de ligero de 834 mil barriles por día que constituyó el 33 por ciento y el de superligero de 329 mil barriles por día que representó el 13 por ciento del total.

La producción obtenida del Activo Ku-Maloob-Zaap para el periodo, fue de 855 mil barriles diarios, equivalente a 34 por ciento del total nacional, cabe señalar que la producción obtenida en el Activo Cantarell alcanzó la cifra de 454 mil barriles diarios, equivalente al 18 por ciento del nacional.

Producción nacional de crudo, 2012
miles de barriles por día

Total: 2,548



En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de los últimos 5 años, se observa una reducción en la tasa de disminución de la producción, destacando que en los últimos 3 años fue de 0.6 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.

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 2012 (POA).

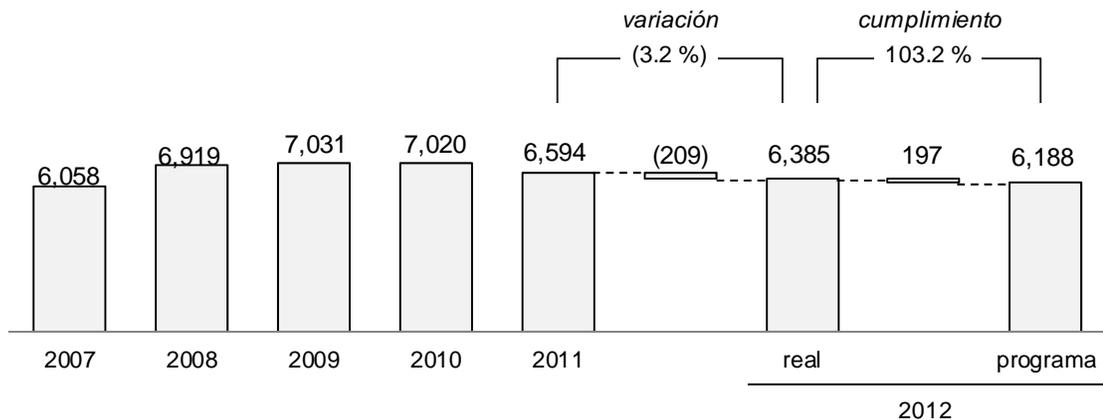
Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2012						
Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)	
Producción de crudo	mbd	2,560	2,548	(12)	99.5	

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, Ogarrio-Magallanes, Yaxché y Caan

• **Gas natural**

La producción total de gas alcanzó un promedio de 6 mil 385 millones de pies cúbicos diarios, 209 millones menos que los obtenidos en el mismo periodo de 2011; en este contexto, contra la meta establecida fue mayor en 197 millones, para un cumplimiento del 103.2 por ciento con respecto al programa.

Producción total de gas, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



La producción de gas asociado alcanzó un cumplimiento de 107 por ciento del programa, al promediar 4 mil 475 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 708 millones corresponden a nitrógeno.

Mediante la producción de 1 mil 910 millones de pies cúbicos por día de gas no asociado, la meta se cumplió en 95 por ciento.

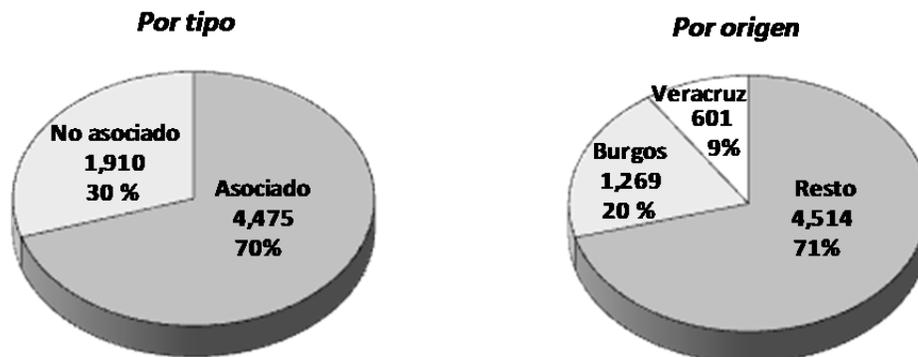
Con respecto a la producción total nacional, la de gas asociado representó 70 por ciento, el 30 por ciento complementario fue de gas no asociado.

Los Activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción promedio de 1 mil 269 y 601 millones de pies cúbicos diarios respectivamente, lo que en conjunto equivale a 29 por ciento de la producción nacional de gas natural.

De tal forma, los proyectos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 1 mil 870 millones de pies cúbicos diarios, representando el 98 por ciento del gas no asociado.

Producción de gas, 2012
millones de pies cúbicos por día

Total: 6,385



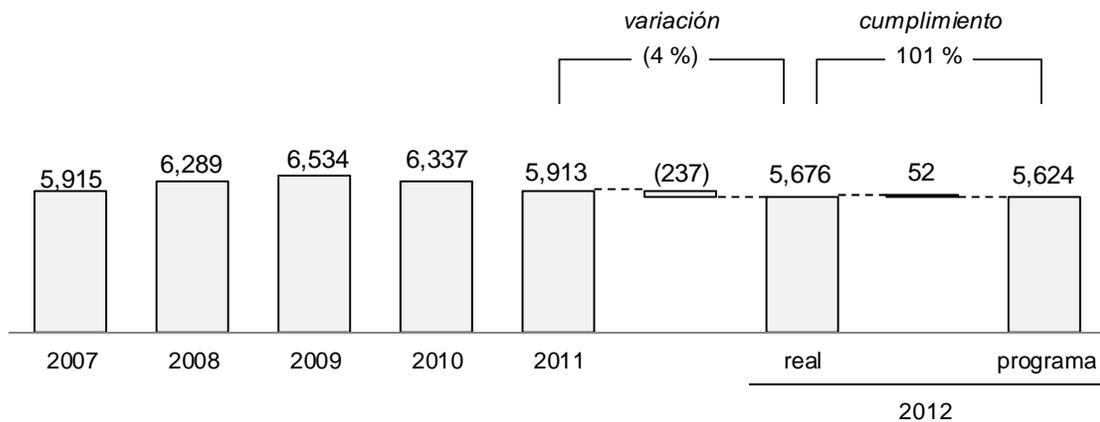
En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2007 a 2009, la producción de gas presenta un crecimiento a una tasa del 7.7 por ciento, no obstante a partir de 2010 presenta una disminución, originada principalmente por una menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell y la declinación natural de la producción en los proyectos Burgos y Veracruz de la Región Norte.

La producción de gas hidrocarburo alcanzó un promedio de 5 mil 676 millones de pies cúbicos diarios, 237 millones inferior al logrado

en el mismo periodo de 2011, debido principalmente a la declinación natural de la producción en el Activo Veracruz y a la menor extracción de hidrocarburos de la zona de transición en Cantarell.

Respecto al programa la producción de gas hidrocarburo fue superior en 52 millones de pies cúbicos diarios, lo que significa un cumplimiento de 101 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 2012 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2012

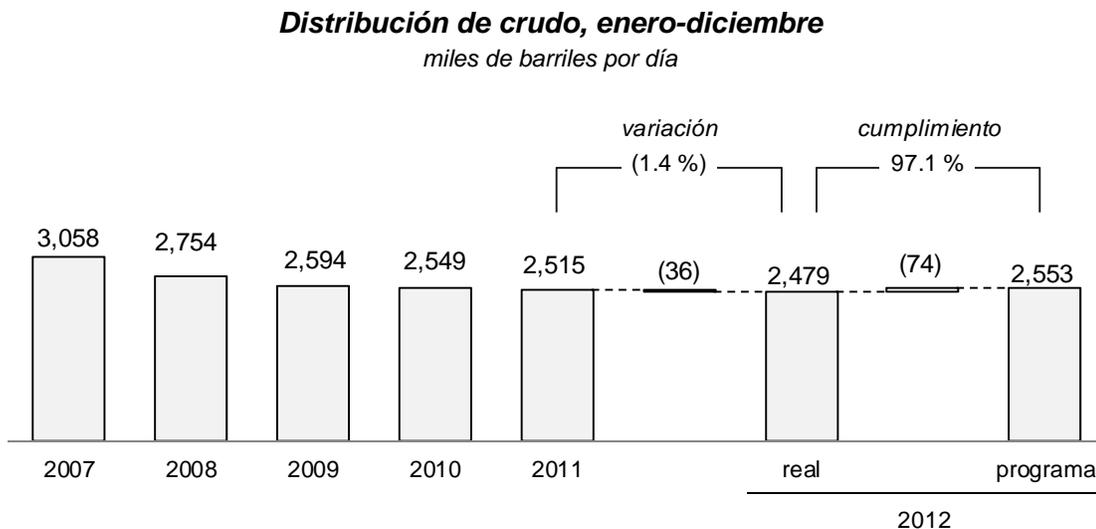
Concepto	Unidad	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de gas ^a	mmpcd	6,166	6,385	219	104

a. Incluye nitrógeno

c. Mercado interno y a terminales de exportación

i. Distribución de crudo

La distribución total de crudo promedió 2 millones 479 mil barriles diarios, con un cumplimiento de 97.1 por ciento.



El consumo interno, con 1 millón 211 mil barriles diarios, representó 48.8 por ciento del volumen total distribuido y el 51.2 por ciento restante, 1 millón 268 mil barriles diarios, se envió a terminales de exportación.

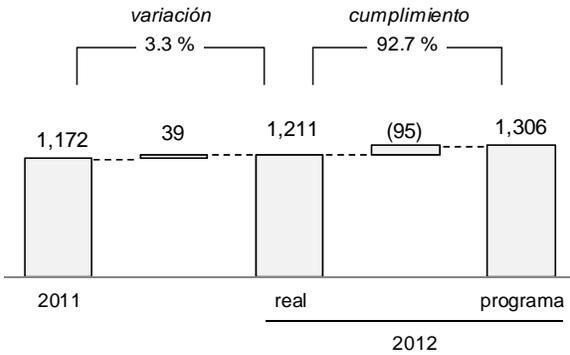
En cuanto a la entrega de crudo a Pemex Refinación, se cumplió con 92.7 por ciento de su meta, debido a un menor requerimiento de sus plantas; asimismo, el cumplimiento de la meta establecida para exportación obtuvo el 101.7 por ciento.

Distribución de crudo, enero-diciembre

miles de barriles por día

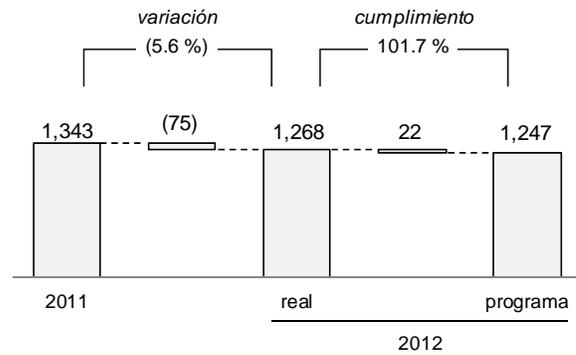
**A Refinación 48.8%,
enero-diciembre 2012**

miles de barriles por día



**A terminales de exportación 51.2%,
enero-diciembre 2012**

miles de barriles por día

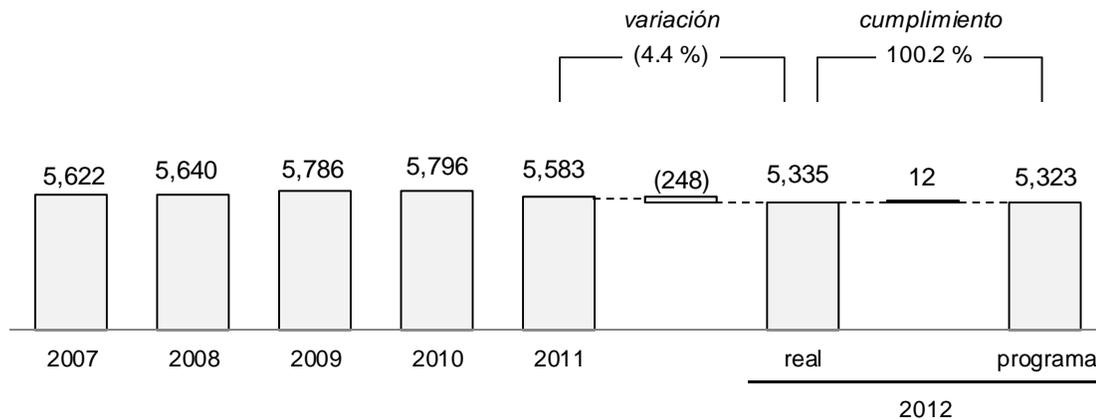


En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2007 a 2012 la distribución de crudo a refinerías y terminales de exportación presenta una contracción a una tasa del 4.1 por ciento, pero solo del 1.4 por ciento de 2010 a 2012.

ii. Distribución de gas

Se distribuyeron un total de 5 mil 335 millones de pies cúbicos diarios de gas, 248 millones por debajo del distribuido en el mismo periodo de 2011; con relación a la meta establecida, fue mayor en 12 millones de pies cúbicos diarios, para un cumplimiento del 100.2 por ciento.

Distribución de gas, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



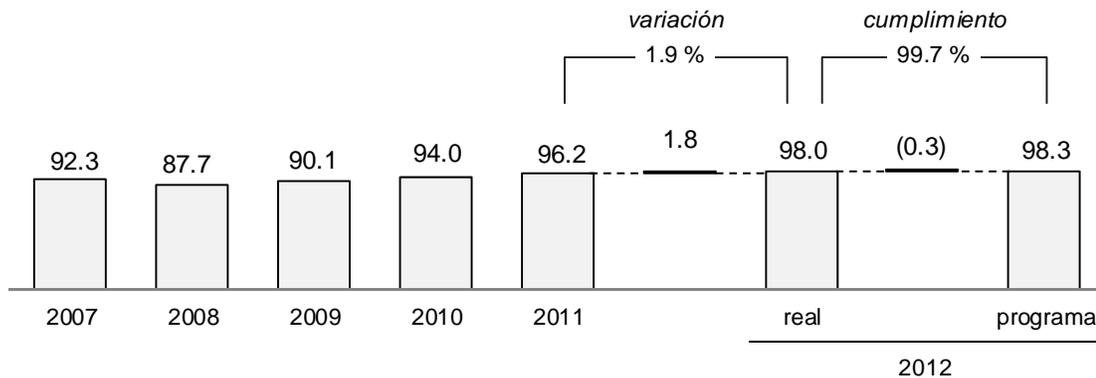
El gas distribuido en el periodo enero-diciembre de 2012, presenta una disminución con respecto a los últimos dos años, como consecuencia de la menor extracción de la zona de transición de Cantarell y de la declinación natural de los Activos Veracruz y Burgos.

iii. Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo

El comportamiento del aprovechamiento de gas en los últimos 3 años ha evolucionado con una tendencia creciente. De esta manera, el resultado del periodo enero-diciembre de 2012 superó en 1.9 por ciento la cifra alcanzada en el mismo periodo del año anterior.

Respecto a la meta programada, éste alcanzó un cumplimiento de 99.7 por ciento, debido principalmente a la ejecución de diferentes obras que incrementaron el aprovechamiento de gas en la Región Marina Noreste.

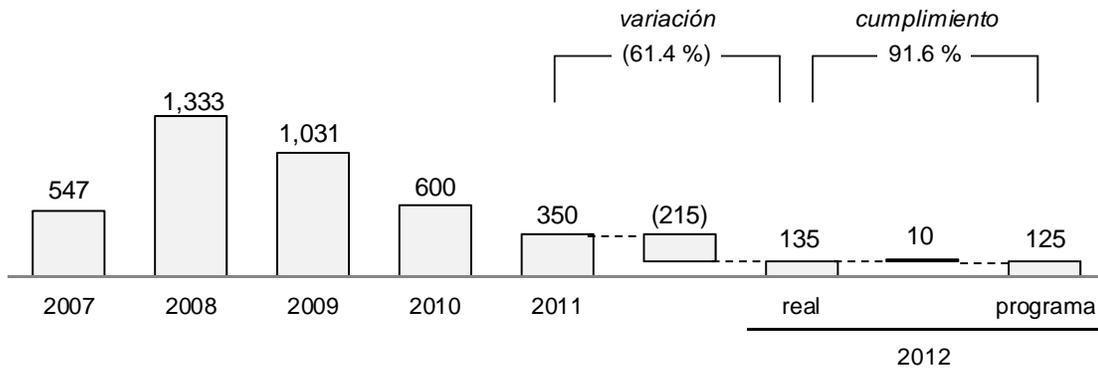
Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



El volumen de gas enviado a la atmósfera en el periodo de referencia ascendió a 135 millones de pies cúbicos por día, 215 millones menos que el enviado en el mismo periodo del año anterior.

Gas enviado a la atmósfera, enero-diciembre

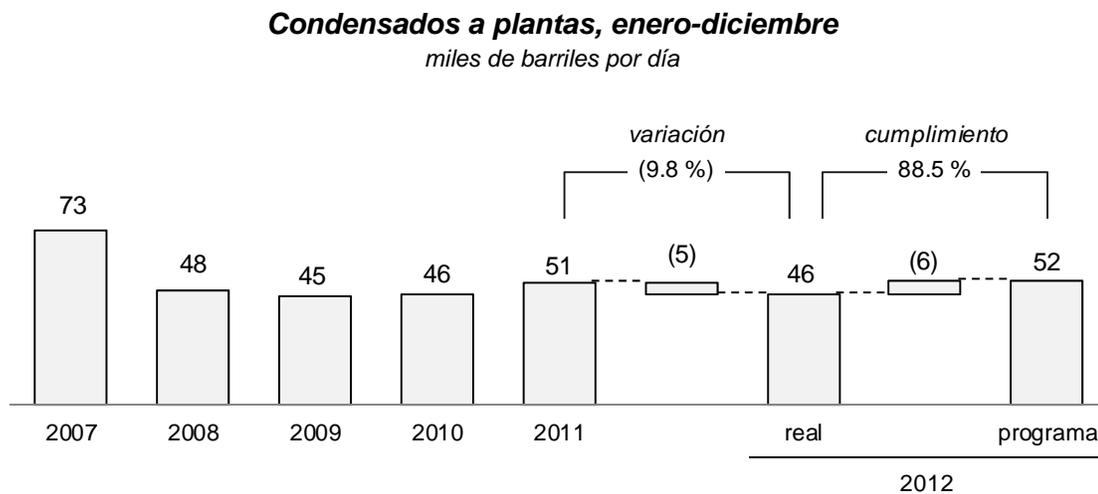
millones de pies cúbicos por día



La reducción de 215 millones de pies cúbicos por día se debe principalmente a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas, la implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional, así como a las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

iv. Condensados

El volumen de condensados entregados a plantas de proceso promedió 46 mil barriles diarios, 5 mil barriles menos a lo obtenido en el mismo periodo de 2011. Con respecto al programa, disminuyó la entrega en 6 mil barriles, con lo que el cumplimiento resultó de 88.5 por ciento, principalmente por la menor entrega registrada en las regiones Sur y Marina Noreste.



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. Asimismo, se ha reflejado notablemente la disminución de mermas de condensado.

Durante el año 2012, la obtención de condensados Burgos, fue de un promedio diario de 16 mil 17 barriles, entregados prácticamente en su totalidad al Complejo Procesador de Gas Burgos.



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 a través del sistema SCADA, 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 (CM) 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).
- Celajes en gasolinoductos en forma coordinada por personal de la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal operativo del Activo.
- Reuniones y acuerdos entre Coordinaciones involucradas para optimizar el manejo y control de condensados.
- Con la puesta en operación del Centro de Manejo de Líquidos (CML) Bloque Nejo, la producción de condensado de este campo se transporta en forma directa hacia la CM km. 19 y a exportación, la cual es monitoreada por medio del sistema GPS para seguimiento en tiempo real.

Por otra parte, a continuación se muestran acciones adicionales que se están implementando para mejorar esta situación.

- Se continua con la construcción del Gasolinoducto de 10" x 161 km del Centro de Manejo de Líquidos Nejo a la Central de Medición km 19, para evitar el transporte de condensado por auto tanque, asimismo, con la instalación del sistema de fibra

óptica para la seguridad del ducto, el cual presenta un avance de 60 por ciento.

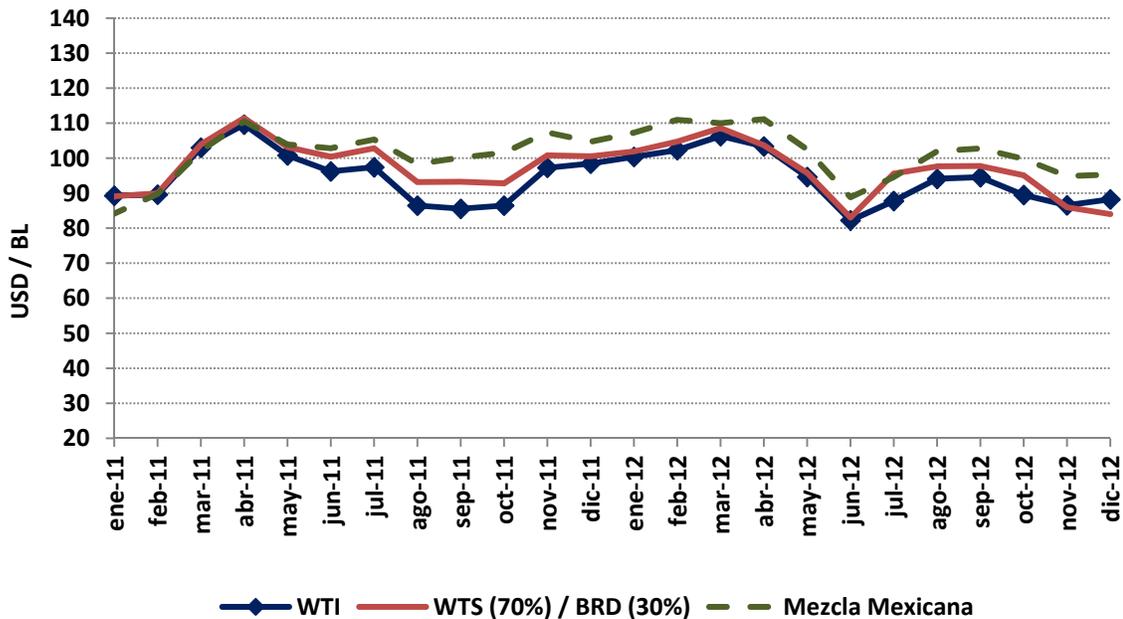
- Continuar con la implantación del Proyecto MTOP de Seguridad Física, encabezado por las Subdirecciones de ASIPA, GSSF y SEDENA, y establecer los procedimientos de reacción para minimizar esta problemática.
- Se continua la instalación del sistema LEAK NET, con la instalación de sensores de presión y medidores de flujo másico para la detección de fugas en los siguientes ductos:
 - Gasolinoducto de 6" x 33.7 km Planta Cuervito–CM km 19
 - Gasolinoducto de 3" x 5 km Entronque Comitas-CM km 19
 - Gasolinoducto de 6" x 41 km Batería Monterrey-CM km 19
- Se implementa la automatización de equipo de bombeo en la estación Cañón 1. Por otra parte, se terminó la construcción de la barda perimetral a la estación y se encuentra en proceso de instalación torres de vigilancia y control de acceso. Asimismo, se programa instalar un campamento con personal de SEDENA para salvaguardar la integridad del personal y de la instalación.
- Se efectuó rehabilitación al gasolinoducto de 6" que va de la Planta Cuervito a Central de Medición km. 19 el cual reinició su operación el día 27 de junio de 2012.

d. Mercado internacional

- **Precio internacional de la mezcla mexicana de exportación**

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, calculada en base a las ventas reales, registró en el período en análisis un precio promedio de 101.66 dólares por barril, 0.63 dólares por arriba del precio registrado en el mismo período del año anterior de 101.03 dólares por barril.

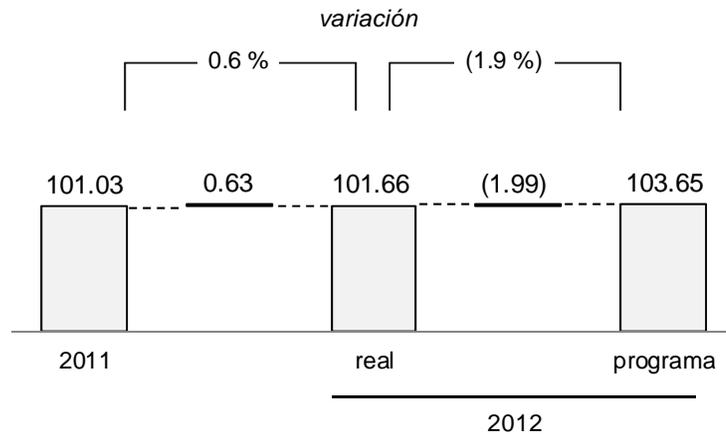
Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana de exportación
dólares por barril



Fuente: Precio promedio ponderado de la mezcla mexicana determinado en base a las ventas reales de petróleo crudo de exportación, Platt's – Thomson Reuters.

Comparado con el precio promedio estimado en el Programa Operativo Trimestral (POT-I) de 103.65 dólares por barril, el precio alcanzado fue inferior en 1.99 dólares por barril, equivalente a una variación de 1.9 por ciento.

Precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, enero-diciembre
dólares por barril



Fuente: Ventas reales 2012, POT I 2012

- **Precio internacional del gas natural**

En México continua vigente la Directiva para calcular el precio de gas natural, conforme a la determinación del precio máximo del gas natural DIR-GAS-001-2009, publicado el 20 de julio de 2009 en el Diario Oficial de la Federación, en ella se incorporan las cotizaciones del gas en el mercado de referencia Henry Hub de Estados Unidos de América, el diferencial histórico entre las cotizaciones de los precios del gas en los mercados de referencia del sur de Texas, los cuales continúan siendo Texas Eastern Transmission Corp. (Tetco) y Tennessee Gas Pipeline Corp. (TGP). También considera los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del sur de Texas comparado

con los costos de transporte en México. Estos últimos se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior de gas natural que resulta significativo para la determinación del costo de oportunidad del gas natural.

La Comisión Reguladora de Energía notificó que, en sesión de Pleno del 20 de diciembre de 2012, se emitió la RES/493/2012, donde se considera conveniente prolongar por un año más el contenido máximo de 8 por ciento de nitrógeno, en los términos previstos en el numeral 5.1 de la NOM-001 para la Zona Sur durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012, con objeto de que PGPB esté en posibilidad de implementar las acciones que le permitan cumplir con las especificaciones establecidas en la NOM-001 para la Zona Sur, que estaban previstas para entrar en vigor a partir del 10 de enero de 2012. Para esto se extiende el periodo hasta el 31 de diciembre del 2013.

Durante 2012 se presentó una disminución de los precios de gas natural con respecto a los precios de 2011 debido al incremento de la oferta, la cual se soportó en el nivel más alto de la producción incrementándose en 4 por ciento, así como a la disminución de la demanda derivado de los consumos moderados resultado de la recesión económica de USA, las condiciones climatológicas.

Los factores descritos anteriormente son parte fundamental de que los precios de gas natural se mantengan bajos en comparación con los precios altos de los líquidos del gas.

En el primer semestre de 2012 el precio en efectivo (spot) del gas natural promedió 2.44 dólares por millón de BTU en Henry Hub, 44 por ciento por abajo del precio del mismo periodo del 2011, mientras que para el tercer trimestre se ubicó en 2.97 dólares, 30 por ciento inferior al precio del mismo periodo del año anterior.

Para el cuarto trimestre de 2012 el comportamiento anterior en las cotizaciones de precios del gas natural mostró una recuperación, promediando para este periodo 3.50 dólares por millón de BTU, 8 por ciento arriba del precio del mismo periodo del año anterior.

El precio de referencia de gas natural para el mes de octubre de 2012 cerró hacia la alza posicionándose en 2.95 dólares por millón de BTU, recuperando la tendencia que venía presentando desde el mes de junio dejando atrás la caída que mostró en el mes anterior, representando un aumento de 0.41 dólares en el mercado y con una disminución de 0.65 dólares con respecto al mismo mes de 2011.

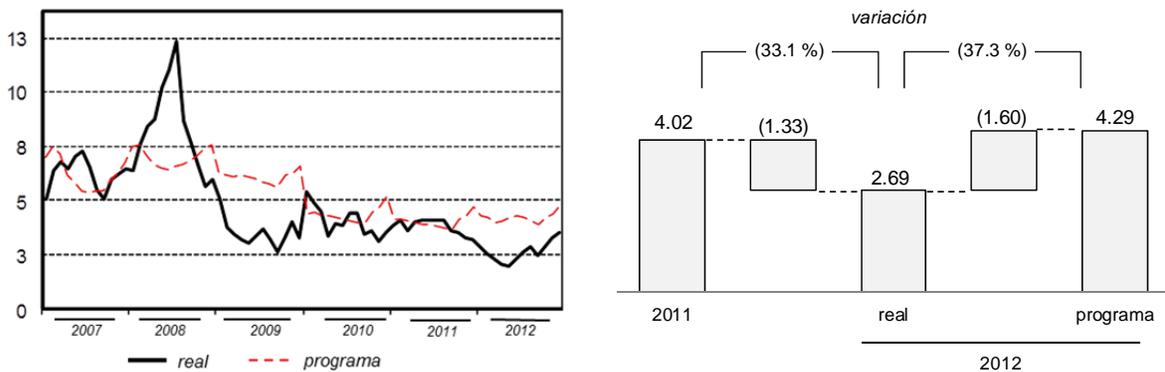
Para el mes de noviembre el precio del gas natural siguió la tendencia hacia arriba colocándose en 3.33 dólares por millón de BTU rompiendo en el año la barrera de los 3.00 dólares, lo cual tuvo una diferencia positiva de 0.38 dólares con relación al mes anterior, quedando 0.04 dólares por abajo del mes de noviembre de 2011.

El precio del gas natural continuó hacia la alza para el mes de diciembre de 2012 llegando al nivel de precio más alto del año el cual alcanzó el valor de 3.56 dólares por millón de BTU, lo que significó un incremento de 0.23 dólares con respecto al mes de

noviembre y quedando por arriba en 0.33 dólares en comparación con el mes de diciembre de 2011.

En consecuencia, el precio promedio del gas natural en el 2012 fue el más bajo de los últimos 3 años posicionándose en 2.69 dólares por millón de BTU, inferior en 33.1 por ciento al precio promedio del año anterior y en 37.3 por ciento al programa.

Precio de referencia del gas natural
dólares por millón de btu



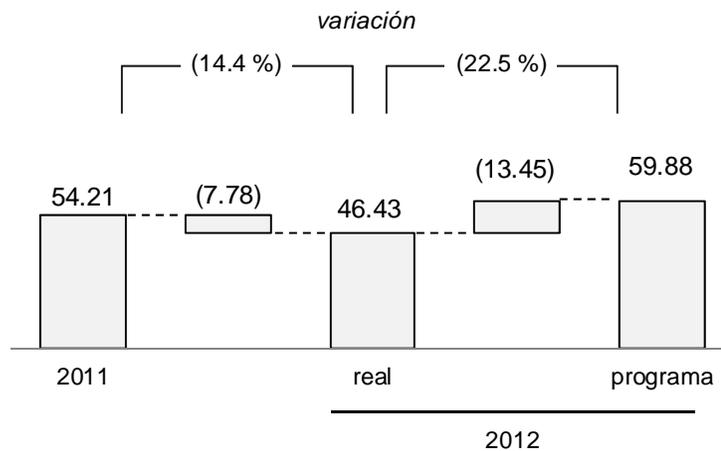
Las expectativas de la EIA del precio spot de gas natural en el mercado de Henry Hub considera un precio promedio de 3.86 dólares por millón de BTU, considerando el precio de años anteriores, así como la tendencia actual del mercado en Estados Unidos que espera un precio entre 3.35 a 4.01 dólares por millón de BTU.

Estas condiciones de equilibrio por la alta producción de gas natural ocasionan que la oferta en el mercado rebase a su demanda interna y por consecuencia disminuye las importaciones de gas de Canadá y de LNG de otros países e incrementa la exportación de gas natural a nuestro país.

- **Precio del gas a interorganismos**

El precio promedio de venta de los diferentes tipos de gas comercializados por Pemex-Exploración y Producción a interorganismos durante 2012 fue de 46.43 pesos por millar de pie cúbico, 7.78 pesos por abajo de lo registrado en el año anterior que fue de 54.21 pesos por millar de pie cúbico. Con respecto al Programa Operativo Trimestral la diferencia fue de 13.45 ya que el valor previsto fue de 59.88 pesos por millar de pie cúbico.

Precio del gas a interorganismos
pesos por millar de pie cúbico

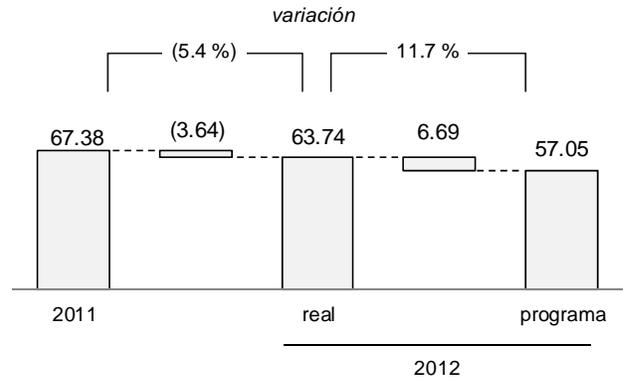
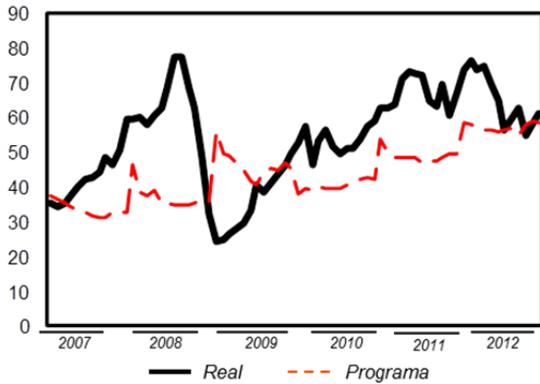


- **Precio de condensados a interorganismos**

El precio promedio por la comercialización del condensado de gas natural durante 2012 se ubicó en 63.74 dólares por barril, esto representa un incremento de 6.69 dólares por barril respecto al nivel de precio establecido en el Programa Operativo Trimestral. Asimismo, el precio de venta se encuentra por abajo en 3.64

dólares por barril al precio promedio registrado para el mismo periodo de 2011.

Precio del condensado a interorganismos
dólares por barril



e. Mantenimiento

i. Ductos

- Predictivo

***Avance en el programa de mantenimiento predictivo a ductos,
enero-diciembre 2012***

kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Celaje	226,543	323,878	143
Evaluación de riesgo a ductos	14,755	9,607	65
Análisis de Integridad	6,346	3,965	62
Geoposicionamiento de ductos	11,257	7,282	65
Inspección exterior de ductos	2,499	862	35
Inspección interior de ductos	2,016	605	30

La diferencia con lo programado se explica en la Región Norte, principalmente por inseguridad en la zona de Burgos; en la Región Sur, principalmente por falta de disponibilidad de equipo instrumentado y condiciones operativas, para realizar la inspección interior de ductos.

- **Preventivo**

**Avance en el programa de mantenimiento preventivo a ductos,
enero-diciembre 2012**

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Integridad y confiabilidad de ductos	kilómetro	8,601	7,597	88
Mantenimiento a DDV y lecho marino	hectárea	17,791	8,173	46
Mantenimiento a instalaciones superficiales	m ²	75,776	84,701	112
Corrida de diablo de limpieza	kilómetro	10,409	5,030	48
Protección catódica	kilómetro	51,220	50,709	99
Protección interior	kilómetro	93,608	82,983	89
<i>Servicios a la operación y actividades relacionadas con el mantenimiento</i>				
Actividades de desmantelamiento	kilómetro	1,168	597	51
Inertización de ductos	kilómetro	3,533	2,252	64
Servicios de apoyo al mantenimiento	servicio	4,158	4,036	97
Logística de apoyo a la operación del mantenimiento	servicio	4,099	2,642	64

Las desviaciones en el programa de mantenimiento preventivo de ductos obedecen principalmente a que en la Región Norte se tuvieron condiciones de inseguridad en la zona; en la Región Sur por corrida de diablo de limpieza.

En lo que se refiere al mantenimiento a ductos marinos, por atraso en la entrada del barco de apoyo para realizar actividades de desmantelamiento.

- **Correctivo**

En el mantenimiento correctivo de ductos se realizaron 171 reparaciones de fugas, siendo la principal causa, la corrosión interior de los ductos.

- **Actividades capitalizables a ductos**

**Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos,
enero-diciembre 2012**
kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Sustitución parcial de L.D.D.	11.961	24.228	203
Modificación de L.D.D.	1.532	1.501	98
Modificación de ductos	3.919	3.730	95
Rehabilitación de ductos	6.284	6.619	105
Rehabilitación de L.D.D.	1.016	0.745	73
Sustitución parcial de ductos	66.032	31.811	48
Sustitución total de ductos	---	61	100
Sustitución total de L.D.D.	0.030	0.040	133

L.D.D.- Línea de descarga

Las desviaciones de actividades capitalizables en ductos se explican porque en la Región Norte se realizó la sustitución de ductos fuera de programa en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira y el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo para eliminar el riesgo de una posible contingencia derivado de la antigüedad de las líneas de descarga y la cercanía a los núcleos poblacionales; y por reprogramación de actividades de modificación y sustitución parcial en líneas de descarga en el Activo de Producción Bellota-Jujo de la Región Sur.

ii. Instalaciones

- **Predictivo**

***Avance en el programa de mantenimiento predictivo a instalaciones,
enero-diciembre 2012***

número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo dinámico principal	28,465	25,991	91
Equipo estático principal	8,176	9,067	111
Equipo de seguridad industrial	1,393	1,285	92
Equipo de servicios auxiliares	4,681	4,124	88
Equipo de protección ambiental	646	592	92
Infraestructura eléctrica	3,253	2,659	82
Infraestructura civil	61	90	148
Infraestructura operativa	85	71	84
Infraestructura administrativa	119	119	100
Instalaciones marinas	169	114	67

La variación respecto al programa de mantenimiento predictivo a instalaciones se debe principalmente a:

- En la Región Sur, por reprogramación en la inspección de tanques en el Activo de Producción Macuspana-Muspac, por prioridad operativa
- En las Regiones Marinas, por atender inspecciones para los trabajos de reparación derivados del siniestro de la plataforma Ku-S; y por atender los programas emergentes de líneas, recipientes, niples y venteos en los Activos de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap

- **Preventivo**

**Avance en el programa de mantenimiento preventivo a instalaciones,
enero-diciembre 2012**
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo de seguridad industrial	106,944	78,340	73
Equipo de servicios auxiliares	41,372	36,645	89
Equipo estático principal	45,433	35,000	77
Equipo de protección ambiental	1,731	1,654	96
Equipo dinámico principal	10,190	10,230	100
Infraestructura administrativa	1,310	1,316	100
Infraestructura eléctrica	7,587	6,531	86
Infraestructura civil	2,930	2,786	95
Instalaciones marinas	955	833	87
Infraestructura operativa	1,609	1,655	103
Servicios de apoyo al mantto. a equipos dinámicos, estáticos y serv. aux.	1,568	1,509	96
Servicios de apoyo al mantto. de estructuras marinas	182	128	70
Servicios de apoyo al mantto. a equipos de perforación	401	922	230
Desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones	22	17	77

Las principales causas de variación respecto a lo programado se registra en la Región Sur por atraso en el proceso de licitación para la realización de las actividades preventivas; y por cierre de los accesos a las instalaciones por parte de los pobladores.

En las Regiones Marinas por atender actividades fuera de programa respecto a los requerimientos de los Activos; así como por atraso en

el programa por incremento de alcance en la corrección de anomalías en Akal-C Compresión y Pol-A Enlace.

- **Correctivo**

Durante 2012 se realizaron un total de 1 mil 649 trabajos de mantenimiento en instalaciones de transporte y distribución, realizándose principalmente a equipos de servicios auxiliares y a equipo estático.

- **Actividades capitalizables a instalaciones**

***Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos,
enero-diciembre 2012***

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Modificación de instalaciones	Modificación	1,970	1,416	72
Modificación de instalaciones marinas	Modificación	28	39	139
Modificación de edificios	Modificación	26	29	112
Rehabilitación de instalaciones	Rehabilitación	15,311	3,245	21
Rehabilitación de instalaciones marinas	Rehabilitación	376	166	44
Rehabilitación de edificios	Rehabilitación	231	253	110
Modificación de obras de protección ecológica	Modificación	12	2	17

Las desviaciones de actividades capitalizables a instalaciones se explican principalmente porque en las Regiones Marinas se difirieron para 2013 la ampliación del almacén de sustancias químicas en Akal C7 y C8, y la adecuación de áreas para la instalación de plantas de tratamiento en rebombeo y Pol A Perforación por atraso en la adquisición.

iii. Equipos de perforación y mantenimiento de pozos

***Avance en el programa de mantenimiento a equipos de perforación,
enero-diciembre 2012***

Concepto	número		Cumplimiento (%)
	Programa	Real	
Mantenimiento predictivo	5,920	4,987	84
Mantenimiento preventivo	79,959	68,206	85
Mantenimiento correctivo	---	1,617	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 y suministros de refacciones, así como a la falta de disponibilidad de mano de obra.

f. Seguridad industrial y protección ambiental

i. Desarrollo, implantación e implementación del Sistema Pemex-SSPA

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA) de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, a fin de lograr mejoras en los principales indicadores de desempeño en la materia, 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 SSPA.

Este Sistema se basa en la aplicación sistemática de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) en la materia, mediante un proceso consistente de Disciplina Operativa que asegure la aplicación integral de todos los elementos en cada uno de los Subsistemas que lo integran, el de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Administración Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

Con la finalidad de medir el avance de la implantación, así como para 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.

Los resultados al cierre del año 2012 fueron los siguientes:

Subdirección	Nivel			
	12MPI	SASP	SAA	SAST
Sur	2.89	1.99	1.94	1.83
Norte	2.97	1.60	2.53	1.86
MSO	2.96	2.95	2.52	1.99
MNE	3.40	3.23	2.84	1.97
Promedio PEP	2.96	1.91	1.99	1.91

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

Asimismo, se ajustó la estrategia general de implantación conforme a la versión 1.0 del Manual del Sistema PEMEX-SSPA, emitido por la Dirección General en 2010, el cual considera 4 Fases y 11 líneas de acción, que se ilustra en el esquema siguiente:

Estrategia General de Implantación



Durante 2012 se elaboró y se inició la ejecución del Programa Rector Estratégico SSPA. Este programa, único para los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), define una serie de acciones secuenciales para reforzar el proceso de implantación del Sistema Pemex-SSPA de una manera integral, disciplinada y ordenada, a través de la verificación y asesoría de la función de SSPA.

El Programa Rector Estratégico SSPA interrelaciona los Subsistemas, sus elementos y requisitos apoyados en las herramientas del manual y las 12 MPI, tal como se muestra en la imagen siguiente:

Programa Rector Estratégico SSPA



- **Resultados**

A la fecha, los Cuerpos de Gobierno han generado y revisado 80 documentos normativos y mecanismos que soportan la implantación del Sistema PEMEX-SSPA. Dichos documentos comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como algunos sistemas informáticos de control.

En materia de capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, durante el año 2012 se impartieron 184 talleres de entrenamiento con una participación de 3 mil 766 trabajadores.

Los esfuerzos de la organización en la implantación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales se reflejan principalmente en los avances siguientes:

- Implantación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores
- Implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas semanal en materia de SSPA ante la Dirección General, a través de videoconferencias con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios
- Elaboración y actualización sistemática de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA, mismos que están acordes con las necesidades de PEP para las

12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas

- Desarrollo de Guía Técnica para asesorar y apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas
- Desarrollo y difusión de documentos de bolsillo 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” de forma específica para los diferentes estratos, desde Director y Subdirectores hasta Supervisores de línea y personal con gente a su mando

En los 14 elementos del Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP) se han logrado los siguientes avances:

- Capacitación al tercer grupo de especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo; con la capacitación de este último grupo, el número total es de 65 especialistas
- Se concluyó la etapa de verificación del nivel 2 de implantación, a través del Programa Rector Estratégico, en las unidades de implantación con instalaciones modelo; se elaboraron los Programas de Acciones de Mejora (PAM's), se oficializaron y se les da seguimiento a su cumplimiento

- Se concluyó el programa de difusión de los indicadores institucionales de ASP a las Subdirecciones Operativas y la capacitación para hacer el cálculo, registro y análisis de la información
- Se implementaron los indicadores de ASP a nivel PEP
- Se estructuró el Subequipo de liderazgo central del elemento Procedimientos Operativos y Prácticas Seguras (POPS) en el Cuerpo de Gobierno ASP
- Se designaron asesores de la SASIPA a los equipos de trabajo de los elementos que integran el cuerpo de Gobierno de ASP

Con relación a los 15 elementos del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se han logrado los avances siguientes:

- Se cumplió con la meta del nivel 2.5 en la implantación del Subsistema de Administración Ambiental
- Se inició el proceso de formación de la segunda generación de 25 especialistas ambientales en PEP
- Se impartieron 755 cursos de Conciencia Ambiental (CA), del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) y de los procedimientos, a un total de 9 mil 493 trabajadores
- Se inició capacitación a personal estratégico de niveles 39 al 44 en Conciencia Ambiental y en el Subsistema de Administración Ambiental a través de aprendizaje virtual

- Se dio entrenamiento a 1 mil 431 mandos medios y operadores sobre los aspectos ambientales significativos relacionados con sus actividades y los controles operacionales ambientales
- Se actualizaron 10 procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este subsistema
- Para la ejecución del Programa Rector Estratégico del Subsistema de Administración Ambiental (PRESAA) se llevó a cabo la campaña de comunicación del Programa a los profesionales de la función de las Gerencias de ASIPA en las Regiones Sur, Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y Unidad de Negocios de Perforación, así como al Cuerpo de Gobierno de Protección Ambiental
- Se realizó la capacitación sobre la aplicación del Programa Rector Estratégico del SAA a las áreas operativas y de ASIPA en las Regiones Norte y Sur
- Se elaboraron los Materiales de Capacitación del PRESAA con el objeto de preparar a los Subequipos de Liderazgo de las Unidades de Implantación y equipos de apoyo en el proceso de implantación
- Se desarrolló una herramienta informática para la evaluación y seguimiento a la implantación del SAA a través del Programa Rector que fue aprobada por el Cuerpo de Gobierno para su aplicación en la rendición de cuentas

- Se continúa con la asesoría para homologar el proceso de implantación del Subsistema en la Unidad de Negocios de Perforación y Subdirección de Producción Región Marina Suroeste

Con relación a los 14 elementos del Subsistema de Salud en el Trabajo (SAST) se han logrado los avances siguientes:

- Ejecución del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 25 profesionistas
- La SASIPA elaboró y presentó ante el Cuerpo de Gobierno del Subsistema de Salud en el Trabajo el Programa Rector Estratégico para apoyo a una implantación de manera integral, homologada, ordenada y estructurada, con base en la estrategia corporativa, los requisitos, guías técnicas, guías de autoevaluación, protocolos de auditoría, la aplicación de las doce mejores prácticas internacionales y las regulaciones vigentes
- Se elaboró por parte de personal de Recursos Humanos, la propuesta del “Procedimiento para la evaluación de la compatibilidad puesto-persona” que será valorada por la Dirección Corporativa de Administración para su autorización
- La Subdirección de Servicios a la Salud a través de la Subgerencia de Salud en el Trabajo elaboró los procedimientos e instrucciones operativas siguientes:

- Procedimientos de vigilancia específica para personal expuesto a :
 - ✓ Ruido
 - ✓ Posiciones forzadas
 - ✓ Manejo de cargas
 - ✓ Radiaciones ionizantes
 - ✓ Agentes biológicos
 - ✓ Movimientos repetitivos

- Instrucciones Operativas para realizar la vigilancia específica a la salud de:
 - ✓ Personal expuesto a vibraciones
 - ✓ Personal expuesto a disolventes orgánicos
 - ✓ Personal expuesto a agentes causales de neuropatías por compresión
 - ✓ Personal expuesto a agentes causales de neumoconiosis

- Instrucción Operativa para determinar el gradiente positivo de salud en trabajadores de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

• **Próximos Pasos**

Para el año 2013, la implantación se orientará manteniendo como eje las Unidades de Implantación de la cadena de valor y fortaleciendo estratégicamente la asesoría en las áreas de apoyo y soporte a través de los Planes Rectores de los Subsistemas de

Administración de la Seguridad en los Procesos, Administración Ambiental y Administración de la Salud en el Trabajo.

De manera adicional, el reforzamiento del proceso de fortalecimiento de las capacidades de la Función del profesional de SSPA, a través de programas de entrenamiento en herramientas específicas y la formación de especialistas en Seguridad de los Procesos, Administración Ambiental y Salud en el Trabajo, para lograr un desempeño eficiente y eficaz de sus roles y responsabilidades conforme a la nueva estructura de SASIPA.

Con base en los avances del Plan de Implantación y los programas de mejora de las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno, se realizarán las acciones siguientes:

- Continuar con la actualización, reactivación y formalización de las Organizaciones Estructuradas en los diferentes niveles Estratégico, Táctico y Operativo
- Asegurar la capacitación de los integrantes de los Equipos y Subequipos SSPA conforme al ámbito de responsabilidad correspondiente y el Manual del Sistema Pemex SSPA
- Implementar un mecanismo de evaluación y rendición de cuentas que permita a las Unidades de Implantación ajustar sus planes de acciones de mejora considerando de forma integral las herramientas del manual del Sistema Pemex-SSPA
- Desarrollar campaña para impulsar el cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA

para personal de línea de mando, a través de comunicación y seguimiento a documentos personalizados por estrato jerárquico

- Reforzar 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 en las Unidades de Implantación
- Desarrollar e Implementar en coordinación con la DCO la Herramienta Informática para control y seguimiento del SASP alineado a la Plataforma Tecnológica Base “PTB” institucional

ii. Accidentabilidad

• Resultados consolidados en PEP

En el año 2012, en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, Gerencias de Servicio Especializado en Exploración y Producción, incluyendo las actividades de la Unidad de Negocio de Perforación, se obtuvo el desempeño que se muestra en el cuadro siguiente:

Accidentabilidad en PEP, enero - diciembre
número

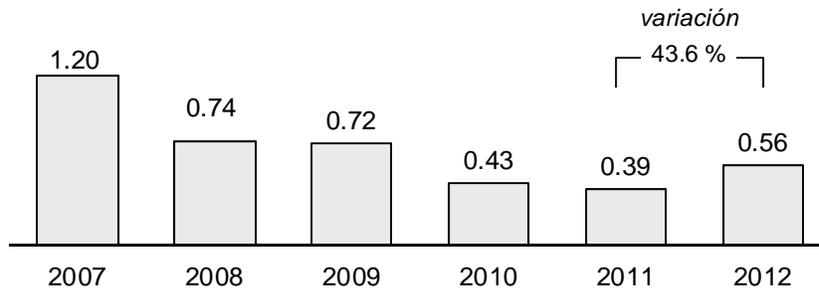
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011 (%)
Número de accidentes							
<i>Consolidado PEP</i>	167	104	102	58	53	78	47.2
Activos PEP	32	11	10	6	18	34	88.9
UNP	135	93	92	52	35	44	25.7
Índice de frecuencia							
<i>Consolidado PEP</i>	1.2	0.74	0.72	0.43	0.39	0.56	43.6
Activos PEP	0.33	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	85.0
UNP	3.32	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	17.1
Índice de gravedad							
<i>Consolidado PEP</i>	71	41	44	30	30	36	20.0
Activos PEP	30	14	12	6	15	25	66.7
UNP	170	104	112	79	63	60	(4.8)

Índice de frecuencia y gravedad

Durante el año 2012 el índice de frecuencia se ubicó en 0.56, superior al año anterior en 43.6 por ciento, mientras que el índice de gravedad fue de 36, significando un aumento de 20 por ciento al registrado al cierre de 2011.

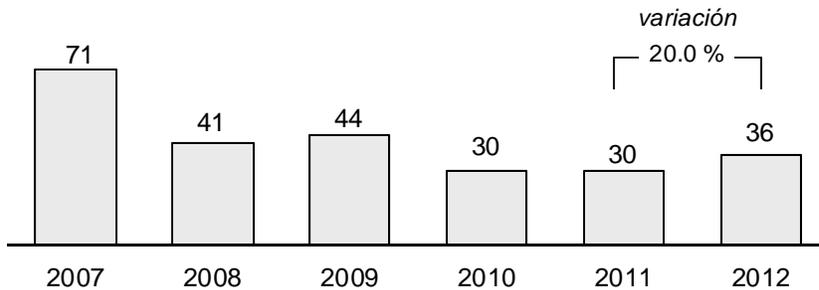
Índice de frecuencia, enero - diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de gravedad, periodo enero-diciembre

días perdidos $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



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 Negocio de Perforación, se realizaron durante el año un total de 145 mil 815 auditorías efectivas, lo que representó la observación preventiva a 1 millón 750 mil 719 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías al momento de ejecutar sus operaciones, obteniendo un Índice de

Actos Seguros (IAS) promedio de 93 por ciento. Este indicador refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

Mediante el desarrollo de las auditorias efectivas realizadas se ha permitido identificar actos y prácticas inseguras del personal durante sus labores, asimismo 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.

- **Activos de producción, integrales y de exploración**

Instalaciones sin accidentes personales

De 746 instalaciones en operación de Pemex-Exploración y Producción (incluyendo tripuladas y no tripuladas), 724 acumularon más de 1 mil días sin accidentes y 8 con más de 365 días. Cabe mencionar que en el último trimestre 2012 se dieron de alta 9 instalaciones (1 en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y 8 en la Subdirección de Producción Región Norte), además de que causaron baja 13 instalaciones (9 en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y 4 en la Subdirección de Producción Región Sur). El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Instalaciones sin accidentes
número

Subdirección / Activo	Total de instalaciones	Con más de 1,000 días sin accidentes	Con más de 365 días sin accidentes
Total PEP	746	724	8
Producción Región Norte	396	386	1
Burgos	162	161	0
Poza Rica Altamira	155	154	0
Aceite Terciario del Golfo	45	40	0
Veracruz	34	31	1
Producción Región Sur	107	104	3
Macuspana – Muspac	39	38	1
Samaria Luna	12	11	1
Bellota Jujo	23	23	0
Cinco Presidentes	33	32	1
Producción Región Marina Noreste	118	116	1
Cantarell	88	87	1
Ku Maloob Zaap	30	29	0
Producción Región Marina Suroeste	91	90	1
Abkatun Pool Chuc	49	49	0
Litoral de Tabasco	42	41	1
SDC	34	28	2
GTDH Norte	20	18	1
GTDH Sur	3	2	1
GTDH MNE	10	8	0
GTDH MSO	1	0	0

Accidentes personales

Durante 2012 se registraron 34 accidentes personales en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, en conjunto con las Áreas de Servicio Especializado, superior en 89 por ciento a los accidentes reportados el año anterior. Lo anterior obedece principalmente a que, conforme a lo establecido en el Lineamiento Corporativo para el “Cálculo de Índices de Frecuencia, Gravedad y Fatalidad por

Accidentes de Trabajo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, se considera en el indicador al personal adscrito a otros Organismos que resultó lesionado a consecuencia del accidente ocurrido en la Central de Medición Km 19 de la GTDH-Norte.

Cabe destacar que en las Subdirecciones de Producción Región Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste, no se registraron accidentes durante todo el año 2012.

Estadística de accidentes, enero-diciembre
número

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	32^a	11	10	6	18	34	89
Producción Región Norte	6	3	2	0	3	1	(67)
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	6	3	1	0	1	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	1	0	1	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	1	1	-
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Sur	5	5	0	3	7	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	1	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	2	0	0	2	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^b	0	1	0	0	1	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	1	0	0	0	1	0	(100)
Áreas Administrativas	2	3	0	1	5	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	3	0	2	1	0	0	-
Activo Producción Cantarell	2	0	2	1	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	1	0	0	0	0	0	-
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	2	0	0	2	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	1	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	2	0	0	-
Áreas Administrativas	1	0	0	0	0	0	-

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	1	n.a.
Mantenimiento y Logística^c	6	2	2	0	2	5	150.0
Distribución y Comercialización	8	1	4	0	3	24 ^d	700.0
Administración y Finanzas^e	0	0	0	0	3	3	-

a. Incluye 1 accidente de la SCTI y 1 accidente de la SASIPA.

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. Se consideran 5 fatalidades a consecuencia del evento de la CM Km 19.

e. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Accidentes fatales

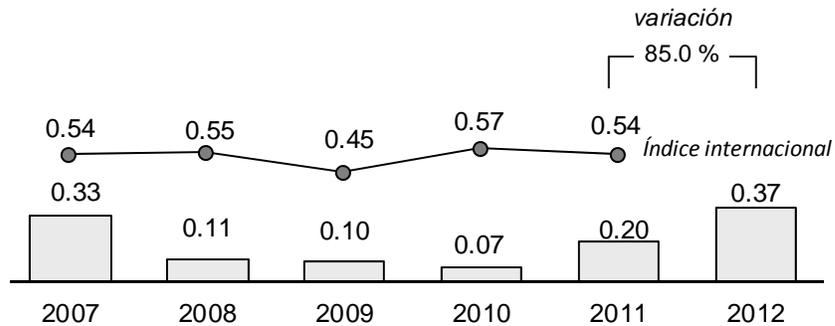
El 18 de septiembre de 2012, en la Estación de Medición del Km 19, de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, perteneciente a la Subdirección de Distribución y Comercialización, se presentó un accidente con consecuencias fatales, entre otras el deceso de 5 trabajadores de Pemex-Exploración y Producción. Actualmente, con la asesoría de un tercero, se elabora el análisis técnico para identificar la combinación de causas que derivaron en este accidente.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el periodo de referencia fue de 0.37 en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, cifra mayor en 85 por ciento comparada con el mismo periodo del año 2011 que fue de 0.20. Este

índice se mantiene 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, enero - diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de frecuencia, periodo enero-diciembre
número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice Internacional ^a	0.54	0.55	0.45	0.57	0.54 ^b		
Índice activos de PEP	0.33	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	85.0
Producción Región Norte	0.2	0.1	0.08	0	0.20	0.11	(45.0)
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	0.4	0.2	0.1	0	0.27	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	0.4	0	0.97	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	0.61	0.57	(6.6)
Producción Región Sur	0.2	0.2	0	0.14	0.38	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	0.5	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	0.6	0	0	1.04	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^c	0	0.5	0	0	0.54	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	0.3	0	0	0	0.64	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0.2	0	0.1	0.08	0	0	-
Activo Producción Cantarell	0.3	0	0.2	0.12	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0.4	0	0	0	0	0	-

Producción Región Marina Suroeste	0.3	0	0	0.27	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0.2	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	1.62	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	0.81	n.a.
Mantenimiento y Logística^d	0.5	0.1	0.14	0	0.13	0.20	53.8
Distribución y Comercialización	1.1	0.1	0.52	0	0.43	3.36	681.4
Administración y Finanzas^e	0	0	0	0	0.42	0.22	(47.6)

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 2011 considerando el LTI (lost time injury) de las compañías petroleras mundiales

c. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

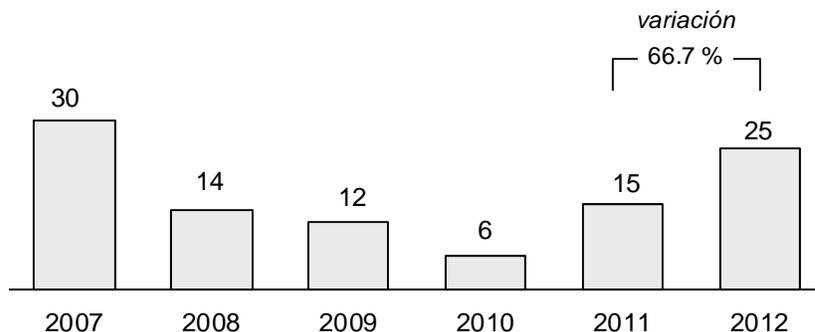
d. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

e. 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, en el año 2012 fue de 25, cifra mayor en 66.7 por ciento comparada al mismo periodo del año anterior que fue de 15.

Índice de gravedad, enero - diciembre
días perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Área	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice activos de PEP	30	14	12	6	15	25	66.7
Producción Región Norte	32	12	11	0	16	19	18.8
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	59	23	12	0	30	0	(100)
Activo Integral Veracruz	0	0	46	0	51	0	(100)
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	-	0	0	0	46	95	106.5
Producción Región Sur	16	32	0	5	44	0	(100)
Activo Producción Bellota - Jujo	0	74	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	44	0	0	41	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^a	0	48	0	0	33	0	(100)
Activo Producción Samaria-Luna	36	0	0	0	28	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	30	0	15	9	0	0	-
Activo Producción Cantarell	33	0	25	14	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	45	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	16	0	0	36	0	0	-
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	15	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	0	217	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0	116	n.a.
Mantenimiento y Logística ^b	36	14	24	0	3	17	466.7
Distribución y Comercialización	95	6	50	0	28	211	653.6
Administración y Finanzas ^c	-	-	-	-	13	4	(69.2)

a. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

b. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Construcción y Mantenimiento Sur y Norte.

c. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Para mejorar el desempeño en seguridad, se continúa con el 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 (lista de verificación) para concientizar al personal de las medidas preventivas 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)
- Reforzar la aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR), para el control de riesgos
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura
- Impartir pláticas de seguridad al inicio de la jornada laboral
- Continuar con la capacitación y entrenamiento en materia de SSPA a la línea de mando
- Reforzar la ejecución de auditorías efectivas
- Cumplir los 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
- Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, a los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo

Índice de Actos Seguros (IAS)

Durante 2012 se llevaron a cabo un total de 90 mil 1 auditorías efectivas, en las actividades de Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializados, mediante la observación de 839 mil 662 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías que laboran en dichas instalaciones, con lo cual se obtuvo un Índice de Actos Seguros promedio de 93 por ciento. Este indicador refleja que el comportamiento del personal, aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Unidad de Negocio de Perforación (UNP)**

Equipos de perforación sin accidentes personales

De 250 equipos tripulados con personal de PEP en las zonas terrestres, lacustres y marinas, 116 alcanzaron más de 1 mil días sin accidentes personales registrables estadísticamente, que representan el 46 por ciento del total, además de que 58 han acumulado más 365 días sin accidentes, cantidad que significa el 23 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>	250	116	58
Norte	130	62	29
Sur	53	29	9
Marina	67	25	20

Accidentes personales

Durante el año 2012, el número de accidentes personales registrables estadísticamente en la Unidad de Negocio de Perforación (UNP) fue de 44, cifra mayor con respecto al mismo periodo del año anterior en 25.7 por ciento.

Estadística de accidentes, enero - diciembre
número

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
UNP	135	93	92	52	35	44	25.7
Norte	21	26	25	9	12	12	-
Sur	43	26	21	22	14	10	(28.6)
Marina	71	41	46	21	9	22	144.4

Accidentes fatales

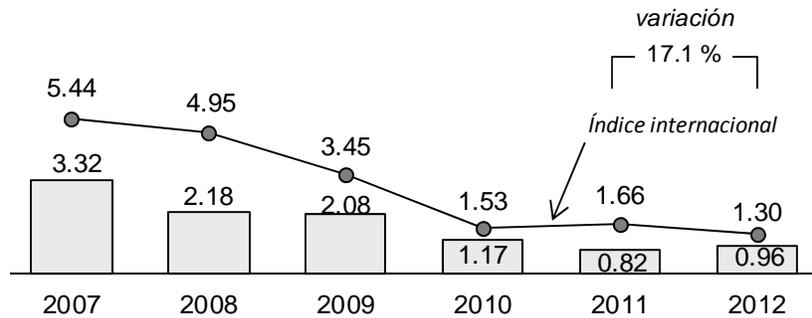
En el periodo de referencia, no ocurrieron accidentes de trabajo con consecuencias fatales dentro de las instalaciones y equipos de la Unidad de Negocio de Perforación.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el periodo de referencia fue de 0.96, mayor en 17.1 por ciento respecto al año 2011, no obstante se mantienen en 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.

Índice de frecuencia, enero-diciembre

número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice internacional ^a	5.44	4.95	3.45	1.53	1.66	1.30 ^b	
UNP	3.32	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	17.1
Norte	2.0	2.2	1.78	0.63	0.89	0.90	1.1
Sur	3.7	2.3	1.83	1.81	1.15	0.88	(23.5)
Marina	4.0	2.2	2.49	1.19	0.53	1.15	117.0

a. La referencia internacional en índice de frecuencia para la UNP para el 2012 es la Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC), con el rubro de LTI que considera lesiones con pérdida de tiempo y fatalidades.

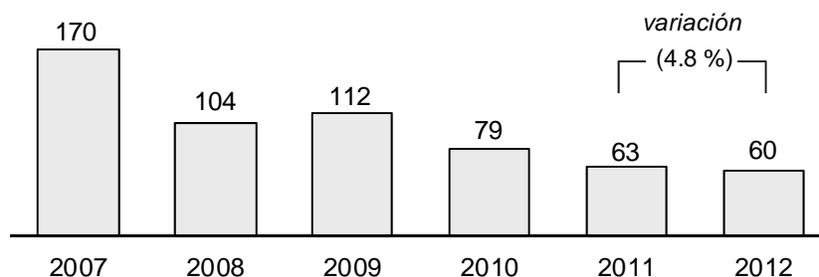
b. Informe IADC, 3o. Trim. 2012 (LTI): 1.30.

Índice de gravedad

El índice de gravedad se ubicó en 60, inferior en 4.8 por ciento respecto al año anterior que fue de 63.

Índice de gravedad, enero-diciembre

días perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de gravedad, enero-diciembre

días perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
UNP	170	104	112	79	63	60	(4.8)
Norte	107	104	110	37	64	45	(29.7)
Sur	187	120	140	118	91	71	(22.0)
Marina	200	96	98	88	43	70	62.8

Para mejorar los resultados en la accidentabilidad, en las Unidades de Perforación se ejecutan programas de reforzamiento de Seguridad que comprenden seis estrategias generales:

- Aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo y del Análisis de Seguridad del Trabajo (AST's)
- Aplicación de procedimientos con disciplina operativa
- Programa de recorridos de la CLMSH, auditorías NISAI (Nivel Integral de Seguridad Ambiental de la Instalación)
- Campañas en las instalaciones y sus etapas para su aplicación
- Análisis y difusión de incidentes, cumplimiento a recomendaciones
- Evaluación de simulacros, verificaciones ambientales, pláticas intermedias

Las principales acciones preventivas y correctivas que se contemplan en dichos programas están dirigidas a:

- Aplicar formato de seguridad (lista de verificación) para concientizar al personal de las medidas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores
- Concientizar a la línea de mando de los equipos y talleres del mejoramiento disciplinario de la supervisión operativa, aplicación de los procedimientos operativos, elaboración efectiva de los AST; así como mantener el orden y limpieza de las instalaciones
- Evaluar e incrementar la calidad de las observaciones de las Auditorías Efectivas y de la prevención de riesgos en el AST
- Cumplir los ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento
- Reforzar la aplicación de las herramientas de seguridad (AST, SPPTR) de una manera efectiva supervisada por los mandos medios
- Ejecutar campañas de Manos Seguras, Golpe de Calor, Seguridad y Orden y limpieza
- Verificar la atención de condiciones inseguras detectadas en auditorías e inspecciones
- Atender las observaciones derivadas de la aplicación de simulacros y de las listas de verificación antes de iniciar las operaciones

- Realizar los análisis técnicos de los incidentes potencialmente graves de forma inmediata, emitiendo alertas y recomendaciones rápidas para su aplicación
- Reorientación de conductas a través de la motivación progresiva

Índice de Actos Seguros

En las operaciones de perforación y mantenimiento a pozos durante el año 2012 se realizaron un total de 55 mil 814 auditorías efectivas, obteniéndose un índice de 93 por ciento, mediante la observación preventiva de 911 mil 57 comportamientos de los trabajadores de PEP y Compañías. Este indicador refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Accidentabilidad de Contratistas**

Los contratos celebrados con los prestadores de servicios incluyen el Anexo “SSPA”, relativo a las “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, 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 253 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 98 mil 443, que comparado con el número de trabajadores de nuestro Organismo que es de 52 mil 73 plazas ocupadas, existe una relación aproximada de 1 trabajador de PEP por 2 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:	1,253	98,443
Producción Región Norte	91	8,048
Producción Región Sur	380	12,178
Producción Región Marina Noreste	48	1,173
Producción Región Marina Suroeste	37	1,163
Servicio a Proyectos	33	6,178
Mantenimiento y Logística	268	26,068
Distribución y Comercialización	63	4,079
Unidad de Negocio de Perforación	229	32,665
Áreas de servicio	104	6,891

Accidentes personales

El número de accidentes personales registrables estadísticamente para el año 2012 en actividades realizadas por las compañías contratistas y proveedores fue de 149, cifra mayor en 77.4 por ciento al año 2011, debido a que considera el personal lesionado y decesos a consecuencia del accidente ocurrido en la Central de Medición Km 19 de la GTDH-Norte, conforme a lo establecido en el Lineamiento Corporativo para el “Cálculo de Índices de Frecuencia, Gravedad y Fatalidad por Accidentes de Trabajo en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.

Estadística de accidentes de compañías, enero-diciembre
número

Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	136	133	109	84	84	149	77.4
Producción Región Norte	4	5	5	4	8	12	50.0
Producción Región Sur	1	3	4	1	2	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	1	0	2	1	0	4	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	1	0	0	1	0	(100)
Servicios a Proyectos	36	19	13	7	12	19	58.3
Mantenimiento y Logística	28	12	6	24	18	26	44.4
Distribución y Comercialización	-	2	0	8	3	52	n.r.
Exploración	0	0	0	0	10	0	(100)
Unidad de Negocio de Perforación	66	91	79	39	30	36	20.0

Es importante destacar que en el periodo de referencia en las instalaciones adscritas a las Subdirecciones de Producción Región Sur y Marina Suroeste, así como la Subdirección de Exploración no hubo accidentes personales registrables estadísticamente de las compañías proveedoras y contratistas.

Accidentes fatales

En el año 2012 se registraron 5 accidentes que originaron 30 fatalidades, de entre los que destaca el ocurrido el 18 de septiembre de 2012 en la Estación de Medición del Km 19, de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, perteneciente a la Subdirección de Distribución y Comercialización, donde se presentó un accidente que originó el deceso de 26 trabajadores de compañías prestadoras de servicio. Con la asesoría de un tercero experto se elabora el análisis técnico para identificar la combinación de causas que derivaron en este accidente.

El resumen de los otros 4 accidentes fatales se presenta a continuación:

- En el Activo Integral Burgos de la Subdirección de Producción Región Norte, el día 22 de abril de 2012, en el equipo de perforación IHSA TITAN 964 en el Pozo Nejo 198, al estar sacando tubería con el elevador en posición opuesta al estiba de la tubería, las piernas del top drive empujaron la tubería hacia el centro del pozo, ocasionando que la lingada oscilara golpeando a los ayudantes de piso rotaria, provocando la lesión de dos trabajadores y la fatalidad de un tercero. Derivado del Análisis Causa-Raíz, se identificó que el accidente se debió principalmente a la combinación de las siguientes causas: deficiente identificación de los riesgos en el AST, falla en la comunicación entre el chango y el perforador, diseño de la caseta del perforador no permitió una adecuada visibilidad de los trabajos.

- El 6 de octubre de 2012, en el equipo PM-341 del Pozo Teotleco 4 de la Unidad de Perforación Reforma, perteneciente a la UNP, la Compañía Integradora de Perforaciones y Servicios, S.A. de C.V. (IPS), al estar descargando lodo de emulsión inversa de la pipa de presión y vacío no. 5754, hacia el tanque vertical de lodo no. 2, el ayudante del operador de la pipa, estaba ubicado en la parte superior, cuando repentinamente salió disparada la tapa, golpeando al trabajador, ocasionando el fallecimiento del mismo.

- El 9 de noviembre de 2012, en la R/A Potrerillo, Carretera Simón Sarlat - Buenavista km. 4+460, la compañía Atrium S.A. de C.V. contratada con la Gerencia de Servicio a Proyectos Sur, perteneciente a la Subdirección de Servicios a Proyectos, al realizar las actividades de riego de sello de la obra rehabilitación de 10.27 km., el camión volteo de 14 m³ circulaba en reversa a una velocidad de 10 km/h vertiendo el sello sobre el camino pavimentado tramo Simón Sarlat-Potreriillo km 4+460, el ayudante general caminaba sobre la parte trasera de la unidad del lado del copiloto, quitando las ramas de los arboles las cuales estorbaban la visibilidad del espejo retrovisor lateral derecho, se tropezó cayendo sobre el área de rodamiento del camino pavimentado siendo arrojado por las llantas traseras del lado derecho de la unidad en operación, lo que le ocasionó el fallecimiento del trabajador.

- El 27 de noviembre de 2012, en el equipo PM-735 del Pozo Humapa 1494 dentro de la Macropera Humapa 1062, la Compañía Weatherford S.A. de C.V. contratada por el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, perteneciente a la Subdirección de Producción Región Norte, el trabajador con categoría ayudante de piso, al realizar la actividad de instalar

líneas del quemador, se observó que dos tubos de 4" se encontraban tapados con lodo de perforación, se procedió a realizar maniobras para destaparlas con ayuda del montacargas acoplándole una pluma para el levantamiento de los tubos, se realizaron varios movimientos laterales y horizontales de forma brusca para sacudir el tubo y hacer que se destapara el tubo con ese movimiento, provocando que la pluma se desacoplara del montacargas, cayendo junto con el tubo de 4" diámetro, alcanzando este último a golpear al trabajador, quien posteriormente falleció debido a la gravedad de los golpes recibidos.

Accidentes fatales de compañías, enero-diciembre
número

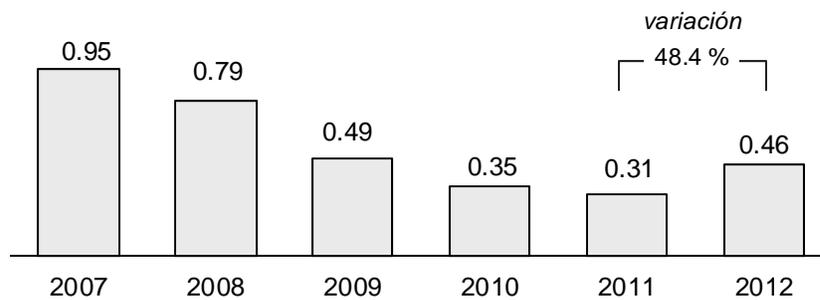
Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Total:	21	1	5	0	8	30	275.0
Producción Región Norte	0	0	0	0	0	2	n.a.
Producción Región Sur	1	0	0	0	1	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	0	0	0	0	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	3	0	1	1	-
Mantenimiento y Logística	6	1	0	0	1	0	(100)
Distribución y Comercialización	0	0	0	0	0	26	n.a.
Exploración	0	0	0	0	4	0	(100)
Unidad de Negocios de Perforación	14	0	2	0	1	1	-

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el año 2012 de las compañías contratistas y proveedoras fue de 0.46, cifra mayor al obtenido en el año anterior en 48.4 por ciento.

Índice de frecuencia de compañías, enero-diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Subdirección	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación respecto a 2011, (%)
Índice de frecuencia de compañías	0.95	0.79	0.49	0.35	0.31	0.46	48.4
Producción Región Norte	0.15	0.16	0.18	0.09	0.15	0.56	273.3
Producción Región Sur	0.12	0.23	0.12	0.02	0.04	0	(100)
Producción Región Marina Noreste	0.15	0	0.57	0.28	0	1.15	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	1.34	0	0	0.61	0	(100)
Servicios a Proyectos	1.42	0.85	0.43	0.49	0.94	0.60	(36.2)
Mantenimiento y Logística	0.5	0.2	0.12	0.45	0.24	0.24	-
Distribución y Comercialización	0	0.56	0	1.26	0.30	5.16	n.r.
Exploración	0	0	0	0	2.84	0	(100)
Unidad de Negocios de Perforación	2.2	2.1	1.12	0.65	0.53	0.48	(9.4)

Acciones para mejorar el desempeño de seguridad personal de compañías prestadoras de servicio a PEP

Con la finalidad de mejorar el desempeño en materia de SSPA por parte de las empresas proveedoras y contratistas, en este año se han implementado las acciones siguientes:

- Verificar que el personal cuente con la capacitación y entrenamiento en materia de SSPA
- Realizar reuniones estratégicas de seguridad motivando al personal, contratista y supervisores, a una actitud responsable en materia de SSPA, verificando su desempeño mensual
- Efectuar reuniones con los directivos de las compañías que presentaron mayor ocurrencia de accidentes para reforzar acciones de contención
- Verificar la aplicación de lo establecido en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental en el Anexo “S” o Anexo “SSPA”
- 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 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 2012 fue de 43 mil 522 metros cúbicos; el 98 por ciento de la misma se dispuso mediante la inyección a pozos, equivalente a 42 mil 823 metros cúbicos promedio por día. En este periodo se observó un incremento en la separación de 7 por ciento con respecto al 2011.

Manejo de agua congénita^a
metros cúbicos promedio por día

Región ^b	2010			2011			2012		
	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada	separada	inyectada	descargada
<i>Total</i>	33,527	29,469	3,527	40,706	31,451	8,563	43,522	42,823	699
Norte	11,552	10,970	582	12,467	11,988	479	14,065	13,368	697
Sur	15,706	14,577	598	15,069	14,053 ^c	324	21,572	21,570	2
Marina Suroeste ^d	2,347	-	2,347	7,760	-	7,760	<i>Dato no disponible por parte de la GTDH-RMSO^e</i>		
Marina Noreste	3,922	3,922	-	5,410	5,410	-	7,885	7,885	-

a. Fuente: Sistema informático, SISPA.NET. (reporte del 17 de enero de 2013)

b. Incluye a las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la SDC que operan en cada Región.

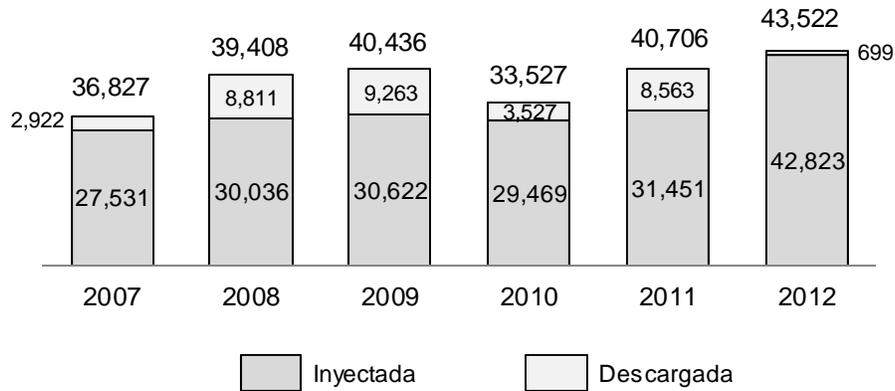
c. La diferencia entre lo separado y lo reinyectado se transfiere a otras instalaciones.

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 en la TMDB se une al agua residual de los procesos en la planta de tratamiento de efluentes para su tratamiento y posterior 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 17 de enero de 2013).

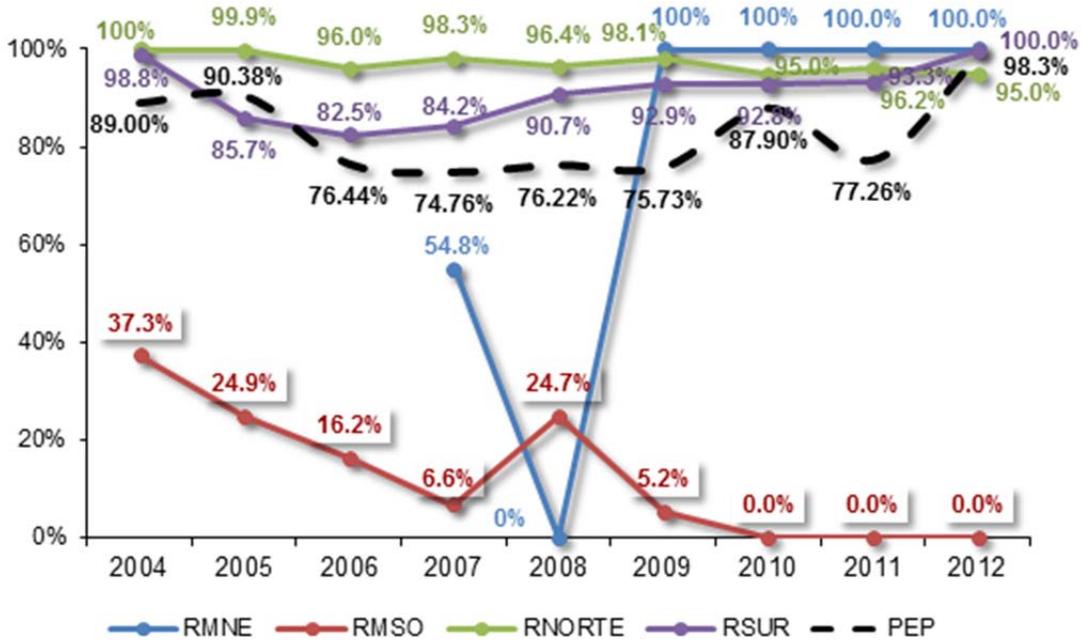
Nota 2: La diferencia entre el volumen separado con lo inyectado corresponde al promedio diario de agua descargada.

En el 2012 las Subdirecciones de Producción de las Regiones Norte, Sur y Marina Noroeste incrementaron 13, 43 y 46 por ciento respectivamente su generación promedio mensual de agua congénita, con respecto al cierre del año 2011.

La Región Norte reinyectó a yacimientos agotados 13 mil 368 metros cúbicos promedio al día, equivalente al 95 por ciento del agua generada, mientras que en la Región Sur se inyectó el 99 por ciento de su generación, que corresponde a 21 mil 570 metros cúbicos promedio diarios. Cabe resaltar que la Región Marina Noreste inyectó el 100 por ciento del agua congénita generada.

La diferencia entre lo generado y reinyectado en la Región Norte y Sur, fue de 699 metros cúbicos promedio diarios, que se descargaron a cuerpos receptores previo tratamiento.

Porcentaje de reinyección de agua congénita por Región



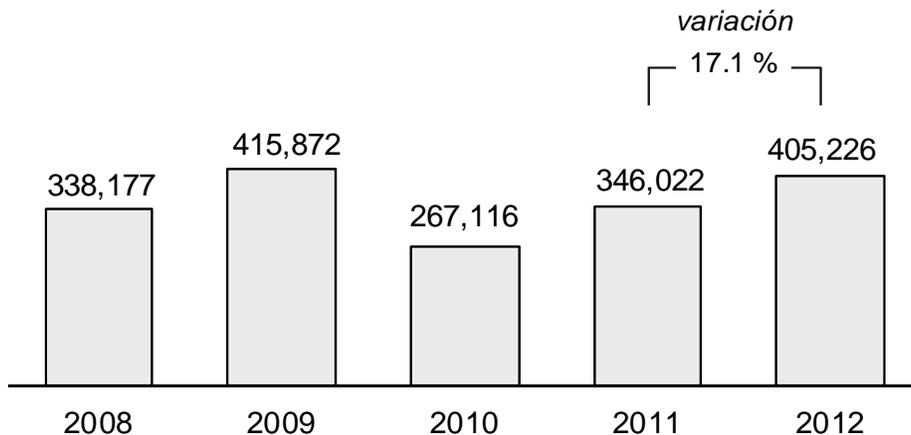
El hidrocarburo (crudo maya y crudo ligero) proveniente de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Región Sur, se recibe en los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), donde se realiza la separación crudo-agua en dos etapas de deshidratación. El agua congénita 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.

iv. Manejo de residuos industriales

Durante el año 2012, se generaron en total 417 mil 904 toneladas de residuos (recortes de perforación, residuos sólidos industriales, aceites gastados, sedimentos de hidrocarburos, entre otros), 13 por ciento más que lo registrado en el año anterior.

Para el caso de los recortes de perforación, en el año 2012 se generaron 405 mil 226 toneladas, 17.1 por ciento mayor que el reportado para el año anterior.

Generación de recortes de perforación, enero-diciembre
toneladas

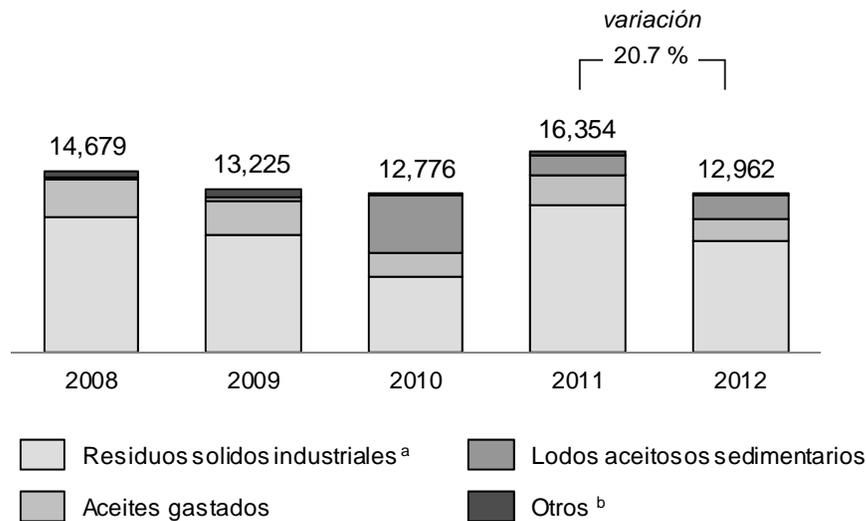


No obstante que los recortes de perforación no son clasificados como residuos peligrosos, éstos son manejados preventivamente bajo un estricto control. Los equipos de perforación terrestres tanto en el norte como en el sureste del país, cuentan con los contratos con terceros avalados por las Autoridades Ambientales Estatales para su tratamiento y disposición final conforme a la normativa, en

tanto que en las instalaciones marinas más del 80 por ciento es enviado a su inyección a yacimientos agotados, siendo esta una buena práctica ambiental, ya que reduce los riesgos en su transportación, manejo y disposición; el restante es enviado a tierra para su manejo integral. Con todo lo anterior, se asegura de que no exista el almacenamiento en los sitios donde se genera.

Respecto a la generación de residuos industriales, excluyendo los recortes de perforación, durante el 2012 se muestra un decremento de 20.7 por ciento en comparación al volumen generado en el año anterior.

Generación de residuos industriales (sin recortes de perforación, enero-diciembre)
toneladas



Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (2012 Al reporte del 21 de enero de 2013).

(a). Materiales impregnados con aceite o metales pesados, filtros de proceso, lodos de tratamiento de aguas, entre otros.

(b). Grasas, arenas de limpieza, pinturas y químicos caducos, biológico infecciosos, aceite intemperizado, solventes, etc.

Respecto a los aceites gastados, durante el año 2012 se registró un total de 1 mil 766 toneladas, 36 por ciento menos que el 2011, los cuales se reincorporan como insumo al proceso productivo a través

de su inyección a la corriente de crudo, por lo que su manejo se efectúa bajo criterios de eficiencia ambiental, tecnológica, económica y social.

En cuanto a los residuos peligrosos (lodos aceitosos sedimentarios, sólidos industriales y otros) se generaron en las instalaciones de PEP 11 mil 196 toneladas, cifra 20 por ciento menor que en el año anterior. Cada dependencia que los genera cuenta con los contratos correspondientes vigentes con empresas especializadas autorizadas por la SEMARNAT para su tratamiento y disposición final en sitios controlados.

De manera general el manejo integral de los residuos en PEP se ha efectuado sobre la base de las siguientes acciones:

- Cumplimiento a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su Reglamento, así como a las Normas Oficiales Mexicanas
- Reforzamiento de la supervisión para la clasificación y separación de residuos industriales
- Aplicación de la responsabilidad compartida con prestadores de servicios y proveedores
- Mejoramiento de las prácticas de segregación de residuos
- Aplicación de listas de verificación en residuos no peligrosos y peligrosos

v. Pasivo ambiental

• Restauración de suelos

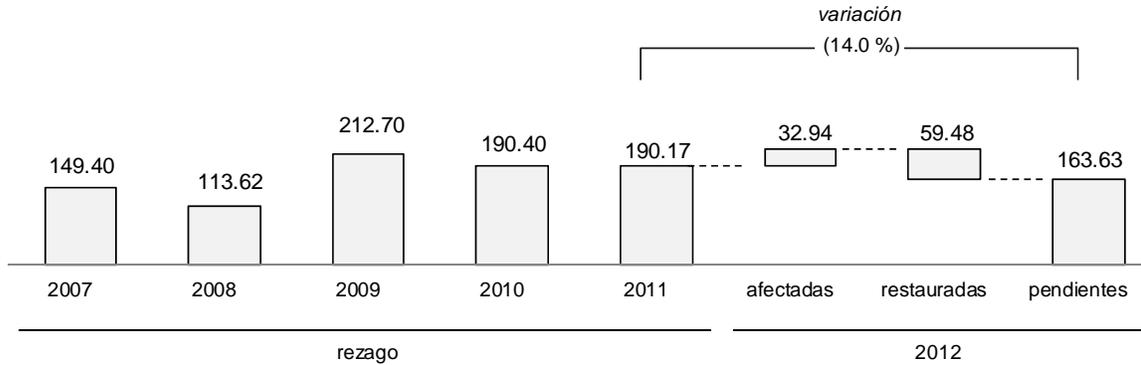
En el año 2012 se han afectado 32.94 hectáreas derivado de fugas y derrames que sumadas a las 190.17 pendientes de restaurar al cierre del año 2011 totalizan 223.11 hectáreas, de las cuales se han restaurado 59.48 con lo cual quedan pendientes de restaurar 163.63 hectáreas al cierre de diciembre de 2012.

En la Región Norte, durante el año se afectaron 2.87 hectáreas que sumadas a las 129.27 pendientes de restaurar al cierre del año 2011 totalizan 132.14 hectáreas; se han restaurado 33.15 hectáreas, quedando 98.99 hectáreas de suelos por restaurar.

En la Región Sur durante el periodo de referencia se tiene el registro de 30.07 hectáreas afectadas como resultado de fugas y derrames ocurridos tanto en instalaciones de los Activos de Producción como en ductos de la Subdirección de Distribución y Comercialización cantidad que sumada al rezago de 60.90 suman 90.97 hectáreas, de las cuales se han restaurado 26.33 quedando pendientes de atender 64.64 hectáreas al cierre.

El total de suelos afectados al cierre del año 2012 se detalla en el cuadro siguiente:

Restauración de suelos
hectáreas



Región	rezago al 31 de diciembre					Enero - Diciembre 2012		
	2007	2008	2009	2010	2011	Afectadas	Restauradas	Pendientes
Total	149.4	113.62	212.7^a	190.40	190.17	32.94	59.48	163.63
Norte	144.7	111.38	209.1 ^b	187.60	129.27	2.87	33.15	98.99
Sur	4.7	2.24	3.61	2.80	60.90 ^c	30.07	26.33	64.64

a. Áreas con emanaciones de hidrocarburos en Laguna de Marland y en campos Pánuco, Ébano y Cacalilao

b. Incluye el remanente del hallazgo satelital al cierre de 2009.

c. Se incorpora áreas detectadas en los recorridos efectuados en Región Sur.

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 sujeto a las siguientes consideraciones:

- 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 propietarios, comunidades y municipios, de acuerdo al programa definido

- Dar 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 áreas afectadas

La Subdirección de Producción Región Sur para atender los sitios contaminados por las fugas y derrames continúa llevando 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
- Promoción de 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
- Formalización de contratos para la remediación de sitios contaminados para garantizar el ejercicio de planes y programas de restauración de áreas, en los distintos Activos de Producción de Región Sur
- Gestión ante la autoridad ambiental con la intervención de la Subdirección de ASIPA, para agilizar la resolución de las propuestas de remediación ingresadas

La atención de las áreas afectadas pendientes de remediar, se lleva a cabo tomando en consideración el criterio de jerarquización de los sitios, de modo que se da prioridad a sitios localizados en zonas que puedan presentar riesgo para la población o posible incremento del área afectada.

Programa de Restauración de suelos, 2012
(hectáreas).

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte	Pasivo	0,00	0,00	6,55	1,56	2,92	4,44	0,84	8,38	22,40	9,70	12,04	9,00	77.83
	Realizado	0.27	0.55	1.8	0	1.82	0	3.52	1.27	18	2.73	0.48	0.99	31.43
Sur	Pasivo	2.85	0.56	0.19	.54	2.08	1.81	3.04	3.28	2.23	2.23	1.16	0.30	20.27
	Realizado	2.87	0.37	0.09	.20	.47	.01	0.03	0.50	0.06	0.02	0.00	0.93	5.55
Total Programado		2.85	0.56	6.74	2.10	5.0	6.25	3.88	11.66	24.63	11.93	13.2	9,3	98.10
Total Realizado		3.14	0.92	1.89	0.20	2.29	0.01	3.55	1.77	18.06	2.75	0.48	1.92	36.98

Es importante señalar que la restauración de sitios está supeditada; al cumplimiento a lo establecido en la legislación ambiental vigente, debiendo presentar a la SEMARNAT las propuestas de remediación (Caracterización de sitio y tecnologías de remediación) y obtener la resolución de su aprobación, así como a la suficiencia presupuestaria para la remediación de dichos sitios y al acceso a los terrenos particulares afectados.

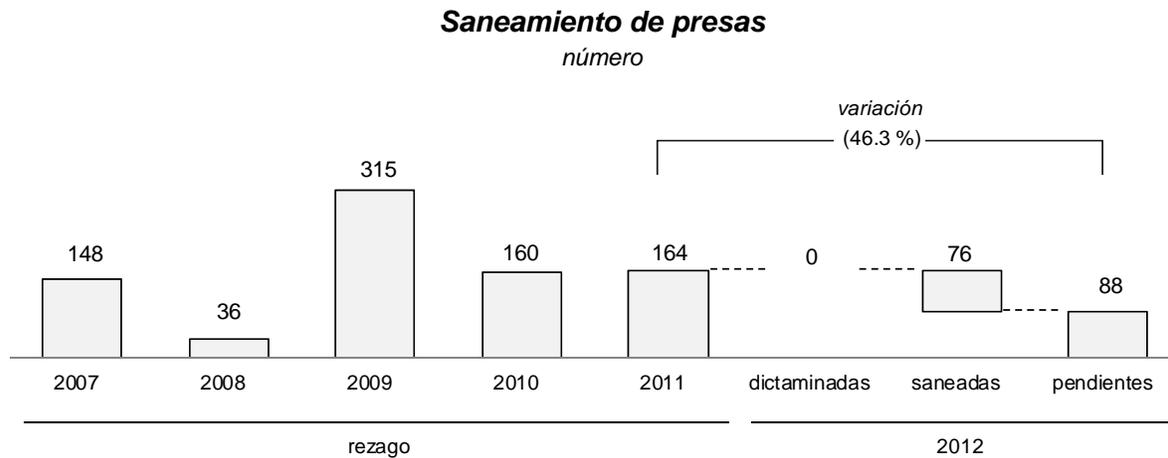
- **Saneamiento de presas**

Al iniciar el año de 2012 se tenía un rezago de 164 presas pendientes de atender, de las cuales 151 correspondían a la Región Norte y 13 a la Región Sur.

Durante el transcurso del año se sanearon un total de 76 presas, reduciendo el rezago existente en 46.3 por ciento, con lo que al cierre del año se registra un rezago de 88 presas.

Del total de presas restauradas 71 corresponden a la Región Norte reduciendo su rezago a 80 presas. Por su parte la Región Sur restauró 5 presas, ubicándose 4 en el Activo de Producción

Samaria-Luna y una en el Activo de Producción Bellota-Jujo, por lo que se tienen 8 presas pendientes de sanear en la región.



Región	rezago al 31 de diciembre					Enero – Diciembre 2012		
	2007	2008	2009	2010	2011	dictami- nadas	saneadas	Pendientes
Total	148	36	315^a	160^a	164^a	0	76	88
Norte	147	36	315	160	151 ^b	0	71	80
Sur	1	0	0	0	13 ^c	0	5	8

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

d. Fuente: Base de Datos para El Registro y Control de la Atención de los Pasivos Ambientales de PEP

El programa de saneamiento de presas para el año 2012 presentó un cumplimiento de 75 por ciento, al haberse saneado 76 presas de 101 programadas. El detalle mensual del programa se presenta en el cuadro siguiente:

Programa y seguimiento de saneamiento y tapado de presas, 2012

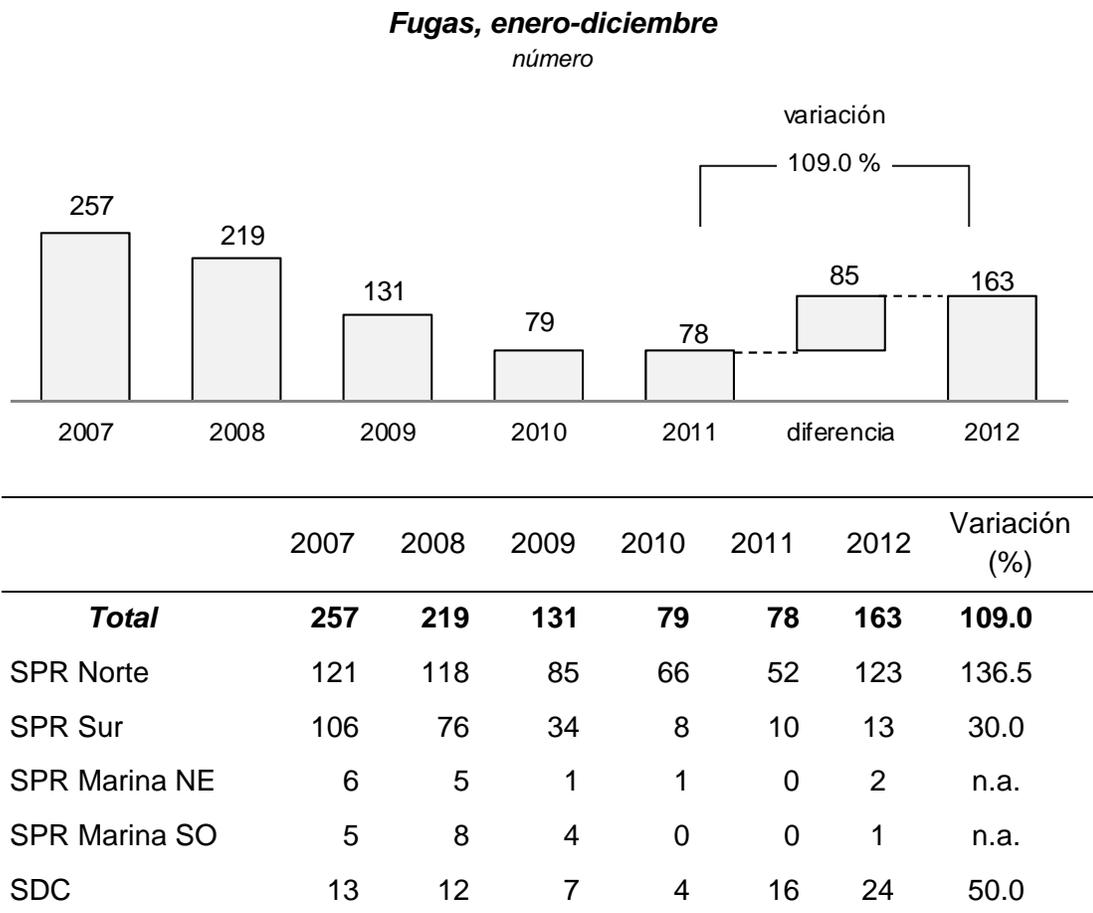
		<i>número</i>												
Presas		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte (número)	Pasivo	1	4	11	13	14	12	6	6	6	5	5	5	88
	Realizado	0	0	0	22	0	0	0	0	0	14	4	31	71
Sur (número)	Pasivo	0	2	0	4	1	0	1	1	0	0	0	4	13
	Realizado	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	5
Total Programado		1	6	11	17	15	12	7	7	6	5	5	9	101
Total Realizado		2	0	0	22	0	0	0	0	0	14	7	31	76

El motivo de la desviación registrada en la Región Norte es que están en espera de resultados finales en 10 presas ubicadas en el Activos de Producción Poza Rica-Altamira (5), y en los Activos Integrales Aceite Terciario del Golfo (4) y Burgos (1), ya que en algunos contratos se terminó el monto del mismo y en el caso de los Activos Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo se ha priorizado la atención de fugas.

El saneamiento de las presas en la Región Sur se contempla bajo la misma iniciativa estratégica de la remediación de áreas contaminadas, de modo que las acciones que se realizan para la remediación de áreas, son extensivas para este rubro, principalmente en relación a la 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.

vi. Fugas y derrames

El número de fugas registradas estadísticamente en el periodo enero-diciembre 2012 es de 163, superior en 109 por ciento a las registradas en el mismo periodo del año anterior. Las causas identificadas que originaron estas fugas fueron entre otras: 79 por corrosión interior, 20 por corrosión exterior, 26 por falla de material, 21 por actos vandálicos (cortes con seguetas, aperturas de válvulas, tomas clandestinas), representando esta última el 13 por ciento del total de fugas, y 17 por otras causas.

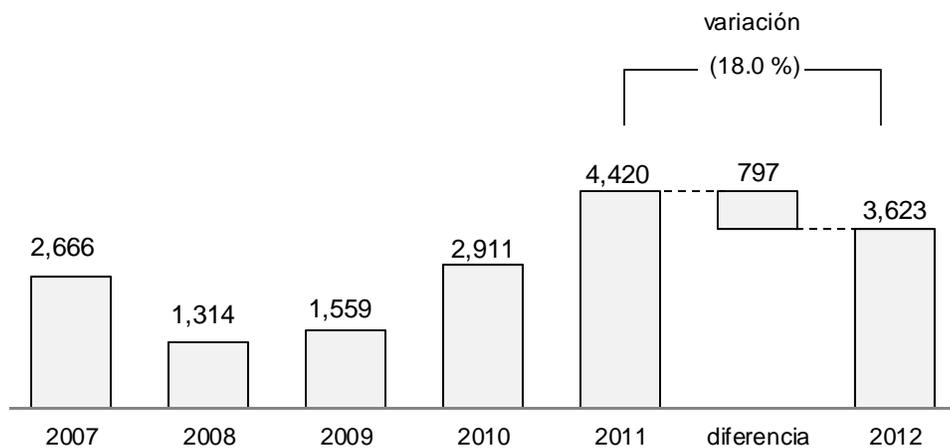


El 90 por ciento de las fugas en ductos e instalaciones registradas en el periodo de referencia, se concentraron en los Activos Integrales Aceite Terciario del Golfo (37 por ciento) y Burgos (10 por ciento), en los Activos de Producción Poza Rica-Altamira (28 por ciento) y Bellota Jujo (7 por ciento) y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sur (9 por ciento).

El volumen derramado se estimó en 3 mil 623 barriles de hidrocarburos sin incluir el agua, lo que representa una disminución de 18 por ciento con respecto al mismo periodo del año anterior. El volumen recuperado de mezcla agua-aceite fue de 3 mil 146 barriles aproximadamente.

Volumen derramado, enero-diciembre

barriles



Volumen derramado, enero-diciembre

barriles

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación (%)
Total	2,666	1,314	1,559	2,911	4,420	3,623	(18)
Norte	1,983	565	879	2,735	1,171	3,021	100
Sur	523	541	529	38	70	55	(21)
Marina NE	3	0	0	32	0	1	100
Marina SO	10	127	150	0	0	12	100
SDC	147	81	1	106	3,179	535	(83)

Se estima que el volumen derramado atribuible a fugas originadas por corrosión interior fue de 2 mil 145 barriles, cantidad que representa el 59 por ciento del volumen total.

El volumen derramado en 2012 fue generado principalmente por ocho fugas registradas, seis en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte y dos en la GTDH – Sur, de las cuales derramaron un total de 2 mil 190 barriles de crudo, que equivalen al 60 por ciento del volumen total.

Para prevenir la ocurrencia de fugas en la Región Norte y principalmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se toman las acciones siguientes:

- ✓ Instalar dispositivos para efectuar limpieza interior de ductos
- ✓ Instalar dispositivos para inyección de inhibidor y evaluación de corrosión
- ✓ Revisar y adecuar los procedimientos de limpieza de pozos y/o analizar la posibilidad de instalar sistemas portátiles de

captación de sólidos en el inicio del ducto de recolección de cada macropera durante la primera etapa de producción de pozos

- ✓ Continuar análisis físicos-químicos de fluidos transportados y sedimentos obtenidos durante la limpieza interna de ductos para calibración de programas y productos inhibidores de corrosión y biocidas
- ✓ Realizar análisis de simulación de flujo en los ductos críticos y en los que ya presentaron fuga, para determinar las zonas de acumulación de sólidos y riesgo de abrasión. Con base en los resultados del análisis, evaluar alternativas para proteger con recubrimientos interiores o sustituir secciones con tubería no metálica de acuerdo a métodos y tecnologías aplicables
- ✓ Instalar protección interior en el primer kilómetro de los ductos que ya presentaron fuga y ampliar la protección de acuerdo a resultados de análisis de simulación de flujos

Asimismo 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:

- ✓ Estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica
- ✓ Programas de inspecciones a ductos (interior y exterior)
- ✓ Evaluación del riesgo e integridad

- ✓ Elaboración de ACR y atención a recomendaciones
- ✓ Instalación de tubería no metálica
- ✓ Incremento de la protección interior (recubrimiento interno)
- ✓ Intervenciones con equipo desarenador automatizado

Para el caso del vandalismo que ocurre en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos, se realiza lo siguiente:

- ✓ 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
- ✓ Instalación de sistemas para detección de fugas: Leak Net en ductos existentes y fibra óptica en los nuevos

Se continúan llevando a cabo las acciones del Plan de Administración de la Integridad en Ductos (PAID), con el cual es posible revisar la posibilidad y severidad de incidentes en ductos y proporcionar un método integrado para analizar, evaluar y administrar el nivel de riesgo, incluyendo a las líneas de producción y transporte que están operando y las que están fuera de operación.

vii. Certificados de industria limpia

• Instalaciones de producción

La certificación de instalaciones de PEP como Industria Limpia dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA), se ha constituido como instrumento fundamental para asegurar el cumplimiento del marco regulatorio, fortalecer el desempeño ambiental y mejorar la imagen de Pemex-Exploración y Producción como empresa limpia y segura.

El Organismo se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al mes de diciembre de 2012 ha incorporado un total de 261 instalaciones de proceso y 211 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 117 instalaciones y 78 ductos están certificados, como se indica en el cuadro siguiente:

Total de Instalaciones y Ductos certificados ^a

Región / Subdirección ^b	Total incorporado en el PNAA a Diciembre 2012		Con certificado a Diciembre de 2012		En proceso de certificación a Diciembre de 2012 ^c	
	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos
<i>Total</i>	261	211	117	78	144	133
Norte	44	98	14	64 ^d	30	34
Sur	79	0	21	0	58	0
Marina NE	51	26	40	14	11	12
Marina SO	87	87	42	0	45	87

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. Incluyen: instalaciones en proceso de renovación, de auditoría, de liberación de certificado y cumplimiento de Plan de acción.

d. No contabiliza instalaciones que fueron certificadas bajo el programa original a nivel instalación, dado que quedaron comprendidas en subsistemas.

El avance registrado en el año 2012 en el proceso de certificación es de 45 por ciento para instalaciones y 37 por ciento para el caso de ductos.

Región Norte

En el período de referencia se incrementó el número de instalaciones y ductos certificados, debido a que se obtuvieron los certificados de 4 instalaciones de producción y 2 subsistemas de transporte:

Instalaciones de Producción:

- E.R.G. Papan (1 instalación)
- C.A.B Poza Rica (1 instalación)
- Extracción y Proceso Lizamba (1 instalación)
- Extracción y Proceso Apertura (1 instalación)

Subsistemas de Transporte:

- Transporte Poza Rica A (12 ductos)
- San Pablo Rincón Pacheco (1 ducto)

El número de instalaciones y ductos en proceso de certificación disminuyó, debido a la desincorporación de 3 subsistemas de transporte (71 ductos) y 9 subsistemas de producción (112 instalaciones), al haberse modificado algunas instalaciones y al no concretarse la formalización de los convenios de concertación correspondientes.

Finalmente, a través de una auditoría ambiental se incorporó el Subsistema de Ductos de Transporte Cauchy (7 ductos),

encontrándose en proceso de ingresarse ante la referida instancia y la Estación de Medición y Control Cauchy (1 instalación).

Región Sur

En el cuarto trimestre de 2012, se registró una disminución en el número de instalaciones de producción con certificado vigente, debido a que no se renovaron los certificados de 4 instalaciones, al no estar en condiciones para ser recertificadas o por encontrarse fuera de operación.

Por otra parte, se obtuvieron los certificados de 4 instalaciones de producción:

- Estación de compresión Agave
- Batería de separación Sen
- Estación de recolección de gas San Ramón
- Estación de recolección de gas Narvárez

El número de instalaciones en proceso de certificación se redujo, debido a que no fue posible cumplir la totalidad de las acciones requeridas en los planes de acción o por instalaciones que se encontraban fuera de operación.

Asimismo, a este rubro se adicionaron 2 instalaciones que anteriormente contaban proceso de renovación del certificado y 2 que a la fecha se encuentran en ejecución del plan de acción.

Región Marina Noreste

En el período de referencia disminuyó el número de instalaciones de producción y ductos de transporte con certificado vigente, debido a lo siguiente:

No se logró la renovación del certificado del Complejo Operativo de Rebombear (3 instalaciones), al no estar en condiciones de cumplir con la normatividad en materia de aguas residuales y con los requisitos establecidos en materia de seguridad con respecto a recipientes sujetos a presión y a la desincorporación de dos instalaciones, por no estar en posibilidad de cumplir con la totalidad de las acciones requeridas en los planes de acción.

Por otra parte, se obtuvieron los certificados de las Plataformas Maloob A y Ku-I, así mismo se encuentra en proceso de renovación el certificado del Subsistema de Transporte de Rebombear (8 ductos) y se incorporaron al proceso de certificación las Plataformas Akal-MB, Akal-BN y Akal DB.

Región Marina Suroeste

El número de instalaciones certificadas se incrementó debido a que se obtuvo la certificación y la renovación de los certificados de 11 plataformas:

C. P. Pool-A	Caan-TA	Taratunich-TE	Iztal A
Manik-A	Homol-A	Tumut-A	Ixtal-A
Sinan B	Sinan C	Sinan D	

Adicionalmente, se incorporaron 5 instalaciones más al PNAA, las cuales actualmente se encuentran en ejecución de la auditoría ambiental.

- **Equipos de perforación**

El avance registrado en el año 2012 en el proceso de certificación de los equipos de perforación y mantenimiento de pozos es de 63 por ciento.

Certificados de industria limpia (equipos y talleres) de UNP

UNP ^a	Total equipos auditados	Año 2012	
		certificados	En proceso
Total	115	73	42
Norte	54	50 ^b	4
Sur	43	21	22
Marina	18	2	16

a. Para UNP el esquema de certificación es por equipo y talleres.

b. Incluye plantas de fluidos.

En el período de referencia se obtuvieron los certificados de los equipos: PM-5654, PM-5539, Pozo Escuela PM 1005, PM-5593 y PM-5627 y se encuentran en proceso de renovación los equipos PM-329, PM-331, PM-5026, PM-9108 y PM-5642, los cuales se encuentran en espera de que PROFEPA resuelva la solicitud de reconsideración del requerimiento del Registro como Empresa Generadora de Residuos de Manejo Especial.

Finalmente, se incorporaron 11 equipos al proceso de certificación, encontrándose actualmente en cumplimiento de plan de acción.

• **Programa General**

En lo que corresponde al cumplimiento del programa general de auditorías, diagnósticos ambientales y dictámenes de terminación a realizarse en el presente año para instalaciones de producción, ductos y de equipos e instalaciones de perforación, se registró un cumplimiento de 70 por ciento.

***Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales y
Dictámenes de Terminación 2012***

Subdirección	Programado	Realizado
Región Sur	71	55
Región Norte	40	9
Región Marina Suroeste	47	50
Región Marina Noreste	13	11
UNP Sur	43	41
UNP Marina	18	1
UNP Norte	13 ¹	5
Total	245	172

¹ Las auditorías programadas se realizarán solo si se resuelve problemática de residuos de manejo especial.

***Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales y
Dictámenes de Terminación 2013***

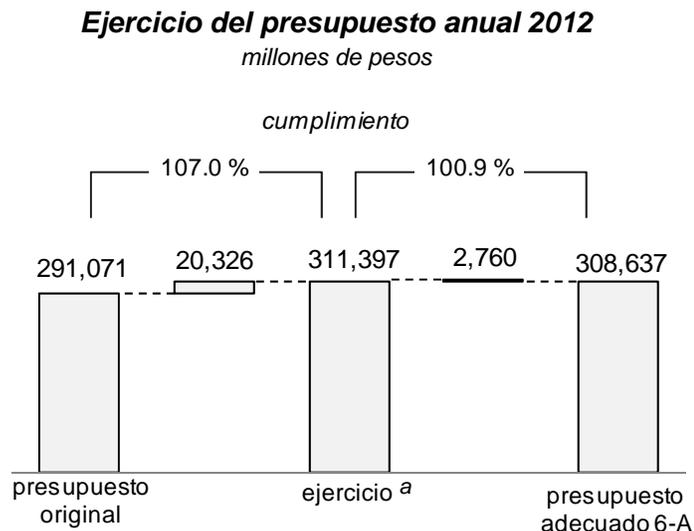
Subdirección	Programado
Región Sur	54
Región Norte	34
Región Marina Suroeste	22
Región Marina Noreste	17
UNP	62
Total	189

2. Inversiones

a. Evolución del presupuesto anual 2012

Los recursos presupuestales para el 2012 originalmente autorizados por la Cámara de Diputados fueron de 291 mil 71 millones de pesos en flujo de efectivo, asignando el 87 por ciento al presupuesto de inversión y el restante 13 por ciento al presupuesto de operación. Este techo fue superior en 6 por ciento, equivalente a 18 mil 43 millones de pesos, al ejercicio alcanzado durante 2011.

A lo largo del año se autorizaron 16 adecuaciones al presupuesto de inversión y operación, registrándose un incremento en el presupuesto de inversión de 20 mil 720 millones de pesos, mientras que el presupuesto de operación registró un decremento de 3 mil 154 millones de pesos, dando como resultado un incremento neto en el techo total de 17 mil 566 millones de pesos, con lo cual las operaciones del Organismo fueron reorientándose en concordancia con la disponibilidad de recursos adicionales, que se fueron presentando a lo largo del ejercicio.



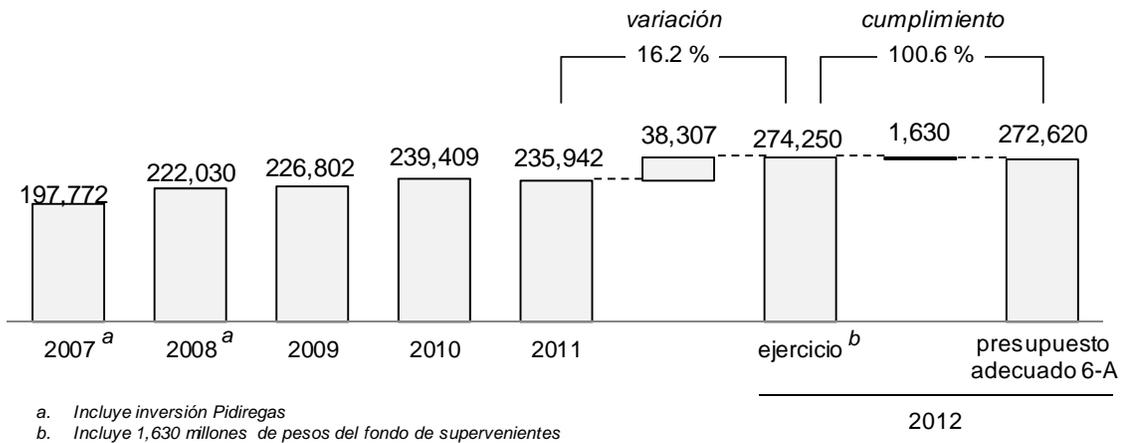
a. Incluye 2,780 millones de pesos del fondo de supervenientes de los cuales 1,630 millones corresponden a inversión y 1,150 millones a operación

b. Ejercicio de inversión

El ejercicio preliminar del presupuesto de inversión en flujo de efectivo para 2012 asciende a 274 mil 250 millones de pesos, monto que incluye las erogaciones por concepto de supervenientes por 1 mil 630 millones de pesos. Cabe señalar que estas erogaciones extrapresupuestales no están consideradas en el presupuesto autorizado, son registradas como pago de siniestros, contingencias ambientales y laudos entre otros.

Ejercicio del presupuesto de inversión, enero-diciembre

millones de pesos



Sin tomar en cuenta los recursos destinados a supervenientes, el cumplimiento alcanzado respecto al presupuesto adecuado 6-A es de 100 por ciento, mientras que el cumplimiento con base en el presupuesto original es de 108 por ciento, derivado de los recursos adicionales autorizados.

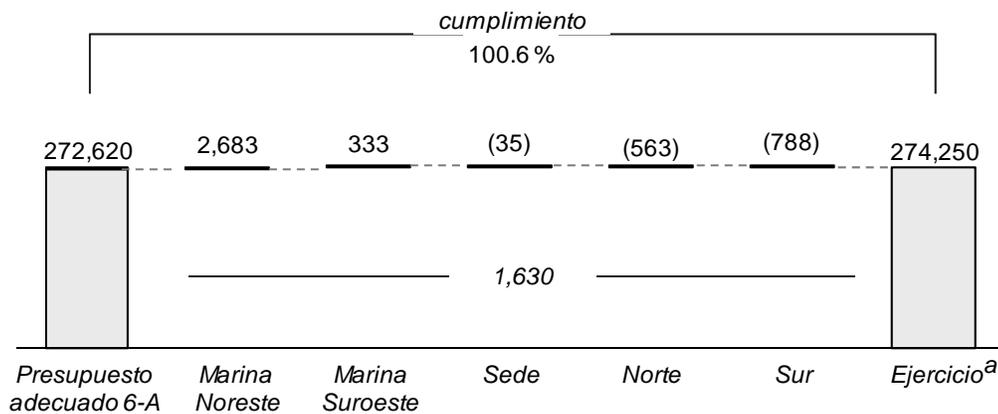
El ejercicio de inversión fue mayor en 0.6 por ciento al presupuesto adecuado versión 6-A debido al registro de eventos supervenientes, ubicándose la mayor variación en la Región Marina Noreste por 632 millones los cuales se destinaron principalmente para el centro de proceso KU-S. En el Proyecto Cantarell, se registraron siniestros por 182 millones de pesos básicamente para ductos.

En la Región Norte, el Proyecto Aceite Terciario del Golfo registró 183 millones de pesos principalmente para instalaciones de producción, mientras que el Proyecto Burgos registró 55 millones principalmente para laudos y juicios.

En lo que se refiere a la Región Marina Suroeste, el Proyecto Yaxche, registró 170 millones de pesos del fondo de supervenientes destinados a los ductos de las plataformas Yaxche-A y Yaxche-B.

Ejercicio de inversión 2012 por Región

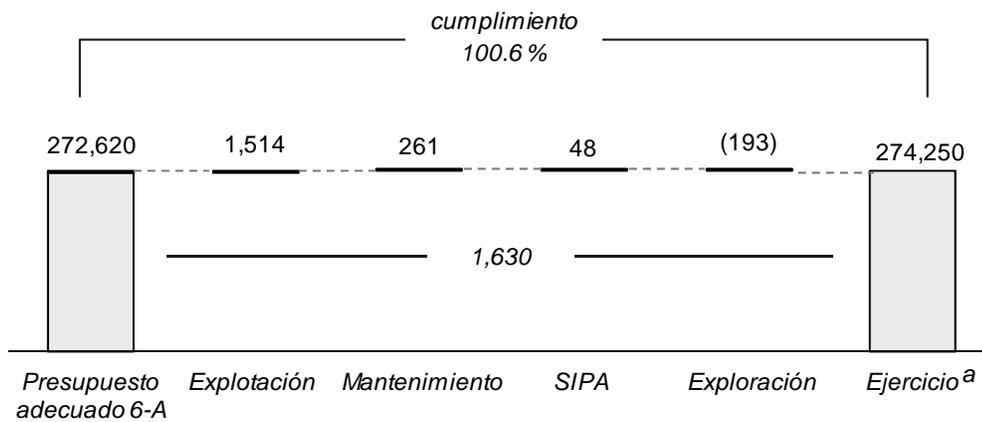
millones de pesos



a. Incluye 1,630 millones de pesos del fondo de supervenientes

Considerando la inversión por línea de negocio, 72 por ciento del ejercicio total se destinó a actividades de explotación, 14 por ciento a mantenimiento, 12 por ciento a exploración y en las actividades de seguridad industrial y protección ambiental el 1 por ciento.

Ejercicio de inversión 2012 por línea de negocio
millones de pesos



A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de inversión 2012 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de inversión, 2012

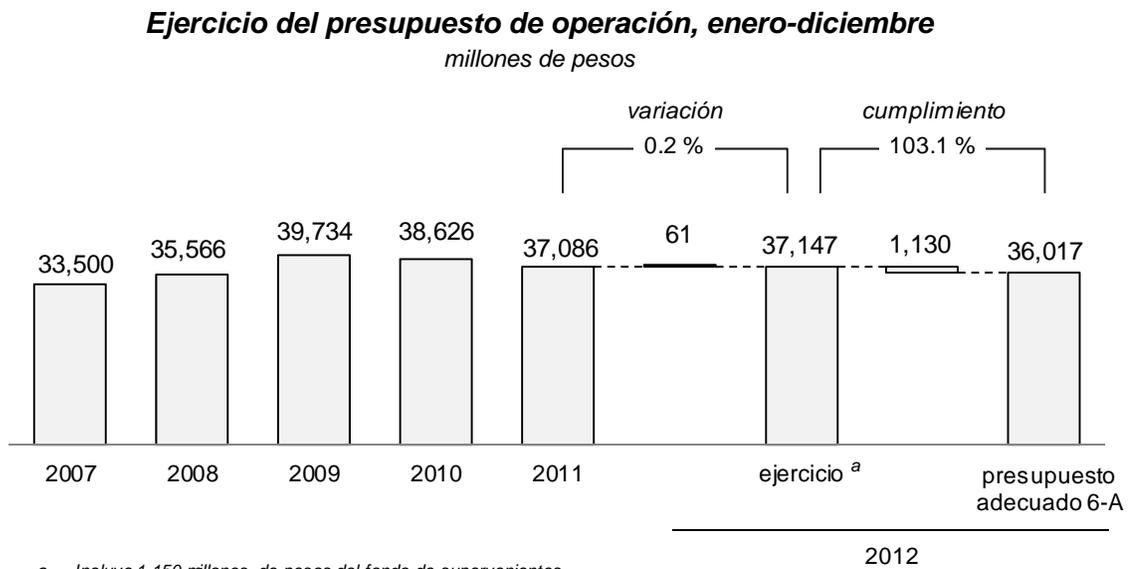
millones de pesos en devengable

Región / Proyecto	2012		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio ^a	Monto	%
Inversión Total	278,362	280,451	2,089	0.8
<i>Región Norte</i>	54,996	73,275	18,279	33.2
Integral Arenque	3,367	1,718	(1,649)	(49.0)
Burgos	18,900	25,464	6,564	34.7
Proyecto Aceite Terciario del Golfo	24,784	31,497	6,713	27.1
Integral Poza Rica	3,901	8,857	4,956	127.1
Reing Sist de Recup Tamps. Const.	4,044	5,739	1,695	41.9
<i>Región Sur</i>	40,141	46,375	6,234	15.5
Integral Complejo Antonio J. Bermúdez	14,275	18,108	3,833	26.9
Integral Bellota-Chinchorro	6,016	4,900	(1,116)	(18.5)
Integral Cactus-Sitio Grande	2,399	5,049	2,650	110.4
Integral Carmito-Artesa	784	-	(784)	(100.0)
Delta del Grijalva	6,351	6,735	384	6.0
Integral el Golpe-Puerto Ceiba	2,791	3,518	727	26.0
Integral Jujo-Tecominoacán	6,116	6,178	62	1.0
Proyectos Exploratorios	1,408	1,886	478	33.9
<i>Región Marina Noreste</i>	108,753	98,607	(10,146)	(9.3)
Cantarell	54,633	59,514	4,881	8.9
Integral Ek-Balam	5,685	1,886	(3,798)	(66.8)
Integral Ku-Maloob-Zaap	44,633	34,814	(9,819)	(22.0)
Proyectos Exploratorios	3,802	2,392	(1,409)	(37.1)
<i>Región Marina Suroeste</i>	23,592	20,150	(3,442)	(14.6)
Integral Ayin-Alux	1,121	48	(1,073)	(95.7)
Integral Campo Caan	2,416	-	(2,416)	(100.0)
Integral Chuc	11,332	14,799	3,468	30.6
Integral Lakach	1,616	424	(1,192)	(73.7)
Integral Och-Uech-Kax	1,161	1,345	184	15.9
Integral Yaxché	5,946	3,533	(2,413)	(40.6)
<i>Sede</i>	2,833	3,850	1,016	35.9
<i>Programa Estratégico de Gas</i>	48,046	38,195	(9,851)	(20.5)

a. Se incluye el avance estimado de obra de COPF por 7 mil 516 millones de pesos.

c. Ejercicio de operación

El ejercicio preliminar del presupuesto de operación en flujo de efectivo durante 2012 ascendió a 37 mil 147 millones de pesos para lograr un cumplimiento de 103.1 por ciento respecto al presupuesto adecuado 6-A.



La variación respecto al presupuesto adecuado 6-A obedece básicamente a que se ejercieron recursos del fondo de supervenientes por 1 mil 150 millones de pesos, mismos que se consideran extrapresupuestales.

Sin tomar en cuenta los recursos destinados a supervenientes, el cumplimiento del ejercicio de operación respecto al presupuesto adecuado IV versión 6-A es de 99.9 por ciento, mientras que el cumplimiento con base en el presupuesto original es de 97.1 por ciento.

El gasto de operación se integra de la siguiente manera:

- En servicios personales se presenta un ejercicio de 19 mil 464 millones de pesos, de los cuales 10 mil 440 millones corresponden a sueldos y salarios, 4 mil 37 millones a gasto de previsión social pagados al personal, 3 mil 915 millones por prestaciones contractuales y 1 mil 72 millones de otros conceptos
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio fue de 8 mil 639 millones de pesos, principalmente por las aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE)
- En servicios generales (otros gastos de operación), el ejercicio fue de 5 mil 758 millones de pesos, distribuidos de la siguiente manera: 1 mil 132 millones de gastos generales pagados a terceros, 784 millones de fletes y servicios de transporte, 737 millones para adquisiciones de refacciones y accesorios menores para maquinaria, artículos de protección y seguridad, así como para ropa de trabajo, 500 millones en conservación y mantenimiento, 442 millones en impuesto sobre nómina, 388 millones en servicios auxiliares pagados a terceros, 347 millones en arrendamientos y en otros por 278 millones. Asimismo, se incluyen 1 mil 150 millones por concepto de supervenientes (siniestros, indemnizaciones, juicios, afectaciones, etc.)
- En viáticos, viajes y gastos de representación se erogaron 1 mil 594 millones, los cuales se refieren principalmente a pagos

contractuales de personal de plataformas y que son parte integral de la nómina.

A continuación se presenta el ejercicio del presupuesto de operación 2012 en devengable, así como sus variaciones respecto al presupuesto original:

Presupuesto de operación, 2012

millones de pesos en devengable

Concepto	2012		Variación	
	Presupuesto original	Ejercicio	Monto	%
Operación Total	50,016	50,401	385	0.8
<i>Servicios Personales</i>	19,689	19,462	(227)	(1.2)
Sueldos y Salarios	10,543	10,305	(238)	(2.3)
Seguro interno del personal	98	98	0	0.0
Indemnizaciones al personal	17	16	(1)	(7.5)
Gtos. prev. social pagados al personal	4,012	3,947	(65)	(1.6)
Incentivos y compensación al personal	1,010	1,056	46	4.6
Prestaciones contractuales a personal	4,010	4,040	31	0.7
<i>Nómina de pensiones</i>	8,642	8,639	(3)	0.0
<i>Materiales</i>	857	726	(132)	(15.4)
<i>Servicios Generales</i>	20,828	21,575	747	3.6
Fletes	841	783	(58)	(6.9)
Servicios técnicos pagados a terceros	266	274	8	2.9
Seguros	1,692	1,692	0	0.0
Conservación y mantto. por contrato	580	548	(32)	(5.6)
Servicios auxiliares pagados a terceros	412	392	(20)	(4.9)
Arrendamientos varios	252	334	81	32.2
Viáticos, gtos. de viaje y representación	1,638	1,598	(40)	(2.4)
Otros	15,145	15,954	808	5.3

d. 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 2012 se registró una producción de 404 mil barriles diarios de crudo, lo que equivale a un cumplimiento de 91 por ciento respecto al programa, debido al cierre de pozos por presencia de gas y agua.

Respecto a la producción de gas se obtuvieron 400 millones de pies cúbicos, lo que significa un cumplimiento respecto al programa de 91 por ciento, debido a que las zonas del yacimiento que están en explotación presentaron mayor contenido de gas nitrógeno.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 100 por ciento de lo previsto en el programa, destacando la realización de 63 intervenciones mayores a pozos, 16 más a lo establecido en el programa, las cuales fueron para mantener las condiciones de operación de los pozos.

Se concluyeron 15 pozos de desarrollo de 30 programados, debido al retraso en la llegada de los equipos y al incremento en tiempos de intervención por malas condiciones climatológicas, además de problemas operativos.

Se tuvo un ejercicio preliminar de 43 mil 757 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 104 por ciento respecto al presupuesto, debido principalmente debido a que originalmente se consideró un monto menor para los servicios de obra, instalación y puesta en operación de dos turbocompresores.

Proyecto Cantarell^a

Rubro	unidades	Realizado		2012						Cartera de proyectos					Total ^d	
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +		2013 - 2026
				anual	periodo	anual	periodo									
Actividad física																
Pozos de desarrollo	num	140	15	18	18	30	30	15	-15	50	23	17	17	26	83	
Intervenciones mayores	num	240	38	52	52	47	47	63	16	134	39	63	28	20	150	
Plataformas	num	5	4	1	1			1	1		6	2	1	9		
Plantas	num	1											2	2		
Ductos	km	2				36	36	19	-17	52	3	1		4		
Avance físico total	%		58.3	62.8	62.8	70.0	70.0	69.7	-0.3	100						
Inversión^c																
Avance del ejercicio	MM\$	400,726	44,349	33,438	33,438	42,024	42,024	43,757	1,733	104	37,916	38,997	33,663	145,568	776,680	
	%	52	57	62	62	67	67	67	0	100	72	77	81	100	100	
Indicadores																
Producción de crudo	Mbd	1,444	501	449	449	444	444	404	-40	91	476	466	434	173	227	
Producción de gas	MMpcd	708	672	487	487	440	440	400	-40	91	652	676	606	147	240	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas sin nitrógeno a partir de 2008 en adelante

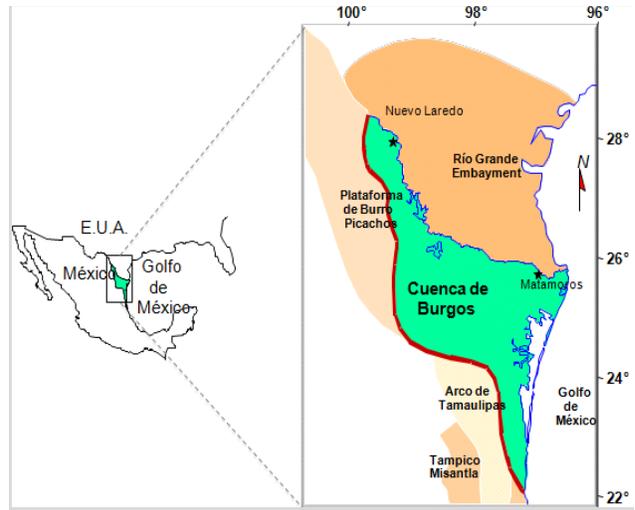
Burgos

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 2012, la producción de gas alcanzó un promedio de 1 mil 269 millones de pies cúbicos diarios, mismos que representaron un cumplimiento de 99 por ciento respecto a la meta establecida.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 100 por ciento respecto al programa, destacando el avance registrado en la terminación de pozos exploratorios y de desarrollo de 375 y 238 por ciento, respectivamente, debido a la optimización en el tiempo de perforación y terminación de pozos.



El ejercicio preliminar de inversión presente una erogación en el proyecto de 24 mil 554 millones de pesos, equivalente al 99.5 por ciento del presupuesto autorizado para el año, debiéndose la diferencia al proceso de facturación.

Proyecto Burgos ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos					Total ^d 2013 - 2027
		acum. a	2011			programa ^b		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +	
		2009	2010	anual	periodo	anual	periodo								
Actividad física															
Sísmica 2D	km	16,023	2,326	2,467	2,467	2,500	2,500	2,514	14	101					
Sísmica 3D	km ²	17,548	506	35	35	1,176	1,176	1,233	57	105	954	3,206	1,280	7,636	13,076
Pozos exploratorios	num	226	19	14	14	4	4	15	11	375	17	25	11	360	413
Pozos de desarrollo	num	2,752	252	173	173	84	84	200	116	238	194	225	197	956	1,572
Intervenciones mayores	num	1,645	308	405	405	353	353	352	-1	100	263	259	239	1,238	1,999
Plantas	num	9	4	6	6	1	1	1		100	4		3	8	15
Ductos	km	157	82	224	224	44	44		-44		14	2	1		17
Avance físico total	%		54.0	58.4	58.4	61.0	61.0	61.0	0.0	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	211,149	34,151	27,171	27,171	24,665	24,665	24,554	-111	99.5	18,487	20,234	17,979	164,166	518,003
	%	41	47	53	53	57	57	57	0	100	61	65	68	100	100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	MMbpce	63	20	32	32										
Producción de crudo	Mbd							5	5		12	10	10	7	7
Producción de gas	MMpcc	1,091	1,478	1,344	1,344	1,277	1,277	1,269	-8	99	1,326	1,398	1,480	1,041	1,104

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ku - Maloob - Zaap

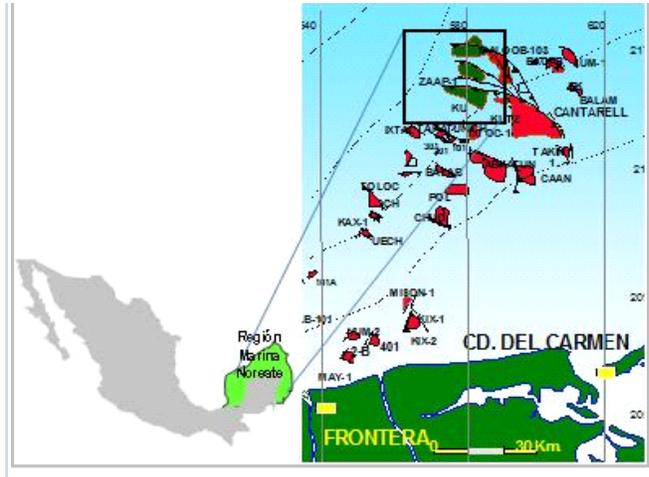
Ku-Maloob-Zaap se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche.

El objetivo del proyecto es recuperar en el periodo 2012-2030 un volumen de aceite del

orden de los 3 mil 838 millones de barriles de aceite y 1,121 miles de millones de pies cúbicos de gas, a través de la perforación de pozos de desarrollo e inyectores, construcción y modernización de infraestructura, continuidad del sistema de mantenimiento de presión a los yacimientos de la formación Cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como el desarrollo de los campos nuevos de Ayatsil, Pit y Tekel, lo que permitirá mantener al menos una plataforma de producción de 850 mil barriles diarios, por un periodo de seis años.

La producción de hidrocarburos registró 855 mil barriles por día de crudo y 330 millones de pies cúbicos de gas, alcanzando un cumplimiento de 101 por ciento en ambos casos. 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 respecto al programa establecido para el año, destacando el cumplimiento en la terminación de pozos de desarrollo e intervenciones mayores.



Las cifras preliminares de inversión física muestran un ejercicio de 33 mil 83 millones de pesos, logrando un cumplimiento de 104 por ciento respecto al presupuesto, debido principalmente a trabajos de rehabilitación, modificación y reacondicionamiento derivado de percance en turbocompresor de plataforma KU-S.

Proyecto Ku-Maloob-Zaap^a

Rubro	unidades	Realizado								Cartera de proyectos					Total ^d		
		acum. a		2011		programa ^b		2012		diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015		2016 +	2013 - 2028
		2009	2010	anual	periodo	anual	periodo	realizado	periodo								
Actividad física																	
Pozos de desarrollo	num	103	10	12	12	11	11	11			100	19	12	7	50	88	
Intervenciones mayores	num	39	8	16	16	24	24	24			100	12	22	13	18	65	
Plataformas	num	4		1	1	1	1	1			100	2	5		6	13	
Plantas	num					1	1					2	1		3	6	
Ductos	km	34	3	32	32	12	12	6			50	8	5	4		17	
Avance físico total	%		37.4	41.2	41.2	45.7	45.7	45.7			100						
Inversión^c																	
	MM\$	174,926	24,265	28,480	28,480	31,895	31,895	33,083	1,188		104	40,972	39,071	30,624	192,748	562,979	
Avance del ejercicio	%	31	35	40	40	46	46	46	0		100	53	60	66	100	100	
Indicadores																	
Producción de crudo	Mbd	421	839	842	842	847	847	855	8		101	857	856	861	449	517	
Producción de gas	MMpcd	203	332	331	331	325	325	330	5		101	283	279	277	123	149	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

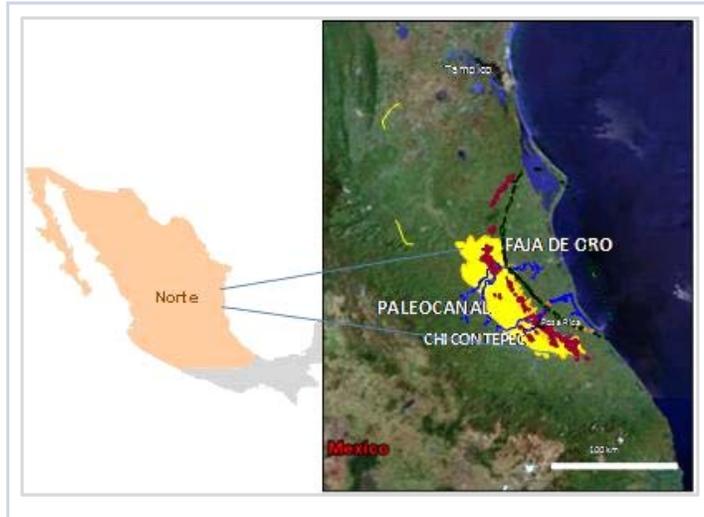
c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, 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 recuperar las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, mediante la terminación de 8 mil 937 pozos y la realización de 16 mil 849 reparaciones mayores durante el horizonte 2012-2031, logrando acumular un volumen de 1 mil 92 millones de barriles de aceite y 1,747 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Durante 2012 se registró una producción de 69 mil barriles de crudo y 149 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 87 y 127 por ciento, respectivamente.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 24.5 por ciento respecto al programa total, lo que significa un cumplimiento de 100 por ciento de la meta establecida para el año. Destaca el cumplimiento de 174 por ciento en la realización de intervenciones

mayores a pozos, de 135 por ciento en la terminación de pozos de desarrollo y de 116 por ciento en la adquisición de sísmica 3D.

El ejercicio preliminar de inversión ascendió a 28 mil 673 millones de pesos, 74 millones menos que lo establecido en el presupuesto, lo que significa un cumplimiento de prácticamente el 100 por ciento.

Proyecto Aceite Terciario del Golfo ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012					Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2028
		acum. a 2009	2010	2011 anual periodo		programa ^b anual periodo	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +		
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	2,459	953	998	998	690	690	800	110	116					
Pozos de desarrollo	num	1,216	744	513	513	431	431	584	153	135	295	333	375	5,401	6,404
Intervenciones mayores	num	502	227	276	276	220	220	382	162	174	283	170	200	3,049	3,702
Plantas	num	2	5	1	1	3	3	2	-1	67	19	18	20	96	153
Ductos	km	106	23	25	25	20	20	20	0	100	81	78	135		294
Avance físico total	%		16.0	20.7	20.7	24.5	24.5	24.5	0.0	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MMS	60,485	31,530	27,066	27,066	28,747	28,747	28,673	-74	100	19,195	22,486	31,428	433,836	654,774
	%		9	14	18	18	23	23	23	100	26	29	34	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	20	41	53	53	79	79	69	-10	87	69	68	75	274	240
Producción de gas	MMpcd	37	85	112	112	117	117	149	32	127	111	108	120	438	384

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, 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 2012 se obtuvo una producción de crudo de 64 mil barriles diarios y de 156 millones de pies cúbicos diarios de gas, para un cumplimiento de 93 y 98 por ciento respecto al programa. La variación se debe al bajo suministro en la red de bombeo neumático y ajuste de medición por alto porcentaje de agua.

El avance físico total del proyecto fue de 63.5 por ciento, alcanzándose un cumplimiento de 100 por ciento del avance programado para el año. Destaca el cumplimiento en la terminación de pozos de desarrollo de 133 por ciento.

Se tuvo un ejercicio preliminar de inversión de 10 mil 23 millones de pesos, para un cumplimiento de 98 por ciento respecto al presupuesto. El subejercicio se debió a retrasos en el proceso de la facturación.

Proyecto Antonio J. Bermúdez ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2026	
		acum. a 2009	2010	2011		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015		2016 +
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	425						49	49						
Pozos de desarrollo	num	135	16	27	27	64	64	85	21	133	29	25	1	55	
Intervenciones mayores	num	351	42	40	40	61	61	39	-22	64	36	39	41	107	
Plantas	num	1				1	1		-1				1	4	
Ductos	km		70	6	6	15	15	15		100	8	2	2	12	
Avance físico total	%		46.0	53.6	53.6	63.7	63.7	63.5	-0.3	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	48,932	6,518	8,039	8,039	10,192	10,192	10,023	-168	98	5,066	3,954	3,084	21,934	107,718
	%	45	51	59	59	68	68	68	0	100	73	77	80	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	115	77	68	68	69	69	64	-5	93	80	78	77	42	49
Producción de gas	MMpcd	287	237	171	171	159	159	156	-2	98	174	157	154	91	105

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011, Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, 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 contribuir a 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 2012 la producción de crudo alcanzó 4 mil barriles diarios, mientras que la producción de gas tuvo un promedio de 601 millones de pies cúbicos por día, para un cumplimiento de 120 y 101 por ciento, respectivamente.

El avance físico total del proyecto fue de 81.2 por ciento, cumpliendo con lo establecido para el periodo en 100 por ciento. Destaca el cumplimiento respecto al programa en la realización de intervenciones mayores y en la adquisición de sísmica 3D, los cuales alcanzaron el 323 y 247 por ciento, respectivamente.

El ejercicio de inversión preliminar ascendió a 6 mil 960 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 98 por ciento respecto al presupuesto, debido al atraso en la facturación por parte de proveedores.

Proyecto Veracruz^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2023	
		acum. a 2009	2010	2011 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015		2016 +
Actividad física															
Sísmica 2D	km	45	30	538	538	25	25	25		100					
Sísmica 3D	km ²	8,533	938	1,241	1,241	710	710	1,754	1,044	247	857	854		401	
Pozos exploratorios	num	118	2	3	3	9	9	2	-7	22	5	10	4	12	
Pozos de desarrollo	num	269	25	24	24	17	17	16	-1	94	2	3	4	16	
Intervenciones mayores	num	102	7	22	22	13	13	42	29	323	2	2	3	22	
Plantas	num	6	5									1		1	
Ductos	km	50	27	39	39						1	2		2	
Avance físico total	%		71.3	76.7	76.7	81.4	81.4	81.2	-0.1	100				3	
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$ %	47,233 56	5,165 62	6,098 69	6,098 69	7,073 77	7,073 77	6,960 77	-113 0	98 100	3,854 82	3,558 86	2,296 89	9,514 100	84,791 100
Indicadores															
Incorporación de reservas 3P	MMbpce		27	5	5										
Producción de crudo	Mbd	2	5	3	3	3	3	4	1	120	4	3	2	1	
Producción de gas	MMpcd	525	819	717	717	595	595	601	6	101	457	421	405	133	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, 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 mantener los ritmos actuales de producción mediante la perforación y mantenimiento de pozos, así como la optimización de infraestructura a fin de compensar las reducciones causadas por la declinación natural del yacimiento, maximizando el valor económico, dentro de un marco de respeto al medio ambiente y al entorno social.

La producción de crudo alcanzó 141 mil barriles por día, alcanzando un cumplimiento de 95 por ciento respecto al programa, debido al incremento de corte de agua principalmente en los campos Palapa y Pijije.

En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 468 millones de pies cúbicos por día, equivalente prácticamente al 100 por ciento del programa.

Se alcanzó un avance físico total del proyecto de 76.1 por ciento, y un cumplimiento respecto al programa anual de 100 por ciento, destacando el cumplimiento de 167 por ciento en la realización de intervenciones mayores.

En el periodo se tuvo un ejercicio preliminar de 6 mil 404 millones de pesos, cifra inferior en 215 millones al presupuesto, lo que equivale a un cumplimiento de 97 por ciento, debido al atraso en facturaciones por parte de proveedores.

Proyecto Delta del Grijalva ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2012				Cartera de proyectos				Total ^d 2013 - 2027	
		acum. a 2009	2010	2011 anual período		programa ^b anual período	realizado período	diferencia	cumpli- miento, %	2013	2014	2015	2016 +		
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	31	14	12	12	9	9	8	-1	89	6	3			9
Intervenciones mayores	num	49	3	4	4	3	3	5	2	167	2	2		15	21
Plantas	num											1			1
Ductos	km	64				16	16		-16		5	1			6
Avance físico total	%		58.7	68.4	68.4	76.3	76.3	76.1	-0.2	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	29,306	6,533	7,138	7,138	6,619	6,619	6,404	-215	97	5,649	2,708	2,922	11,547	72,421
	%	40	49	59	59	68	68	68	0	100	76	80	84	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	61	141	155	155	148	148	141	-7	95	150	129	105	26	44
Producción de gas	MMpcd	215	477	482	482	470	470	468	-2	100	469	385	305	76	130

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica a pesos constantes de 2011. Presupuesto y ejercicio 2012, a pesos constantes de 2012.

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 2012, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

**Aportación de Pemex-Refinación
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos**

Febrero 2013

Índice

Página

1. Principales resultados operativos.....	1
1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado	6
1.2. Producción de petroquímicos	30
1.3. Mercado interno	31
1.4. Mercado internacional.....	48
2. Presupuesto de inversión en devengable	51
3. Seguridad industrial y protección ambiental	53
3.1 Seguridad industrial	57
3.2 Protección ambiental	58

Notas temáticas

1. Avance en la reducción de paros no programados por refinería	77
2. Avances en la nueva refinería de Tula.....	80
3. Análisis de la reconfiguración de Minatitlán	91
4. Confiabilidad de la infraestructura para la distribución y almacenamiento de crudo y petrolíferos	94
5. Logros del Programa de Mejora al Desempeño Operativo (MDO)	99

Observaciones del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño

- Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías de Pemex-Refinación (MDO..... 144
- Reducción de paros no programados por refinería 150
- Confiabilidad de la infraestructura de almacenamiento y distribución de petrolíferos 152
- Reconfiguración de Minatitlán 157

I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

1. Principales resultados operativos

Principales resultados operativos de Pemex-Refinación

A continuación se presenta la evolución y resultados preliminares de 2012 de los indicadores de desempeño de Pemex-Refinación y su comparación con el POA, así como las principales metas para 2013, que reflejan las expectativas de mejora:

Indicador	Unidad	2008	2009	2010	2011	POA 2012	Real 2012	Meta 2013	Benchmark
1 Margen variable de refinación	Dls/b	2.3	1.6	-0.2	-0.09	-0.83	0.01	-0.88	
2 Proceso de crudo	Mbd	1,261.0	1,294.9	1,184.1	1,166.7	1,331.3	1,199.3	1,264.8	
3 Proceso de crudo pesado ^{b/}	%	43.8	39.8	37.3	37.3	44.5	41.9	42.5	
4 Utilización de la capacidad equivalente de destilación ^{c/}	%	76.9	nd	70.9	67.9	75.3	68.7	75.3 ^{a/}	79.4 ^{e/}
5 Rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo	%	66.9	65.5	63.0	61.6	69.1	64.4	67.1	72.7 ^{e/}
6 Índice de intensidad energética ^{c/}	Índice	136.5	nd	138.8	138.3	126.0	136.5	130 ^{a/}	94.5 ^{e/}
7 Índice de disponibilidad operacional en refinarias ^{c/}	%	90.3	nd	92.2	92.7	91.0	90.9	91.0 ^{a/}	
8 Participación de las importaciones en las ventas internas de gasolina	%	43.0	41.6	47.2	50.7	40.8	49.1	42.5	
9 Participación de las importaciones en las ventas internas de diesel	%	17.8	13.3	29.1	35.4	13.7	33.2	27.1	
10 Costo total de transporte ^{d/}	\$/ton-km	0.1594	0.1592	0.1695	0.1673	0.178	0.1836	0.1927 ^{a/}	
11 Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	2.9	2.0	2.4	2.2	2.2	2.5	2.2 ^{a/}	
12 Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	8.4	7.6	7.8	6.3	4.7	3.7	4.7 ^{a/}	
13 Días de autonomía de diesel en terminales	Días	3.8	3.1	2.5	2.4	3.0	2.4	3.0 ^{a/}	
14 Emisiones de SOx / 1000 ton proceso	Ton/Mton	4.5	4.2	3.8	4.2	4.0	3.7	4.0 ^{a/}	
15 Índice de frecuencia de accidentes	Índice	0.24	0.32	0.66	0.76	0.3	0.76	0.3 ^{a/}	0.5 ^{f/}
16 Productividad laboral en refinarias ^{c/}	PE/100KE	235.7	nd	240.0	202.8	221.1	195.3	202.8 ^{a/}	

^{a/} En revisión.

^{b/} Incluye el crudo maya, otros pesados y el despuntado maya.

^{c/} Fuente: Estudio bianual Solomon, para 2008-2010 y en el caso de 2011-2012 los valores son calculados por las refinarias para seguimiento mensual, no oficial.

^{d/} A pesos corrientes. No incluye siniestros, jubilaciones, demoras marítimas y residencias de operaciones portuarias; incluye autoconsumos.

^{e/} Solomon 2010, CNGM.

^{f/} Oil Gas Producers.

En 2012, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 0.01 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en 2011 fue superior en 0.10 dólares por unidad de crudo procesada. Este incremento es resultado de un efecto volumen positivo que significó 1.02 dólares por barril, asociado a la mejora del desempeño operativo del SNR. En términos de precios, se observó un efecto negativo de 0.92 dólares por barril, consecuencia de la gran volatilidad que presentó el mercado petrolero

internacional por diversos factores socio-políticos y financieros ocurridos entre ambos períodos en comparación.

El proceso de crudo en el SNR se ubicó en 1,199.3 MBD, cifra superior en 2.8% respecto a 2011 e inferior en 9.9% con relación a lo establecido en el POA. Este resultado se vio afectado por:

- Retraso en la entrada en operación de plantas de la Reconfiguración de Minatitlán (se han mantenido en etapa de estabilización en el nuevo esquema de proceso).
- Ajuste al proceso de crudo por altos inventarios de combustóleo, principalmente en Salamanca y Tula.
- Mantenimiento correctivo en plantas del SNR y retraso en reparaciones.
- Fallas de energía eléctrica (5 Salina Cruz, 5 Madero, 4 Minatitlán y 2 Cadereyta).

Para 2013 se ha programado incrementar en 5.5% el proceso de crudo para quedar en 1,264.8 MBD.

La participación de los crudos pesados en el proceso, fue superior en 4.6 puntos porcentuales en comparación a 2011 e inferior en 2.6 puntos con relación a la meta, al ubicarse en 41.9%. El aumento respecto al año anterior, se debe principalmente a la entrada en operación de plantas de la Reconfiguración de Minatitlán.

Para 2013, con la estabilización de las plantas de la Reconfiguración de Minatitlán principalmente, se espera aumentar el proceso de crudo pesado en 0.6 puntos porcentuales.

La utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se ubicó en 68.7%, 0.8 puntos porcentuales mayor al año anterior, sin embargo estuvo por debajo de lo programado.

El rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo en el SNR fue de 64.4%, superior en 2.8 puntos porcentuales en comparación a 2011, pero inferior a lo esperado en el POA.

Las refinerías registraron aumentos en los rendimientos de crudo respecto a 2011, con excepción de Tula y Salina Cruz, destacando Minatitlán con 18 puntos porcentuales. No obstante, el resultado sigue siendo afectado por los factores citados en el proceso de crudo.

La meta 2013 es alcanzar un rendimiento de destilados de 67.1%, superior en 2.7 puntos porcentuales a 2012, sustentado en una mayor confiabilidad de las instalaciones y la estabilización de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán.

El índice de intensidad energética (IIE) fue de 136.5, cifra inferior en 1.8 puntos a la registrada en 2011, pero mayor en 6.5 puntos en comparación a la meta. Este comportamiento respecto a la meta, se debe a:

- La estabilización de las plantas nuevas de la reconfiguración de Minatitlán.
- Paros no programados ocurridos en el SNR.
- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.
- Baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de los equipos.

Con la mejora prevista en la confiabilidad de plantas de proceso y de servicios auxiliares, así como con la entrada de los proyectos de uso eficiente de energía (proyectos integrales y MDO), se espera que el índice pase de 136.5 en 2012 a 130 en 2013.

El índice de disponibilidad operacional en las refinerías fue de 90.9 por ciento, nivel inferior en 1.8 puntos al observado en 2011 y similar a la meta.

La participación de las importaciones de gasolina en las ventas internas de ese producto se ubicó en 49.1%, mostrando una reducción de 1.6 puntos porcentuales respecto a 2011, pero superior en 8.3 puntos con relación a lo establecido en el POA. La reducción citada, fue debido principalmente al aumento de la producción en 4.5%, ya que las ventas internas crecieron sólo 0.5%.

La participación de las importaciones de diesel en las ventas internas de ese producto fue de 33.2%, 2.2 puntos porcentuales inferior a la registrada en 2011 y superior en 19.5 puntos respecto a lo programado. El comportamiento respecto al año anterior, ha sido resultado del incremento de 9.4% en la producción, contra 4.4% en las ventas internas del hidrocarburo.

La mayor participación de las importaciones de gasolinas y diesel, respecto a lo definido en el POA, se debe a los problemas operativos ocurridos en el SNR durante el año, los mantenimientos correctivos y el retraso en la entrada de plantas de la reconfiguración de Minatitlán, entre otros factores.

Para 2013 se estima reducir el nivel de las importaciones de gasolinas y diesel, en 6.6 y 6.1 puntos porcentuales en comparación a 2012.

El costo de transporte se ubicó en 0.1836 \$/ton-km, superior en 9.7% respecto a 2011 y 3.3% respecto a la meta anual, debido principalmente a:

- Mayor volumen transportado para desalojo de combustóleo, principalmente en las rutas Tula-Salamanca-Irapuato con destino a Manzanillo y Tula a Lázaro Cárdenas, así como la nueva ruta de Tula a Pajaritos.
- Menor volumen transportado por cabotajes, por desfasamiento en la incorporación de cuatro buquestanque que entraron en el transcurso del año.
- Mantenimientos programados y correctivos de tanques de almacenamiento de Terminales de Almacenamiento y Reparto.

Los días de autonomía de la gasolina Pemex Magna fueron de 2.5, 0.3 días superior a 2011 y a la meta anual. En contraste, la gasolina Premium, se ubicó por debajo de lo pronosticado en 1.0 días, debido principalmente a los siguientes factores:

- Mayor demanda de Pemex Premium respecto al programa.
- Retraso de las importaciones del producto por el litoral del golfo y por la frontera Norte.
- En diciembre la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Magdalena, redujo su capacidad de almacenamiento por el vaciado de tanques próximos a mantenimiento, ajustando la logística de ductos de su centro embarcador.

Los días de autonomía de diesel en las TARs fueron de 2.4, nivel similar a 2011 e inferior en 0.6 días con relación a la meta anual. Los inventarios fueron afectados por los siguientes factores:

- Mantenimientos correctivos del SNR, retraso en importaciones por la frontera Norte del país y tomas clandestinas en los sistemas de ductos.
- Constantes suspensiones en la operación del poliducto Minatitlán–Puebla por variaciones de presión, así como de los ductos de la zona Norte del país, que impactaron en la recuperación de inventarios.
- Afectación de logística de cabotajes en el litoral del Golfo en diciembre de 2012, disminuyendo inventarios en la Península y TM Pajaritos.

Las emisiones de SOx se ubicaron en 3.7 Ton/Mton de proceso de crudo, lo que significó una reducción de 0.5 Ton/Mton con relación a 2011 y 0.3 Ton/Mton en comparación con la meta anual. Este resultado se debe en gran medida a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En el último trimestre de 2012, destaca el cumplimiento normativo de las refinerías, sin embargo, en los primeros tres trimestres del año, en las refinerías de Salina Cruz, Minatitlán, Tula y Madero, se presentaron variaciones por la salida de operación de plantas de proceso, mismas que se notificaron oportunamente a la PROFEPA.

El índice de frecuencia de accidentes del Organismo fue de 0.76, cifra similar a un año antes. Se tuvieron 91 lesiones incapacitantes (74 en la Subdirección de Producción, 11 en la Subdirección de Distribución, y 6 en Almacenamiento y Reparto). Se encuentra en marcha un plan de contención para accidentes personales e incidentes industriales. Asimismo, podemos mencionar que durante el año se elaboraron y difundieron Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

La productividad laboral en refinerías muestra una mejoría de 3.7% respecto al año anterior y de 11.7% en comparación con la meta, al ubicarse en 195.3 PE/100KEDC, debido en gran medida al aumento de la capacidad de plantas de Minatitlán por la reconfiguración.

1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado

Proceso de crudo y utilización de la capacidad instalada por proceso

Durante el período enero–diciembre de 2012, las refinerías del sistema procesaron 1,199.3 MBD de crudo fresco, cantidad superior en 2.8% a la realizada en el mismo período de 2011, aun cuando el proceso de crudo fue menor en 8.9% al POT-I y 9.9 % menor con respecto al programa POA.

Pemex-Refinación: proceso de petróleo crudo, enero-diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012		
	Real	Real	POA	POT-I
Total	1,166.6	1,199.3	1,331.3	1,316.5
Cadereyta	170.6	187.7	210.3	206.5
Madero	117.4	127.8	154.7	152.8
Minatitlán	151.9	170.6	235.3	221.6
Salamanca	170.7	179.2	184.6	179.0
Salina Cruz	279.4	256.7	273.5	284.8
Tula	276.6	277.3	272.9	271.7

Del total de crudo procesado en el período enero-diciembre de 2012, 502.5 MBD correspondieron a crudo pesado, representando un 41.9%, mayor en 12.4% a lo realizado en 2011, menor en 7.5% respecto al POT-I y menor en 5.8% con respecto al POA. El volumen de crudo ligero procesado en este período fue de 696.8 MBD.

Las afectaciones a los programas se deben principalmente:

Factores externos:

El POA para la refinería de Minatitlán se considero de 235 MBD con sus producciones asociadas, el cual hasta la fecha no se ha cumplido por retrasos de la puesta en operación y estabilización de la reconfiguración.

Falla de caldera CB-7 (de reconfiguración Minatitlán) en marzo.

En la refinería de Salamanca se bajó el proceso de 180 a 150 MBD por falta de salidas de combustóleo en el primer trimestre del año.

Factores internos:

Correctivos:

Cadereyta: El 2 de marzo falla de turbogenerador afectando suministro de energía eléctrica.

El 9 de agosto falla servicios auxiliares.

Planta combinada # 2 fuera de operación del 9 al 12 de diciembre para revisión de serpentín 118-C del calentador de vacío F-2B.

Madero: El 31 de julio falla de servicios auxiliares, el 13 de agosto falla energía eléctrica, Planta BA fuera de operación del 1 de agosto al 21 de diciembre por altos inventarios de gasóleos de vacío.

Minatitlán: La Primaria No. 3 sale de operación del 1 al 3 de febrero al dejar de operar las calderas CB-3 y CB-4 y del 10 al 12 de febrero por falta de carga al estar efectuando pruebas en la Primaria Maya. La Primaria Maya sale de operación del 27 al 29 de febrero por falla en indicador de nivel de la torre de vacío. Del 10 al 21 de marzo falla en la caldera CB-7, Planta Maya fuera de operación del 13 al 24 de octubre por problemas en planta coque, Primaria # 5 fuera de operación 19 octubre por falla energía eléctrica, Primaria # 5 fuera de operación del 5 de noviembre al 31 de diciembre por altos inventarios gasolina amarga.

Salina Cruz: Bajo proceso del 20 al 25 de febrero por falla de turbogenerador TG-4, fuera de operación total del 29 abril al 02 mayo por falla en el transformador TR-10 de la subestación eléctrica, falla caldera CB-5 del 10 al 12 mayo, Bajo proceso del 20 al 26 de agosto por correctivo en caldera CB-4, Planta primaria # 2 fuera de operación del 10 de septiembre al 22 de octubre por reparación general (retraso 13 días), paro total los días 7 y 14 de noviembre por fallas de energía eléctrica , afectación al proceso del 4 al 15 de diciembre por falta de vapor por problemas en caldera CB-6.

Tula: 2 días adicionales por mantenimiento preventivo a la Planta Combinada 1 y salida de operación de la Planta Combinada 2 del 27 al 31 de marzo para eliminar fuga por poro del domo de la torre ADA-3, El 8 de julio falla energía eléctrica, del 24 de agosto al 04 de septiembre bajo proceso por correctivo calentadores ABA-1/2.

Altos inventarios de productos intermedios que derivaron en disminución del proceso de crudo:

Cadereyta: Altos inventarios de gasolina amarga por baja actividad de catalizador en la planta Hidrodesulfuradora de Naftas U-401, altos inventarios de destilados Intermedios por problemas operativos en plantas U-700-1 y U-800-1, Planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 20 de agosto al 28 de septiembre por incidente en cambiador EA-3705 A/B.

Madero: Altos inventarios de gasóleos de la Planta Coquizadora por retraso de la puesta en operación de la planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos al inicio del año, problemas operativos en sección vacío de la Planta Primaria Maya, altos inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios por incidente de planta hidrodesulfuradora de gasolina U-300 la cual estuvo fuera de operación del 13 de agosto al 17 de octubre por incendio en calentador BA-302, FCC# 1 fuera de operación del 01 de agosto al 05 de diciembre reparación general.

Minatitlán: Altos inventarios de diesel amargo por retraso en el mantenimiento de Hidrodesulfuradora de Diesel U-24000 en enero, bajo proceso del 2 al 12 de julio por altos inventarios de gasolina coquer por salir de operación la planta hidrodesulfuradora de gasolina coque U-12000 por falta de H₂, Planta Primaria Maya fuera de operación del 18 al 28 de septiembre. Por incendio en bombas de fondos p-1004 de torre atmosférica, altos inventarios de combustóleo en el mes de octubre por estar fuera de operación la planta coquizadora , altos inventarios de gasolina amarga en noviembre por retraso en reparación de planta hidro de gasolina HDG, altos inventarios de gasolina coke en octubre por estar fuera de operación planta hidros de gasolina coke U-12000 del 7 al 12 de octubre por incendio en salida de efluente del reactor R-12003 al R-12002, planta reformadora de gasolina NP fuera de operación del 17 de octubre al 12 de noviembre por incendio en calentador H-2203.

Salina Cruz: Altos inventarios de nafta y destilados intermedios durante enero y junio por problemática en la Planta Hidrodesulfuradora de Gasolina U-400 en diciembre de 2011 y por salir de operación la planta U-700-1 para desnatado de su reactor, altos inventarios de

gasolina amarga en diciembre correctivo en planta reformadora U-500-1 del 01 al 15 de diciembre.

Utilización de la capacidad instalada (metodología SOLOMON)

Pemex-Refinación: porcentaje de utilización por proceso (con metodología SOLOMON)			
	2011 ^{a/}	2012 ^{a/}	2012-2011
	Ene-dic	Ene-dic	
Primarias	75.8	74.0	-1.8
Catalíticas	70.3	69.8	-0.5
Reformadoras	68.3	69.0	0.7
Hidro de Gasolinas	72.2	72.8	0.6
Hidro de Destilados Intermedios	68.4	68.1	-0.2
Hidro Gasóleos de Vacío	59.7 ^{b/}	72.9 ^{b/}	13.2
Alquilación (Producción)	51.0	58.8	7.8
Isomerizadoras de Pentanos (Producción)	53.6	48.7	-4.8
MTBE (Producción)	54.9	59.5	4.6
TAME (Producción)	58.4	60.6	2.2
Hidro de Residuales ^{c/}	24.7	34.9	10.2
Coquizadora	74.6	84.2	9.6
Lubricantes	47.2	53.1	5.9
SNR	66.7	67.5	0.8

El % de Utilización del SNR considera las plantas de proceso, servicios auxiliares, almacenamiento y capacidad de entrada y salida de insumos y productos

^{a/} Cálculos internos exclusivos para seguimiento.

^{b/} Considera también la Planta H-Oil de Tula.

^{c/} Planta U-10 de Salamanca.

La utilización de plantas de proceso del SNR en el período enero-diciembre de 2012, fue mayor en 0.8 puntos con respecto al mismo período de 2011, debido principalmente a la mejora en la utilización de las plantas hidrodesulfuradoras de gasóleos de vacío, coquizadoras y alquilación. Así mismo se reportan incrementos en la utilización de los procesos de MTBE, TAME, lubricantes e hidro de residuales. Es importante hacer mención que la utilización de las plantas de proceso del SNR para 2012 consideró la capacidad instalada de las nuevas plantas de proceso del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán obteniéndose una mejora aun debido al atraso del arranque y estabilización de estas plantas por deficiencias en el diseño y construcción de las mismas.

Las principales causas que incidieron positivamente en este indicador con respecto al período anterior fueron las siguientes: disminución en el Índice de Paros no Programados, mayor estabilización en los procesos y un mejor aprovechamiento del fondo de barril con la consiguiente mejora en las producciones y rendimientos y por tanto en la utilización de los procesos como sigue:

Hidrodesulfuradoras de gasóleo de vacío.- Aumentó en 13.2 puntos porcentuales su utilización con respecto al período anterior, debido principalmente por el incremento en la carga por la producción de gasóleos derivado de la puesta en operación de la coquizadora del Minatitlán.

Coquizadoras.- Aumentó en 9.6 puntos porcentuales por entrar en operación la planta coquizadora de la reconfiguración de Minatitlán. Adicionalmente Cadereyta y Madero contribuyeron en el incremento de utilización de este proceso desde 79.4% a 96.2% en Cadereyta y de 69.8% a 76.3% en Madero.

Alquilación.- Este proceso tuvo un incremento de 7.8 puntos porcentuales por la entrada en operación del segundo tren de alquilación en Minatitlán y por mantenerse todas las plantas de alquilación del SNR con una utilización superior al período anterior 2011.

MTBE.- Se incrementó en 4.6 puntos porcentuales debido al cambio de catalizador en la refinería de Salamanca, reportándose un incremento de utilización del 59.1% del período 2011 a 79.4% para el mismo período 2012. Con excepción de Tula, las otras refinerías que cuentan con este proceso mantuvieron valores de utilización mayores al período de 2011, la refinería de Salina Cruz mantuvo una utilización del 93.1% en este período.

TAME.- Un aumento de 2.2 puntos porcentuales debido a corrida operacional estable en la refinería de Tula, ya que registró un aumento en la utilización de 96.2% en 2012 y en 2011 reportó un 71.1%.

Lubricantes.- Se incrementó en 5.9 puntos porcentuales por operación continua y sin rehabilitaciones en Salamanca.

Primarias.- La utilización disminuyó en el SNR en 1.8 puntos porcentuales. Lo anterior debido principalmente a: Cadereyta: Altos inventarios de destilados intermedios. Madero: Altos inventarios de gasolina amarga. Minatitlán: Por salida de operación de las Primarias 1 y 2, por entrada de la Combinada Maya, reparación del calentador BA-101 de la primaria 5 y salida de operación de la Combinada Maya por daños en el calentador de vacío. Salamanca: Altas existencias de combustóleo y rehabilitación general de la primaria TCC y la RD. Salina Cruz: Por salida a rehabilitación general programada la Primaria No. 2. Tula: Altos inventarios de combustóleo.

Catalíticas.- La utilización disminuyó en 0.5 puntos: Cadereyta: FCC-1, por mantenimiento correctivo a las válvulas deslizantes y taponamiento de las boquillas de carga en febrero, FCC-2 por boquillas de carga obstruidas en mayo y por salida a revisión el convertidor de la FCC-1. Madero: FCC-1 por falta de carga y salida y retraso a rehabilitación general programada. Minatitlán: FCC-2, por falla del soplador 101-C y caldera CB-7 en marzo y salida de operación de la FCC-1 por falta de carga. Salamanca: Por poro en línea de aceite decantado y carbonización de fondos de torre fraccionadora en enero. Salina Cruz: Paro correctivo por atoramiento de válvula PV-1, obstrucción de cámara de orificios y por salida y retraso en la rehabilitación general programada de la FCC-1. Tula: FCC-1, paro correctivo para reparación de la sección inclinada del riser y cambio del acumulador de desfogue.

Hidro de Gasolinas.- Aumento 0.6 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011; sin embargo esta diferencia positiva pudo haber sido mayor de no haberse presentado lo siguiente: Cadereyta: Salida de operación de la Planta U-400-1 por mantenimiento preventivo programado y catalizador agotado. Madero: Por operar con el catalizador agotado en la Planta U-600 e incidente en los calentadores de la U-300. Minatitlán: Carga con alto contenido de azufre e instalación de válvula de vapor en planta HDG. Salina Cruz y

Tula: Salida de las refinerías por falla general de servicios principales y salida a rehabilitación general programada el tren de hidros II en Tula.

Reformadoras: Aumentaron 0.7 puntos debido a una mayor utilización de este proceso en Cadereyta, Madero y Salamanca.

Isomerizadoras de Pentanos.- Disminuyó en 4.8 puntos porcentuales, lo anterior derivado de la falta de carga a las unidades en Cadereyta, Madero, y Tula y por mantenimientos correctivos en Minatitlán y Tula.

Producción de refinados

La producción de gasolinas en el período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 28.3 MBD con respecto al mismo período de 2011 con una variación de 7.3%, menor en 70.3 MBD con respecto al POA, con una variación de -14.9 % y menor en 54.8 MBD con respecto al POT-I con una variación de -11.6%.

La producción de destilados intermedios (Pemex Diesel y Turbosina) fue 76.5 MBD menor respecto al POA y 62.6 MBD menor con respecto al POT-I y 26.1 MBD mayor con respecto al mismo período del año anterior.

La producción de residuales (Combustóleo y Asfalto), fue 2.9 MBD menor respecto al POA y 8.3 MBD menor con respecto al POT-I y 36.9 MBD menor con respecto al mismo período del año anterior.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petrolíferos, enero-diciembre 2011-2012

(miles de barriles diarios)

	2011		2012		Variaciones Porcentuales		
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2) / (1)	(2) / (3)	(2) / (4)
Total	1,200.2	1,235.9	1,407.4	1,381.3	103.0	87.8	89.5
Productos del Proceso	1,178.1	1,224.1	1,376.7	1,355.8	103.9	88.9	90.3
Gas seco	62.6	67.8	58.3	58.2	108.4	116.3	116.6
Gas Licuado del crudo	21.4	25.2	27.1	31.3	117.6	93.2	80.6
Gasolinas Crudo (sin Transf.)	388.1	416.4	486.7	471.2	107.3	85.5	88.4
Kerosinas	56.3	56.6	58.6	60.0	100.6	96.6	94.4
Diesel	273.8	299.6	374.1	358.8	109.4	80.1	83.5
Kero + Diesel	330.1	356.2	432.7	418.8	107.9	82.3	85.1
Combustóleo	307.5	273.4	267.0	278.0	88.9	102.4	98.3
Asfalto	26.1	23.1	32.5	26.9	88.7	71.1	86.1
Asfalto + COPE	333.5	296.6	299.5	304.9	88.9	99.0	97.3
Otros (incluye Coque)	36.0	54.0	66.5	61.8	150.0	81.3	87.5
Aceite Cíclico Ligeró a Export y Transfer	6.3	7.9	5.9	9.6	125.0	133.9	82.0
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	22.1	11.7	30.7	25.5	53.0	38.2	46.1
Gas Licuado	10.0	10.0	12.6	11.2	99.6	79.1	88.7
Gna. de Transferencias (incl. Pajaritos)	12.1	1.8	18.1	14.2	14.6	9.8	12.5

a/ Otros Incluye Coque.

b/ Aceite Cíclico de Export. y transfer de reporte SISTI programado ó realizado.

c/ 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 2012 en el SNR fue 102.1%, mayor en 1.1 puntos porcentuales respecto al mismo período de 2011, menor en 1.3 puntos porcentuales respecto al POA y menor en 0.9 puntos porcentuales con respecto al POT-I.

El rendimiento de destilados (gasolinas, kerosina y diesel) del período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 2.8 puntos porcentuales con respecto al mismo período del año anterior, menor en 3.2 y 4.7 puntos porcentuales con respecto al POT-I y al POA, respectivamente.

Las desviaciones de destilados intermedios más gasolinas se deben principalmente a:

Correctivos en las plantas:

Cadereyta: Retraso de 9 días en enero por mantenimiento preventivo de la Hidrodesulfuradora de Naftas U-400-1 y 1 día en la Reformadora U-500-1; FCC-1 fuera de operación del 7 al 26 de febrero por correctivo de válvulas deslizantes; problemas operativos en Hidrodesulfuradoras de Gasolina U-400 y en Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios que originaron tener almacenados más de un millón de barriles de productos intermedios, FCC # 2 fuera de operación del 14 al 18 de julio por correctivo en EA-19 A/B, FCC-1 fuera de operación del 17 al 28 de agosto por alta pérdida de catalizador, planta reformadora U-500-1 fuera de operación del 20 de agosto al 8 de septiembre para desnatado de catalizador, reparación general de planta de destilados intermedios U-800 del 09 de noviembre al 10 de diciembre (retraso 9 días), Planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación para cambio de catalizador del 26 de noviembre al 07 de diciembre (retraso 4 días).

Madero: Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 fuera de operación del 23 al 26 de enero por falla en compresor C-02B. Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 baja carga del 10 al 14 de febrero por falta de hidrógeno e Hidrodesulfuradora de Diesel U-501 fuera de operación del 10 al 21 de febrero por correctivo en cambiadores EA-101-A/C. y problemas operativos en la sección de vacío de la Planta Maya. Hidrodesulfuradora de destilados U-500 fuera de operación del 12 al 27 de abril por cambio de sellos en el compresor C-501, Planta FCC # 1 fuera de operación del 1 de agosto a 05 de diciembre por reparación general , Planta de destilados intermedios U-500 fuera de operación del 13 al 23 de agosto para desnatado de catalizador entra a operación con gasolina amarga por incidente de planta U-300, Planta de destilados intermedios U-501 fuera de operación del 2 al 7 de septiembre por incidente en línea de desfogue, planta U-500 fuera de operación del 15 al 25 de octubre para revisión e inspección del calentador de reacción BA-101, FCC#1 fuera de operación del 07 al 11 de diciembre para revisión del compresor C-203, planta reformadora U-900 fuera de operación del 06

al 13 de diciembre para eliminar fuga por brida a la salida del reactor B-903, planta U-500 fuera de operación del 11 al 16 de diciembre para revisión de sellos del C-501.

Minatitlán: Planta Catalítica FCC-1 fuera de operación del 20 al 25 de junio por falla del compresor GC-1; Hidrodesulfuradora de Diesel U-100 fuera de operación del 1 al 5 de marzo y del 14 al 25 de mayo para eliminar fuga en cambiadores EA-101, Planta FCC#1 fuera de operación del 2 al 12 de julio por falta de carga, Planta de destilados intermedios U-24000 fuera de operación del 1 la 10 de julio por falta de H₂, Plantas FCC# 1, HDD Y U-100 fuera de operación del 18 al 30 de septiembre por falta de carga, planta reformadora NP fuera de operación del 29 de agosto al 15 de octubre por regeneración del catalizador sale nuevamente del 17 de octubre al 12 de noviembre por incendio en calentador H-2203, planta de destilados intermedios U-100 fuera de operación del 20 de septiembre al 02 de octubre por falta de carga, planta reformadora BTX fuera de operación del 16 de octubre al 11 de diciembre por reparación general.

Salina Cruz: Planta de Alquilación fuera de operación del 22 al 29 de enero por tubos rotos en intercambiador EA-311C; Planta Hidrodesulfuradora de Destilados U-700-2 fuera de operación del 12 al 17 de febrero por desnatado de catalizador y U-700-1 del 11 al 17 de junio, Planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 20 al 26 de agosto por correctivo en tren de precalentamiento, plantas hidro de gasolinas U-400-2 Y reformadora de naftas U-500-2 fuera de operación del 16 de septiembre al 21 de octubre por reparación general (retraso de 5 días), planta catalítica # 1 fuera de operación por reparación general del 17 de septiembre al 04 de noviembre (retraso 14 días), planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 27 de octubre al 05 de noviembre para eliminar fuga por tubo 17 de serpentín a de calentador BA-701, planta de destilados intermedios U-800-2 fuera de operación del 22 al 26 de noviembre por cambio sellos compresor, planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 5 al 10 de diciembre correctivo en compresor, planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 7 al 15 de

diciembre por balance de vapor y del 18 al 22 de diciembre para limpieza del tren de precalentamiento y revisión de sellos del compresor GB-701.

Tula: Plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios U-800-II y HDD-5 fuera de operación del 12 al 31 de enero y del 22 de abril al 12 de mayo para desnatados de sus reactores respectivamente, Planta FCC # 2 fuera de operación del 8 al 17 de julio , del 5 al 11 de agosto y del 28 de agosto al 04 de septiembre, por falla de energía eléctrica , por correctivo en bombas de fondos de torre fraccionadora y por falta de carga, respectivamente, Plantas de destilados intermedios U-800-1, U-800-2 Y HDD-5 fuera de operación del 22 de agosto al 07 de septiembre, del 27 de agosto al 6 de septiembre y del 1 al 5 de septiembre, respectivamente, por falta de carga, Planta HDD-5 fuera de operación del 6 al 20 de septiembre por correctivo en calentador EA-4102 A/B, planta catalítica #2 fuera de operación del 23 al 31 de octubre por fuga por sellos del compresor, planta reformadora U-500-2 fuera de operación del 06 de noviembre al 12 de diciembre por correctivo programado de 17 días (retraso 15 días).

El rendimiento de gasolinas del período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 1.4 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011, 1.1 menor al POT-I y 1.9 menor al POA.

El rendimiento de residuales (combustóleo y asfalto), fue mayor en 2.2 puntos porcentuales respecto al POA, mayor en 1.5 puntos porcentuales respecto al POT-I y menor en 3.9 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011.

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 máximo, y en el Diesel reducir este contaminante hasta de 15 ppm máximo 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 en el mediano plazo, se realiza un proyecto para el desarrollo de la infraestructura necesaria, el 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, en conjunto con la SEMARNAT, establecer las especificaciones de las gasolinas y otros combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo, por lo que, atendiendo la solicitud de la SENER, un grupo de trabajo multidisciplinario de PEMEX se integró al grupo de trabajo coordinado por SENER-SEMARNAT con la finalidad de desarrollar la norma correspondiente a las especificaciones de los combustibles. Como resultado del trabajo del grupo coordinado SENER-SEMARNAT se obtuvo en septiembre de 2010 el borrador de la norma correspondiente, el cual fue entregado al Subcomité de Transformación Industrial de Hidrocarburos. El 31 de marzo de 2011 se presentó al Comité de Normalización de la SENER con la Manifestación de Impacto Regulatorio, otorgándose 75 días naturales para la emisión de comentarios. Posteriormente, se presentará nuevamente para su aprobación al Comité y se enviará a COFEMER.

Los programas de desarrollo de infraestructura conciliados entre la Dirección General de PEMEX, Pemex-Refinación y la Subdirección de Proyectos, 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 de enero a diciembre de 2012, la producción de Diesel UBA fue de 72.6 MBD con la aportación de las Plantas U700-2 de Cadereyta, U-14 de Salamanca, HDD-5 de Tula y la U-24000 de Minatitlán.

En el mismo período, la producción de Gasolina Magna UBA fue de 61.5 MBD en promedio mensual en el SNR.

Esquema de precios

La SHCP autorizó a PEMEX, a partir del 16 de noviembre de 2006, aplicar 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 fórmulas 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, al cierre del período 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 del proyecto considera lo siguiente:

- Gasolina: construcción de 8 plantas de postratamiento nuevas.
- Diesel: modernización de 17 plantas Hidrodesulfuradoras existentes y construcción de 5 plantas nuevas.

- Plantas complementarias nuevas: 5 productoras de hidrógeno, 1 purificadora de hidrógeno, 4 de recuperación de azufre y 5 tratadoras de aguas amargas.
- Modernización de plantas complementarias: Se contrató el estudio de simulación termo-hidráulica para determinar los posibles cambios en la planta hidrodesulfuradora de gasóleos de la refinería de Madero, pendiente el de la refinería de Cadereyta.
- 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.

El programa para el desarrollo de la infraestructura para la producción de Gasolinas en el SNR indica como fecha de terminación noviembre de 2013 y para la producción de Diesel UBA en el SNR, de acuerdo a la última reprogramación es agosto de 2017.

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 %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Salamanca	32.7	18.6	94.8	62.5
Tula	34.6	18.2	94.4	62.5

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 21 de junio de 2013 Cadereyta y el 30 de septiembre de 2013 Madero, teniéndose los avances que se indican enseguida:

Avance Físico en %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Cadereyta	27.8	20.6	88.9 <i>a/</i>	88.9 <i>a/</i>
Madero	34.1	27.4	96.4 <i>a/</i>	82.2 <i>a/</i>

a/ Reprogramación.

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 %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Minatitlán	44.5	30.8	79.0 <i>a/</i>	61.3 <i>a/</i>
Salina Cruz	51.2	30.1	87.7 <i>a/</i>	59.9 <i>a/</i>

a/ Reprogramación.

Con respecto a las Instalaciones Complementarias, la Subdirección de Proyectos concluyó la preparación de los paquetes técnicos para contratar Ingenierías Básicas, con el fin de determinar alcances para la implementación de trabajos como lo 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 una torre CDHydro a Depentanizadora (Madero) y un Sistema de Recuperación de Condensado (Salamanca).

Derivado de las recomendaciones del Perito, Cía. Jacobs, la Subdirección de Proyectos contrató al IMP para realizar los estudios

de diagnóstico de la Hidrodesulfuradoras de Gasóleos Madero el cual se concluyó en noviembre de 2012, teniéndose pendiente el estudio para Cadereyta.

Se integra la documentación para contratar estudios con los licenciadores para las plantas FCC-2 de Cadereyta y Minatitlán para procesar gasóleos cien por ciento hidrotratados. 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 a finales de 2011. Se preparan los paquetes para su licitación en 2013.

Con relación a los Turbogeneradores, TG-204 en Cadereyta y TG-8 en Madero, se tiene en juntas de aclaraciones el proceso de licitación el IPC para su instalación y puesta en operación con programa de inicio de los trabajos en marzo de 2013.

Diesel

Refinería Cadereyta:

Para la refinería de Cadereyta se tienen licitados los cuatro paquetes para su ejecución:

IPC-1.- Primer paquete, consistente en Plantas Nuevas e Integración, se encuentra en proceso de juntas de aclaraciones para la precalificación de los licitantes participantes.

IPC-2. Es el segundo paquete, y se encuentra en la fase de evaluación de propuestas para dar el fallo al licitante ganador e iniciar los trabajos en febrero de 2013.

Este paquete consiste en la remodelación de tres Plantas Hidros de Diesel existentes. La estrategia para cumplir con éxito su ejecución, se basa en lograr una estrecha coordinación de las actividades a cargo del contratista con el programa de paro de plantas de la refinería, ambas partes trabajarán conjuntamente para cumplir este objetivo.

IPC-4. Consiste en demoliciones y la adecuación del sitio donde se construirá la nueva Planta Hidros de Diesel U-800-2. Está en proceso de adjudicación del contrato, para iniciar los trabajos en enero de 2013.

IPC-3. Consiste en la construcción de la planta de hidrógeno y la conclusión del gasoducto de 12 pulgadas de diámetro para transportar gas natural desde el ramal Ramones-Escobedo hasta el interior de límites de batería de la refinería, está en el proceso de juntas de aclaraciones para la precalificación de los licitantes participantes.

Para las 5 refinerías restantes, con respecto a las ingenierías de las plantas Hidrodesulfuradoras de Diesel, se tienen terminadas.

Respecto a las Plantas de Recuperación de Azufre para las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz, se tiene firmado con licenciador CBI-Lummus el contrato para el desarrollo de la Ingeniería Básica, con fecha de terminación de julio de 2013.

Para las plantas de Producción de Hidrógeno de las refinerías de Tula Madero y Minatitlán, se firmó el contrato con el licenciador Haldor Topsoe AS para el desarrollo de la ingeniería básica, con un programa de terminación en febrero, abril y junio de 2013, respectivamente.

Para la nueva planta de Hidrógeno de Salina Cruz, la Subdirección de Proyectos tiene en trámite la contratación del tecnólogo Technip y se programa firmar el contrato en enero de 2013.

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 Proyecto de Conversión de Residuales.

El IMP desarrolla las ingenierías de las plantas de Tratamiento de Aguas Amargas nuevas de las refinerías de Salamanca y Tula, mismas que se concluirán en enero de 2013.

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 PEF-2012
Estudios Preinversión	B-343-40-06	3,707	679
Gasolinas Inversión	G-070-05-01	33,057	10,119
DUBA Cadereyta	1018T4M0036	13,141	802

Adecuado Marzo 2012.

Gestiones para modificación del programa de suministro

La Cronología de acciones y trámites legales relacionados con la gestión del cambio del programa de suministro de la NOM-086, para el período se indican en la siguiente tabla:

Fecha	Evento
07/09/2012	JCA (1 Y 2) Mediante resolución de fecha 07 de septiembre de 2012, notificada el 03 de octubre de 2012, se declara la nulidad de ambas resoluciones.
10/09/2012	Amparo NOM. Se acuerda programa de Trabajo con el perito oficial para la revisión documental y visitas a las seis Refinerías.
24/10/2012	Amparo NOM. El perito concluye con las visitas a las seis refinerías y empieza la elaboración de su dictamen.
25/10/2012	JCA (1 y 2) Se interpone recurso de revisión fiscal..
12/12/2012	JCA (1 y 2) Se presentan alegatos en el recurso de recvisión fiscal.
24/12/2012	Amparo NOM. Se difiere la audiencia constitucional para el día 23 de enero de 2013.

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 propuso el cambio en la Norma de enero de 2009 a noviembre de 2013.

Suministro de Pemex Diesel para el resto del país, se propuso el cambio en la Norma de septiembre de 2009 a agosto de 2017.

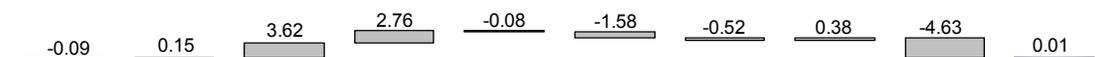
Márgenes de refinación del SNR enero-diciembre 2011-2012

A diciembre de 2012, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 0.01 dólares por barril de crudo procesado, que comparado con el obtenido en igual período de 2011, fue superior en 0.10 dólares por barril de crudo procesado.

Este incremento es resultado de un efecto volumen positivo que significó 1.02 dólares por barril, reflejo de una mejora en el desempeño operativo del SNR al incrementarse el rendimiento de destilados en 2.9 puntos porcentuales entre ambos años en comparación.

Pemex-Refinación: SNR comparación de los márgenes variables de refinación, enero-diciembre, 2011 vs. 2012 ^{a/}
(dólares por barril)

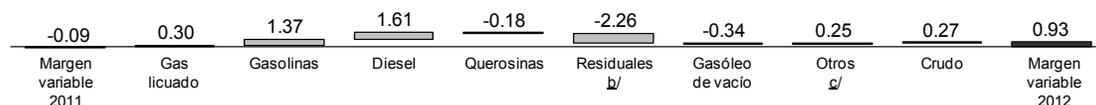
Efecto Total
0.10



Efecto precio
-0.92



Efecto volumen
1.02



^{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 precios, se observó un efecto negativo de 0.92 dólares por barril, consecuencia de la gran volatilidad que presentó el mercado petrolero internacional por diversos factores socio-políticos y financieros ocurridos entre ambos períodos.

A diciembre de 2012, la contribución de las gasolinas al margen por volumen del SNR se incrementó en 1.37 dólares por barril de crudo procesado, al aumentar el rendimiento de este grupo en 1.5 puntos porcentuales respecto al año anterior.

En el grupo de destilados intermedios, se observó un aumento del efecto volumétrico equivalente a 1.43 dólares por barril al incrementarse el rendimiento en 1.4 puntos porcentuales entre los períodos analizados.

El incremento de la participación de crudos pesados (4.6 puntos porcentuales) en la mezcla de crudo a proceso permitió una captura de 0.27 dólares por barril de crudo procesado, debido principalmente al cambio de dieta de crudo por la entrada en operación de la reconfiguración de Minatitlán.

El análisis del margen variable por refinería muestra que en todas se aprecia una mejora el desempeño operativo (efecto volumen positivo).

Pemex-Refinación: márgenes variables de refinación del SNR, enero-diciembre 2011-2012^{a/}
(dólares por barril)

	Margen 2011	Efecto Precio	Efecto Volumen	Margen 2012
SNR	-0.09	-0.92	1.02	0.01
Cadereyta	5.42	-2.72	1.02	3.72
Madero	-1.21	-0.94	1.01	-1.14
Minatitlán	-2.23	-0.13	2.09	-0.27
Salamanca	0.11	-1.04	1.21	0.28
Salina Cruz	-0.23	-0.85	0.26	-0.82
Tula	-1.83	-0.26	0.86	-1.23

^{a/} Cifras preliminares.

A diciembre la refinería de Cadereyta presentó un margen variable de refinación de 3.72 dólares por barril de crudo procesado, inferior en 1.70 dólares al registrado al mismo mes de 2011. El deterioro de los márgenes internacionales significó una afectación de 2.72 dólares por barril de crudo procesado para este centro de trabajo. En contraste, en términos de volumen, se tuvo una contribución positiva de 1.02 dólares por unidad de crudo procesado, asociado a una mejora en el rendimiento de destilados de 2.2 puntos porcentuales.

El margen variable de la refinería de Madero en el período enero-diciembre de 2012 se situó en -1.14 dólares por barril de crudo procesado, 0.07 dólares por barril superior al registrado en 2011. Este incremento estuvo conformado por un efecto negativo en precio que significó 0.94 dólares por unidad de crudo procesada, que pudo ser compensado por un efecto volumen positivo de 1.01 dólares por barril procesado de crudo al registrar un incremento de un punto porcentual en el rendimiento de destilados en comparación con el año anterior.

En 2012 la refinería de Minatitlán registró un margen superior en 1.96 dólares por barril respecto al obtenido en 2011 al ubicarse en -0.27 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior está conformado por un efecto precio negativo de -0.13 dólares por barril de crudo

procesado que fue compensado por un efecto positivo en volumen de 2.09 dólares por barril. La normalización de las operaciones de los nuevos procesos de la refinería se reflejó en un incremento de 17.6 puntos porcentuales en el rendimiento de productos destilados de mayor valor agregado.

Para el caso de la refinería de Salamanca, el margen de refinación se ubicó en 0.28 dólares por unidad de crudo procesado, que comparado con el obtenido en el año anterior resultó superior en 0.17 dólares por barril, de los cuales 1.04 dólares correspondieron al efecto desfavorable de los precios, y 1.21 dólares por barril de crudo procesado por el efecto volumen positivo.

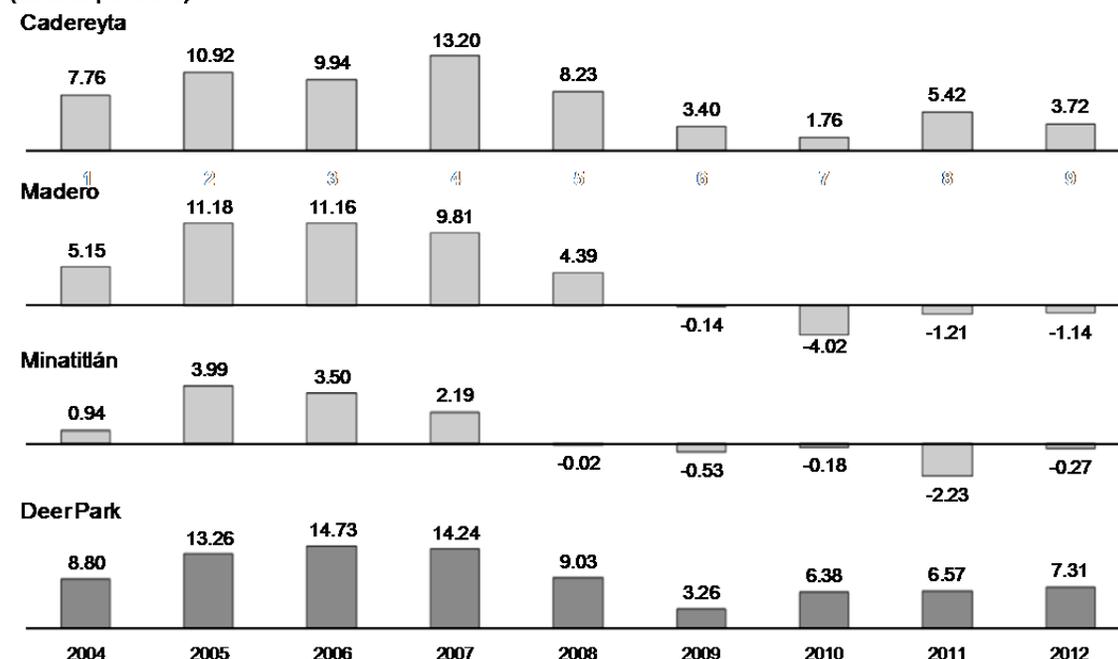
En 2012, la refinería de Salina Cruz obtuvo un margen de -0.82 dólares por barril, menor en 0.59 dólares al compararlo con el obtenido a diciembre de 2011. Por efecto de los precios, la contribución fue de -0.85 dólares por barril, en tanto que por volumen se obtuvo una contribución positiva de 0.26 dólares.

Por su parte, la refinería de Tula obtuvo durante 2012 un margen de -1.23 dólares por barril, que al compararlo con el obtenido en el año anterior representó un aumento de 0.60 dólares por unidad de crudo procesada. Por el efecto de los precios se registró una reducción de su contribución equivalente a 0.26 dólares, compensada por un efecto volumen positivo de 0.86 dólares por barril de crudo procesado.

Márgenes Cadereyta, Madero y Minatitlán versus Deer Park enero diciembre 2012

A diciembre de 2012, los márgenes variables que obtuvieron las refinerías del SNR con proceso de coquización, Cadereyta, Madero y a partir de 2012 la de Minatitlán, se ubicaron en 3.72, -1.14 y -0.27 dólares por barril respectivamente. En el mismo período, el obtenido por la refinería de Shell en Deer Park fue 7.31 dólares por unidad.

Pemex Refinación: comparación de márgenes variables de refinación, Cadereyta-Madero-Minatitlán vs. Deer Park, 2004-2012 ^{a/}
(dólares por barril)



^{a/} Cifras preliminares.

Aunque los resultados de Deer Park pudieran representar un benchmark 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 diferente; las refinerías procesan distintas mezclas de crudo; los ciclos de mantenimiento de plantas son diferentes; las cotizaciones tanto de insumos como de productos utilizadas están basadas en diferentes períodos de referencia; responde a diferentes requerimientos de demanda del mercado, lo que le permite a Deer Park mejores oportunidades para la captura de un mayor valor económico.

En adición, aun cuando se ha registrado una mejora en el desempeño operativo de estas refinerías respecto a 2011, han enfrentado diversos problemas operativos que redujeron la oportunidad de obtener un mejor resultado en 2012. En el caso de la refinería de Minatitlán, todas las plantas de la reconfiguración ya están operando, sin embargo, algunos procesos se encuentran en período de

estabilización y se han tenido problemas con el suministro de hidrógeno, limitando un mayor proceso de crudo.

1.2. Producción de petroquímicos

En Petroquímicos, la producción en el período enero-diciembre fue de 1,333.4 mil toneladas, menor en 26.7% respecto al POA, 19.4% mayor respecto al mismo período de 2011 y 25.9% menor con respecto al POT-I.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petroquímicos, enero-diciembre 2011-2012

(miles de toneladas)

	2011	2012			Variciones porcentuales		
	(1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2)/(1)	(2)/(3)	(2)/(4)
Petroquímicos	1,117.0	1,333.4	1,818.2	1,799.0	19.4	-26.7	-25.9
Básicos^{a/}	423.2	466.7	677.8	673.1	10.3	-31.1	-30.7
Heptano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Hexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Materia prima p/negro de humo	423.2	466.7	677.8	673.1	10.3	-31.1	-30.7
Secundarios	352.2	431.0	634.4	600.9	22.4	-32.1	-28.3
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	129.9	135.1	-	-100	-100
Propileno	352.2	431.0	504.5	465.9	22.4	-14.6	-7.5
Tolueno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Xileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
No Clasificados	341.6	435.7	505.9	525.0	27.6	-13.9	-17
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	14.1	12.5	0.0	0.0	-11	-	-
Aromáticos pesados	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Azufre	323.4	419.4	494.3	513.5	29.7	-15.2	-18.3
Ciclohexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Dodecilbenceno	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	4.1	3.8	11.7	11.5	-7.1	-67.6	-67.2
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.

1.3. Mercado interno

Precios al público

Gasolinas y diesel

A continuación se muestra la lista de precios vigentes de diciembre de 2011 a diciembre de 2012.

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		
10-dic-11	9.73	0.09
14-ene-12	9.82	0.09
11-feb-12	9.91	0.09
10-mar-12	10.00	0.09
14-abr-12	10.09	0.09
12-may-12	10.18	0.09
09-jun-12	10.27	0.09
14-jul-12	10.36	0.09
11-ago-12	10.45	0.09
08-sep-12	10.54	0.09
13-oct-12	10.63	0.09
10-nov-12	10.72	0.09
08-dic-12	10.81	0.09
Pemex Premium		
10-dic-11	10.59	0.05
14-ene-12	10.64	0.05
11-feb-12	10.69	0.05
10-mar-12	10.74	0.05
14-abr-12	10.79	0.05
12-may-12	10.84	0.05
09-jun-12	10.89	0.05
14-jul-12	10.95	0.06
11-ago-12	11.02	0.07
08-sep-12	11.10	0.08
13-oct-12	11.19	0.09
10-nov-12	11.28	0.09
08-dic-12	11.37	0.09
Diesel		
10-dic-11	10.09	0.09
14-ene-12	10.18	0.09
11-feb-12	10.27	0.09
10-mar-12	10.36	0.09
14-abr-12	10.45	0.09
12-may-12	10.54	0.09
09-jun-12	10.63	0.09
14-jul-12	10.72	0.09
11-ago-12	10.81	0.09
08-sep-12	10.90	0.09
13-oct-12	10.99	0.09
10-nov-12	11.08	0.09
08-dic-12	11.17	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 la República Mexicana, 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 comportamiento del período enero-diciembre de 2012 con período similar de 2011, en la frontera Norte, se observa lo siguiente:

- Las ventas de Pemex Magna aumentaron 1.8%, en contraste con el comportamiento de las ventas totales en el país, que presentaron un decremento de 3.2%.
- Las ventas de Pemex Premium crecieron 52.9%, consistente con lo observado en las ventas totales en México, mismas que aumentaron 45.2%.
- Las ventas de diesel presentaron un incremento de 10.4%, en congruencia, aunque en mayor magnitud, con lo ocurrido en las ventas totales en el país, que crecieron 2.6%.

Durante el período enero-diciembre de 2012, los diferenciales de precios de combustibles automotrices entre Estados Unidos de América y México presentan una tendencia a la baja, 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%).

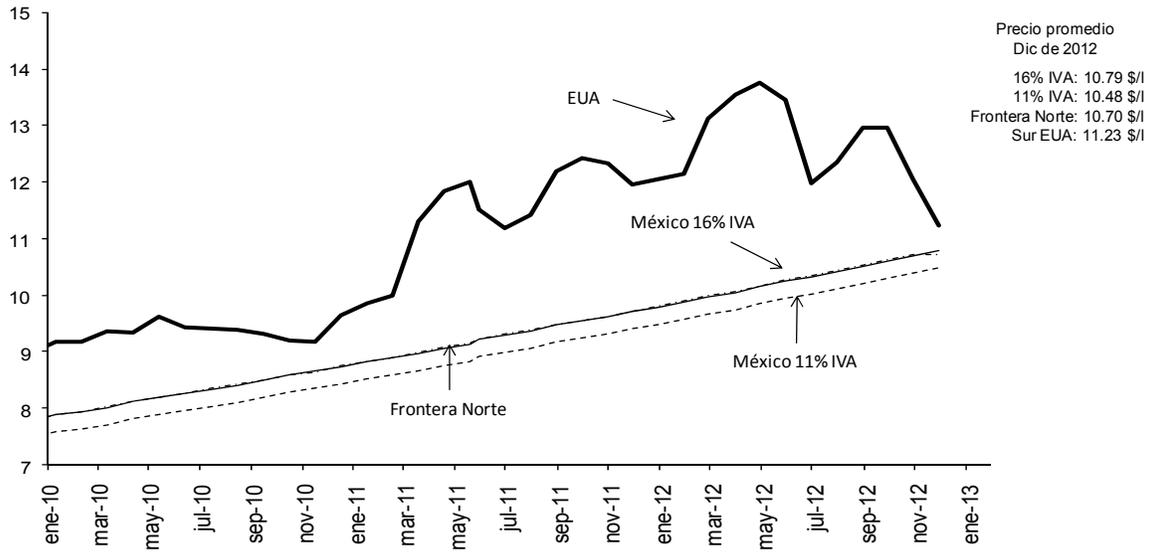
Por otro lado, con la finalidad de reducir el diferencial existente entre los precios de referencia internacional y los precios nacionales, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantuvo el esquema de incrementos mensuales en los precios al público de los combustibles automotrices:

-
- Hasta noviembre de 2011, los incrementos mensuales fueron de 8 centavos de peso por litro para la Pemex Magna y el diesel, y de 4 centavos de peso por litro para la Pemex Premium.
 - Desde diciembre de 2011, y hasta diciembre de 2012, los incrementos mensuales fueron de 9 centavos de peso por litro para la Pemex Magna y el diesel.
 - Para el caso de la gasolina Pemex Premium:
 - Desde diciembre de 2011, y hasta junio de 2012, los incrementos mensuales en los precios al público fueron de 5 centavos de peso por litro.
 - A partir de julio de 2012, los incrementos mensuales empezaron a registrar aumentos adicionales de 1 centavo de peso por litro mensual, hasta llegar a un incremento de 9 centavos de peso por litro en octubre, aumento que se quedó fijo hasta diciembre de 2012.

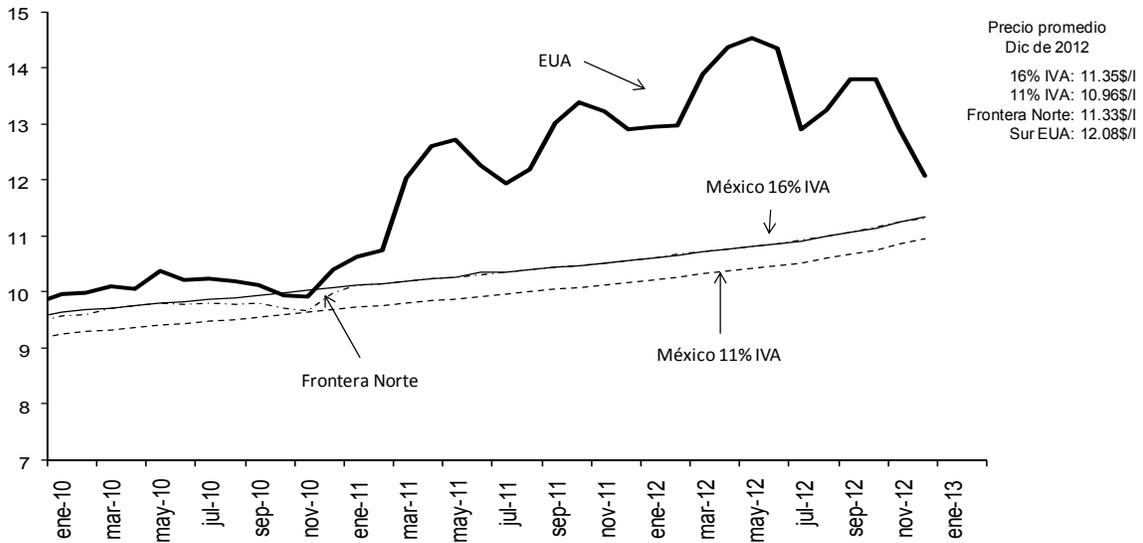
Durante el período enero-diciembre de 2012:

- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Regular que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Magna (en la franja fronteriza Norte), fue de 2.35 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Premium que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Premium (en la franja fronteriza Norte), fue de 2.55 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio del diesel vigente en el sur de EUA, con respecto al precio nacional del diesel en zona de 11% de IVA, fue de 3.64 pesos por litro.

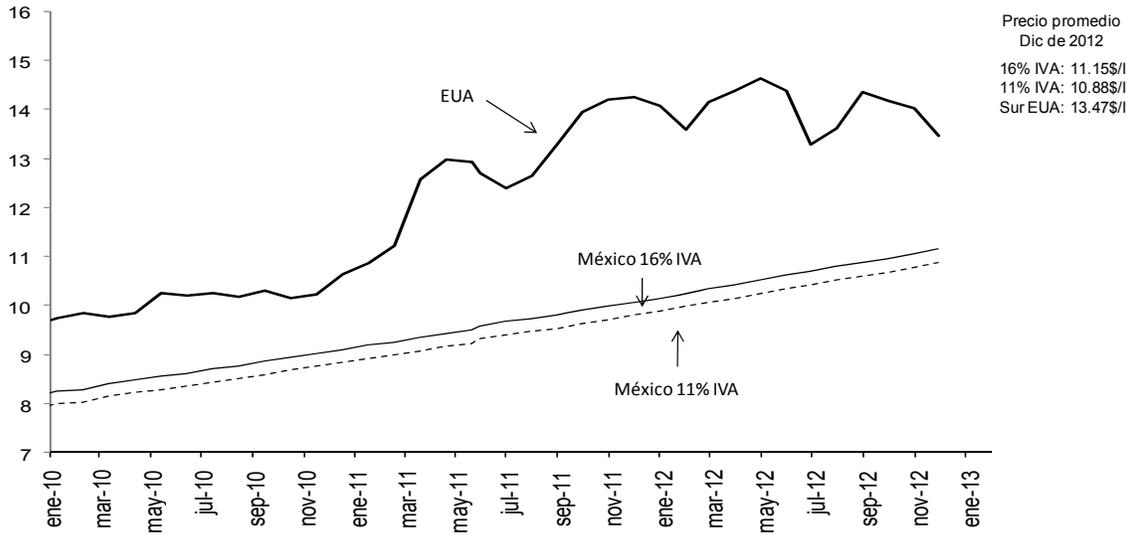
Pemex-Refinación: precios de la gasolina Magna en México y Unleaded Regular en EUA
(pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios de la gasolina Premium en México y Unleaded Premium en EUA
(pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios del diesel automotriz en México y en EUA
(pesos por litro)



Otros petrolíferos

El precio promedio de la turbosina en diciembre de 2012, resultó 4.4% inferior al registrado en diciembre de 2011.

Al comparar los precios promedio del combustóleo de diciembre de 2012, con los de diciembre de 2011, conforme al cuadro que sigue, se observa un decremento de 10.2% en los correspondientes a la CFE, así como de 11.7% en los de otros clientes. En términos energéticos, en el mes de diciembre de 2012, el precio promedio del combustóleo para otros clientes resultó 257.9% superior al precio del gas natural.

Pemex-Refinación: precios al público 2011-2012
(pesos/metro cúbico)

	2011												2012												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
Pemex Magna ^{a/}																										
16% IVA	9,704	9,782	9,879	9,974	10,051	10,148	10,246	10,322	10,421	10,519	10,595	10,693	10,790	1,086	11.2%											
11% IVA	9,394	9,472	9,569	9,664	9,741	9,838	9,936	10,012	10,111	10,209	10,285	10,383	10,480	1,086	11.6%											
Frontera Norte	9,712	9,790	9,892	9,982	10,060	10,150	10,252	10,329	10,432	10,522	10,600	10,702	10,705	993	10.2%											
Pemex Premium ^{a/}																										
16% IVA	10,575	10,619	10,673	10,725	10,768	10,822	10,877	10,925	10,997	11,081	11,155	11,253	11,350	774	7.3%											
11% IVA	10,185	10,229	10,283	10,335	10,378	10,432	10,487	10,535	10,607	10,691	10,765	10,863	10,960	774	7.6%											
Frontera Norte	10,580	10,623	10,680	10,730	10,770	10,823	10,880	10,930	11,006	11,084	11,160	11,262	11,331	751	7.1%											
Pemex Diesel ^{a/}																										
16% IVA	10,064	10,142	10,239	10,334	10,411	10,508	10,606	10,682	10,781	10,879	10,955	11,053	11,150	1,086	10.8%											
11% IVA	9,794	9,872	9,969	10,064	10,141	10,238	10,336	10,412	10,511	10,609	10,685	10,783	10,880	1,086	11.1%											
Turbosina ^{a/}																										
Turbosina ^{a/}	12,383	12,708	12,625	12,926	13,010	12,786	11,972	11,699	12,532	13,017	12,494.4	12,057.6	11,842.6	-540	-4.4%											
Combustóleo Pesado ^{a/}																										
CFE	9,288	9,620	9,170	9,453	9,685	9,771	9,692	9,282	8,210	8,307	8,823.8	8,786.1	8,337.9	-950	-10.2%											
Otros clientes	9,671	10,007	9,890	10,217	10,025	9,704	9,142	8,441	9,001	9,310	8,817.9	8,567.7	8,535.1	-1,136	-11.7%											

^{a/} Precios promedio.

Precios productor

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 el del Fuel Oil número 2 de 0.05% de azufre (referencia para el cálculo del precio productor del diesel), asociados a un entorno de precios nacionales acotados, arrojaron tasas de IEPS negativas para gasolinas y dieseles en diciembre de 2012.

Cabe mencionar que el precio spot de la gasolina Unleaded Regular 87, utilizado para el cálculo del precio productor de las gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, registró, en diciembre de 2012, un valor inferior en 0.3% con respecto al observado en diciembre de 2011, en tanto que el precio spot del Fuel Oil número 2 de 0.05% de azufre, utilizado para el cálculo del precio productor del diesel, presentó un valor superior en 3.3%.

Pemex-Refinación: precios productor 2011 y 2012

(promedio, pesos/metro cúbico)

	2011												2012												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
Pemex Magna	10,125	10,048	10,687	10,998	11,314	11,394	10,637	10,156	9,869	10,730	11,383	10,768	9,807	-317	-3.1%											
Pemex Premium	11,177	11,283	12,037	12,107	12,404	12,811	12,229	12,262	11,929	12,517	13,326	12,297	10,800	-378	-3.4%											
Pemex Diesel	11,437	10,978	11,265	11,120	11,377	11,374	11,134	10,471	10,521	11,167	11,504	11,247	10,848	-589	-5.2%											

Por su parte, los precios productor de Pemex Magna, Pemex Premium y diesel, en diciembre de 2012, resultaron inferiores a los observados en diciembre de 2011, en 3.1%, 3.4% y 5.2%, respectivamente.

Comité de Precios

En las sesiones ordinarias y extraordinarias del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, realizadas de enero a diciembre de 2012, se presentaron diversas propuestas y notas informativas, de las cuales destacaron:

-
- Nota informativa sobre cambio de nombre de la empresa y publicación que contiene la referencia internacional del Propileno Grado Químico (CMAI-Monomers Market Report, por IHS Chemical-North America Light Olefins).
 - Nota informativa sobre cambio de nombre de la referencia internacional para ajuste de calidad del combustóleo pesado.
 - Propuesta de nuevo mecanismo de actualización del margen comercial de diesel para adquirentes diferentes de Estaciones de Servicio y Estaciones de Servicio de autoconsumo de Pemex-Refinación.
 - Propuesta de revisión de los márgenes comerciales que se otorgan a los distribuidores Plus de diesel.
 - Propuesta de revisión de los márgenes comerciales que se otorgan a las Estaciones de Servicio.
 - Nota informativa sobre el impacto de las propuestas presentadas por el ajuste de calidad en Precios Productor, las cuales no han sido autorizadas.
 - Nota informativa sobre la evolución del mercado de combustibles automotrices en la frontera Norte y el resto del país.
 - Propuesta de precio de coque de Minatitlán en modalidad de subasta.
 - Propuesta de cambio en la periodicidad de las referencias internacionales utilizadas y fecha de aplicación, de los mecanismos de precio de los Asfaltos y Propileno Grado Refinería.
 - Propuesta para la modificación del mecanismo de precio público y precio contractual para ASA del Gasavión 100/130.
 - Propuesta de precisión al mecanismo de precio del Propileno Grado Refinería de las refinerías de Cadereyta, Madero, Salamanca, Tula, Minatitlán y Salina Cruz.

-
- 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.
 - Propuesta de modificación del mecanismo para el cálculo de precio de Asfaltos AC-20 y AC-5.
 - Propuesta de prórroga de aplicación del mecanismo de precio de contrato en período de estabilización del coque de la refinería de Minatitlán.
 - Nota informativa sobre la evolución de la venta de Asfaltos.
 - Nota informativa sobre el registro de empresas fabricantes o proveedores de aceites y grasas lubricantes.
 - Propuesta para la determinación de los montos de las cuotas de Franquicia Pemex para Estaciones de Servicio.

Ventas internas

En 2012, Pemex-Refinación comercializó productos petrolíferos por 1,555.5 miles de barriles diarios (MBD), volumen superior 3.6% al comercializado en 2011, es decir, mayor en 54.3 MBD.

El volumen de ventas en 2012 fue menor en 2.8% a la meta proyectada en el POA 2012, al ubicarse 45.3 MBD por debajo de ella, pero superó las previsiones del POT en 2.2%, al resultar 33.9 MBD por arriba de la meta contemplada en el Programa.

Los productos con mayor impacto en el incremento del volumen de ventas en 2012, con respecto a 2011, son: la Gasolina Pemex Premium con 27.3 MBD (45.1%), el coque con 18.8 MBD (60.6%), el combustóleo pesado con 14.9 MBD (7.5%), el Pemex Diesel con 8.8 MBD (2.6%) y el Diesel Industrial Bajo Azufre con 8.7 MBD (23.6%). Estos incrementos, aunados a volúmenes de venta superiores a los observados en 2011, del resto de la mayoría de los productos

petrolíferos, lograron compensar el decremento registrado, en conjunto en 27.5 MBD, de la Gasolina Pemex Magna, de los Asfaltos, del Intermedio 15, del Diesel Marino, de las Especialidades, del Gasavión 100, del Gasóleo doméstico y del Gasnafta.

El desempeño en el período enero–diciembre de 2012 por debajo 2.8% de la meta establecida en el POA, se desprende de la menor comercialización de la mayoría de los productos petrolíferos, toda vez que los únicos productos que presentaron volúmenes de venta por arriba de lo previsto en el programa son el combustóleo pesado, la Gasolina Pemex Premium, el Diesel Industrial Bajo Azufre, el Diesel Marino y las Especialidades.

En cuanto al POT, aun cuando la mayoría de los productos petrolíferos tuvieron volúmenes de venta inferiores a las metas estipuladas en este Programa, el comportamiento superior al contemplado en el POT del combustóleo pesado en 48.6 MBD (29.4%), la Gasolina Pemex Premium en 7.7 MBD (9.6%), el Diesel Industrial Bajo Azufre en 3.7 MBD (8.8%) y las especialidades en 0.3 MBD, permitió que el volumen de ventas del total de petrolíferos en el 2012 superara las proyecciones del POT en 33.9 MBD (2.2%).

Pemex-Refinación: volumen de las ventas internas, enero–diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	1,501.2	1,555.5	1,600.8	1,521.7
Gasolinas	799.7	803.7	850.4	807.8
Diesel	383.6	400.5	404.3	399.8
Combustóleo	200.6	214.4	183.7	167.0
Otros ^{c/}	117.4	137.0	162.3	147.1

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013.

^{b/} Para el primer trimestre de 2012 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

La comercialización de gasolinas en el ejercicio 2012 representó el 51.7% del volumen de ventas total de petrolíferos, ubicándose en 803.7 MBD. Este volumen resultó muy similar al observado en el 2011, siendo superior al mismo en 0.5%, lo que equivale a 4.0 MBD. El desempeño en 2012 no alcanzó la meta del POA en 46.8 MBD, al ubicarse 5.5% por debajo de la misma, pero fue consistente con las proyecciones del POT, siendo 4.1 MBD inferior a la meta estipulada en este Programa, es decir, 0.5% menor que ésta.

El incremento con respecto a 2011, si bien responde al crecimiento económico, se dio a una tasa menor que el mismo.

El desempeño por debajo de las metas previstas en los programas operativos POA y POT 2012, obedece a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía, así como a que consideró un comportamiento en las ventas alineado con éste.

Dentro de las gasolinas destaca el volumen comercializado de Pemex Premium en 2012, superior al observado en 2011, así como por arriba de las metas estipuladas en el POA y en el POT 2012, en contraste al volumen de ventas de la gasolina Pemex Magna en 2012, inferior al observado en el año anterior, así como por debajo de las previsiones del POA y del POT 2012. Lo anterior se explica principalmente por el cambio en el patrón de consumo derivado de la reducción en el diferencial del precio entre las dos gasolinas.

Pemex-Refinación: ventas internas de gasolinas, enero-diciembre 2011-2012

(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Gasolinas	799.7	803.7	850.4	807.8
Pemex Magna	738.6	715.3	792.0	726.8
Pemex Premium	60.6	87.9	57.6	80.2
Otras ^{c/}	0.5	0.5	0.8	0.8

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013.

^{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 2012 fue de 400.5 MBD, que contribuyó al 25.7% del volumen total de ventas de petrolíferos. Este desempeño representa un incremento de 4.4% con respecto al observado en el ejercicio 2011, equivalente a 16.9 MBD, y un comportamiento conforme a lo contemplado en los programas operativos POA y POT 2012, al ubicarse sólo 0.9%, equivalente a 3.8 MBD, por debajo de la meta estipulada en el primero, y 0.2%, equivalente a 0.7 MBD, por arriba de la meta contemplada en el POT.

El volumen comercializado de Diesel para uso automotriz (Pemex Diesel) representó el 84.7% del volumen total de ventas de Diesel en 2012, con 339.4 MBD. Lo anterior resultó en un incremento de 2.6% con respecto al comportamiento registrado en 2011, equivalente a una comercialización superior en 8.8 MBD. El volumen de ventas en el 2012 no alcanzó la meta registrada en el POA, al ubicarse 5.5% por debajo de ésta, lo que equivale a un volumen 19.7 MBD menor de lo que se tenía contemplado, pero fue consistente con lo previsto en el POT, cuya meta se cumplió en 99.9%.

El incremento en el volumen comercializado de Pemex Diesel en 2012, con respecto a 2011, responde: a la creación de nueva infraestructura carretera que demandó volúmenes importantes de Pemex Diesel; al movimiento del autotransporte de pasajeros, en sustitución de viajes en vehículos particulares, debido a la inseguridad en los traslados en carretera; y a la baja disponibilidad de gas natural, derivada de condiciones de fuerza mayor que se presentaron en Pemex Gas y Petroquímica Básica, que originó que algunos clientes compensaran sus insumos con Pemex Diesel. El desempeño por debajo de la meta prevista en el POA 2012, responde a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía.

El consumo de Diesel Industrial Bajo Azufre en 2012 fue de 45.5 MBD, superior en 23.6% al observado en 2011, así como por arriba de lo proyectado en los programas operativos POA y POT 2012, en 51.1% y

8.8%, respectivamente. Lo anterior se explica, principalmente, por la sustitución de combustóleo por Diesel Industrial Bajo Azufre en el sector agrícola e industrial, aunado a la baja oferta de gas natural, derivada de causas de fuerza mayor que se presentaron en Pemex Gas y Petroquímica Básica, que ha ocasionado que los sectores industrial y energético compensen sus requerimientos con Diesel Industrial Bajo Azufre.

Pemex-Refinación: ventas internas de diesel enero-diciembre 2011-2012 (miles de barriles diarios)				
	2011	2012 ^{a/}	Diferencia Volumétrica	Diferencia Porcentual
Diesel Total	383.6	400.5	16.9	4.4
Pemex Diesel	330.6	339.4	8.8	2.6
Diesel Industrial Bajo Azufre	36.8	45.5	8.7	23.6
Diesel Marino	16.1	15.6	-0.5	-3.0

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por redondeo.

Querosenos

En 2012, el volumen de ventas de turbosina fue de 59.3 MBD, superior al observado en 2011 en 3.2 MBD, lo que representa un incremento de 5.6%. La comercialización de turbosina en 2012 fue 8.6% inferior a la meta contemplada en el POA, es decir, 5.6 MBD por debajo de ésta; empero, con respecto al POT, la meta se cumplió en 98.2%.

El volumen comercializado de turbosina en 2012, por arriba del observado en el año anterior, es consecuencia, entre otras causas, del incremento en el número de pasajeros, tanto de origen nacional como extranjero, fomentado en gran parte por la inauguración de nuevas rutas y más frecuencias semanales, tanto de itinerario regular como de temporada, el aumento en el número de asientos, mayor conectividad, así como por el incremento de líneas aéreas de origen externo, con una oferta de turbosina acorde a la dinámica del mercado.

El desempeño por debajo de la meta establecida en el POA 2012 se debe, básicamente, a que el Programa consideró un volumen de

ventas similar al observado en 2008, previo a la salida del mercado de algunas líneas aéreas que cubrían vuelos nacionales e internacionales. La estimación del POT fue ajustada a la baja, con relación a la del POA, para reflejar mejor la dinámica del mercado, por lo que la diferencia del desempeño en 2012, con respecto a la meta registrada en el POT, resultó poco significativa.

Gasóleo Doméstico

El volumen de ventas de gasóleo doméstico en el ejercicio 2012, de 0.6 MBD, resultó inferior al comercializado en 2011 en 6.0%, es decir, 0.04 MBD por debajo. Las metas previstas en los programas operativos POA y POT 2012 no se alcanzaron, en 27.7% y 29.3%, respectivamente. Este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico, por lo que su consumo está sujeto, sobre todo, a las condiciones climatológicas en el norte del país. En 2012, la temporada de frío se retrasó, lo que explica que las ventas en 2012 hayan sido menores a las observadas en 2011. El desempeño por debajo de las metas estipuladas en los programas operativos, responde a que el invierno no fue tan frío como se esperaba.

Combustóleo

El volumen de ventas de combustóleo pesado en 2012, representó el 99.8% del volumen comercializado de combustóleo pesado e Intermedio 15, con 214.0 MBD. Este comportamiento significó un incremento de 7.5% sobre la comercialización del producto en 2011, y superó las metas de los programas operativos POA y POT 2012, en 17.9% y 29.4%, respectivamente.

Este comportamiento fue originado, principalmente, por la falta de lluvias, así como por el anuncio de suspensión en el suministro de gas natural, que ocasionó su escasez, situaciones que resultaron en un aumento del consumo de combustóleo pesado por parte de CFE, en sustitución de estas fuentes de energía para la generación de electricidad.

Coque

El volumen de ventas de coque en 2012 se ubicó en 49.8 MBD, superior en 60.6% al alcanzado en 2011, pero por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT 2012, en 16.8% y en 8.3%, respectivamente.

El comportamiento en 2012 por arriba del observado en 2011 responde, principalmente, a la puesta en operación de la planta coquizadora de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

La comercialización en 2012, por debajo de lo contemplado en los programas operativos, se debió, en su mayoría, a condiciones climatológicas adversas, y a bloqueos por parte de grupos transportistas en la zona de Minatitlán, en diversos intervalos de tiempo durante el año, que obstaculizaron el desalojo del producto en la Refinería, aunado a problemas de infraestructura en este mismo Centro Productor.

Asfaltos

El volumen comercializado de asfaltos en 2012 fue de 22.3 MBD, inferior en 9.4% al alcanzado en 2011, y por debajo de las metas planteadas en el POA y en el POT 2012, en 26.9% y 6.5%, respectivamente.

La principal causa de la caída en las ventas en 2012, con respecto a 2011, y del incumplimiento al POA y al POT, fue la reparación mayor que se realizó a la Planta Primaria II de la refinería de Salina Cruz, del 10 de septiembre al 17 de noviembre de 2012, que provocó una disminución sustancial en la disponibilidad de asfalto en el Sureste y Golfo de la República.

Lubricantes Básicos

El volumen vendido de lubricantes básicos en 2012 ascendió a 3.9 MBD, superior en 3.5% al volumen comercializado en 2011, pero por

debajo de las metas establecidas en el POA y en el POT 2012, en 27.5% y 39.9%, respectivamente.

El incremento con respecto al volumen comercializado en 2011, resulta del repunte en la producción en el último trimestre de 2012, que derivó en una mayor disponibilidad del producto.

El comportamiento por debajo de las metas contempladas en el POA y en el POT 2012, se debe a complicaciones operativas y a problemas con la calidad del producto en la refinería de Salamanca.

Parafinas

El volumen comercializado de parafinas durante 2012, de 0.8 MBD, resultó 3.2% superior al observado en 2011, pero inferior a la meta anotada en los programas operativos POA y POT 2012, en 13.7% y 35.2%, respectivamente.

El desempeño por arriba del observado en 2011 obedece al repunte en la producción en el último trimestre de 2012, que implicó mayor disponibilidad del producto, mientras que la comercialización por debajo de las metas registradas en el POA y en el POT 2012, se debe a complicaciones operativas y a problemas con la calidad del producto en la refinería de Salamanca.

Especialidades

En 2012 se comercializaron 0.3 MBD de especialidades, volumen inferior al observado en el año anterior en 38.3%. Este comportamiento resulta de un ajuste en los parámetros de producción que trajo como consecuencia una menor disponibilidad del producto.

Productos Petroquímicos

En 2012, las cifras al 21 de enero de 2013 indican que Pemex-Refinación comercializó 656.3 mil toneladas de productos petroquímicos, volumen que resultó superior en 124.8%, al registrado en 2011, lo cual deriva, en gran parte, del inicio de la comercialización por parte de Pemex-Refinación de la materia prima para negro de

humo en mayo de 2012. El desempeño en 2012 superó la expectativa del POA 2012 en 16.0%, pero no alcanzó la meta establecida en el POT, al ubicarse 24.9% por debajo de la misma.

Propileno

El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) en 2012 se ubicó en 347.1 mil toneladas, 20.4% superior al observado en 2011, e inferior a las metas establecidas en el POA y en el POT 2012, en 37.4% y 28.6%, respectivamente.

La comercialización en 2012, por arriba de la observada en 2011, deriva de la entrada en operación de la Planta Catalítica II en la refinería de Minatitlán.

El desempeño por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT 2012, obedece a una disponibilidad del producto menor a la contemplada, debido, principalmente a: que la producción en la refinería de Minatitlán no se ha dado conforme se había estimado en los programas operativos, debido a la falta del balance de vapores; un incidente en la refinería de Madero que dejó fuera de operación la Planta Catalítica I, de agosto a diciembre de 2012; y a que los mantenimientos programados a las plantas catalíticas en el Sistema Nacional de Refinación se han extendido más de lo previsto.

Materia Prima para Negro de Humo (MPNH)

En 2012 se comercializaron 306.6 mil toneladas de MPNH, lo que resultó inferior a lo contemplado en el POT en 18.9%, es decir, 71.4 mil toneladas por debajo de la meta prevista en el Programa. Esto es resultado de la baja disponibilidad de MPNH para ventas al mercado nacional, ocasionada por la explosión de la caldera de la planta Hidros de Nafta U-300 de la refinería de Madero, el 13 de agosto de 2012, que impactó negativamente la operación de la catalítica I, misma que inició operaciones hasta finales de diciembre de 2012.

Valor de las Ventas Internas de Petrolíferos

Las ventas internas de productos petrolíferos comercializados por Pemex-Refinación durante el período enero–diciembre de 2012, resultaron en ingresos por 714,274.2 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 2011 de 93,019.7 millones de pesos, es decir, un incremento del 15.0%.

Con respecto al POA, los ingresos obtenidos por la comercialización de petrolíferos en 2012, también sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, fueron 3.8% inferiores a la meta estipulada en el mismo, y en relación con el POT, se ubicaron 17.7% por debajo de la meta contemplada en este programa.

Pemex-Refinación: valor de las ventas internas de petrolíferos, enero-diciembre 2011-2012 ^{a/}
(millones de pesos)

	2011	2012	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	621,254.5	714,274.2	742,257.5	867,406.3
Gasolinas	328,870.2	369,165.1	426,442.4	494,137.8
Diesel	166,241.2	193,722.6	200,892.7	242,945.3
Combustóleo	80,265.5	99,839.9	67,761.4	75,513.3
Otros ^{c/}	45,877.6	51,546.6	47,161.1	54,809.8

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013 .

^{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.

Valor de las Ventas Internas de Petroquímicos

Por lo que respecta a la comercialización de productos petroquímicos por parte de Pemex-Refinación, en 2012 se alcanzó un monto de ventas de 6,544.9 millones de pesos, cifra que refleja un incremento de 47.9%, equivalente a 2,120.7 millones de pesos, al comparar con respecto a 2011. En lo tocante al POA 2012, los ingresos obtenidos en el período de estudio resultaron 38.3% inferiores a la meta estipulada en este programa, y en relación con el POT, se ubicaron 9.2% por debajo de lo previsto.

1.4. Mercado internacional

En el período enero–diciembre de 2012, la balanza comercial de Pemex-Refinación presentó un saldo negativo de 511.4 miles de barriles diarios (MBD). Este déficit en la balanza comercial de 2012 es 4.7% mayor al obtenido en 2011, lo que equivale a 23.0 MBD.

El volumen de las exportaciones netas en la balanza comercial de 2012, fue menor a lo previsto en el POA en 34.6%, y a lo estipulado en el POT en 27.2%.

Exportaciones

El volumen exportado en 2012 totalizó 72.4 MBD, disminuyendo en 35.0 MBD con respecto a 2011, lo que representa un decremento del 32.6%. Las exportaciones en 2012 fueron mayores en 11.3% a lo previsto en el POA, y menores a lo estipulado en el POT en 12.9%.

Pemex-Refinación: balanza comercial, enero-diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-488.4	-511.4	-380.0	-402.1
Exportaciones	107.4	72.4	65.0	83.1
Importaciones ^{c/}	595.8	583.7	445.1	485.1

^{a/} Cifras con corte al 23 de enero de 2013.

^{b/} Para enero-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 importados.

La disminución en las exportaciones de combustóleo en 31.1 MBD en 2012, con respecto a 2011, es la principal causa en la variación de volúmenes, lo cual deriva de la entrada en operación de la Planta Coquizadora de la refinería de Minatitlán a partir de enero de 2012, ya que el combustóleo es la carga que se utiliza para el proceso de dicha planta, lo que genera disminución en la disponibilidad del mismo para ventas.

Importaciones

El volumen de las importaciones en 2012 fue por 583.7 MBD, menor al registrado en 2011 en 2.0%, lo que representa una disminución de 12.1 MBD.

Las importaciones observadas en 2012, fueron mayores 31.2% a las proyectadas en el POA, y 20.3% con respecto a lo contemplado en el POT. Lo anterior se debe a la disminución de la producción nacional con respecto a lo que se había estimado, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR.

El diesel, la gasolina Premium y el combustóleo fueron los productos que tuvieron mayor impacto, ya que se importaron volúmenes superiores a los previstos en el POA en 77.4 MBD, 60.9 MBD y 41.2 MBD, equivalentes a 139.7%, 222.4% y 1,188.6% por arriba de los proyectados en dicho programa operativo, respectivamente.

Valor del comercio exterior

El importe de las exportaciones en 2012 fue por 2,503.8 millones de dólares, 29.2% menor con respecto al reportado en 2011.

Al comparar con valores estimados, el importe observado de las exportaciones en el período de análisis fue mayor en 32.6% al proyectado en el POA, y menor en 13.2% con respecto al previsto en el POT.

Pemex-Refinación: valor de la balanza comercial, enero-diciembre 2011-2012
(millones de dólares)

	2011	2012 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-23,737.6	-25,300.6	-14,053.1	-18,841.6
Exportaciones	3,538.9	2,503.8	1,888.8	2,883.2
Importaciones ^{c/}	27,276.4	27,804.4	15,942.0	21,724.8

^{a/} Cifras con corte al 23 de enero de 2013.

^{b/} Para enero-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.

El valor de las importaciones en 2012 fue por 27,804.4 millones de dólares, mayor en 528.0 millones de dólares al monto de las importaciones en 2011, lo que representa un incremento de 1.9%. Este importe fue mayor en 74.4% al pronosticado en el POA, y en 28.0% al previsto en el POT.

2. Presupuesto de inversión en devengable

Pemex-Refinación: avance del ejercicio presupuestal del programa de inversiones en devengado, enero-diciembre 2012 (millones de pesos)											
GF FUNCIÓN	Al	AP	Presupuesto original anual (1)	Presupuesto modificado anual (2)	Presupuesto al periodo (3)	Ejercicio al periodo (4)	Variaciones		Particip. en la variación (7)	Avance del periodo	
							Absoluta (5) = (4) - (3)	Relativa (6) = (5) / (3)		Aprobado (8) = (4) / (1)	Autorizado 9 = (4) / (2)
		Total	40,843.9	30,834.1	30,834.1	28,063.4	-2,770.7	-9.0	100.0	68.7	91.0
1		BUEN GOBIERNO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
001		Función Pública y buen gobierno	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
3		DESARROLLO ECONÓMICO	40,843.9	30,834.1	30,834.1	28,063.4	-2,770.7	-9.0	100.0	68.7	91.0
226		Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	22,044.0	17,704.4	17,704.4	15,646.9	-2,057.5	-11.6	74.3	71.0	88.4
		Minatitlán	265.5	732.5	732.5	732.5	0.0	0.0	0.0	275.9	100.0
		Estudio de pre inversión para la Conversión de residuales Salamanca	885.4	308.3	308.3	272.8	-35.5	-11.5	1.3	30.8	88.5
		Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca	3,926.3	307.6	307.6	195.5	-112.1	-36.4	4.0	5.0	63.6
		Estudio de pre inversión para un nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo	1,935.1	379.5	379.5	358.7	-20.7	-5.5	0.7	18.5	94.5
		Tren energético de la Refinería de Minatitlán	440.9	30.7	30.7	25.6	-5.1	0.0	0.2	-	0.0
		Tren energético de la Refinería de Cadereyta	544.9	180.2	180.2	2.7	-177.4	0.0	6.4	0.5	0.0
		Otras inversiones	14,043.8	15,765.7	15,765.7	14,059.0	-1,706.7	-10.8	61.6	100.1	89.2
227		Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	7,391.6	5,434.4	5,434.4	5,167.1	-267.3	-4.9	9.6	69.9	95.1
		Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan - México	591.4	691.2	691.2	671.3	-20.0	-2.9	0.7	113.5	97.1
		Modernización Flota mayor	386.6	301.1	301.1	301.1	0.0	0.0	0.0	77.9	0.0
		Implantación del sistema SCADA a siete poliductos de la Red Nacional de Ductos de Pemex Refinación	296.9	141.0	141.0	141.7	0.8	0.5	0.0	47.7	100.5
		Terminal de Almacenamiento y Distribución Tapachula	251.0	178.1	178.1	145.4	-32.7	-18.3	1.2	55.7	0.0
		Otras inversiones	5,855.7	4,123.0	4,123.0	3,907.6	-215.5	-5.2	7.8	66.7	94.8
228		Comercialización de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	27.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		Otras inversiones	27.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
230		Entorno ecológico	11,381.1	7,695.3	7,695.3	7,249.4	-445.9	-5.8	16.1	63.7	94.2
		Estudio de pre inversión para ingenierías básicas de Calidad de Combustibles	339.6	516.7	516.7	449.9	-66.8	-12.9	2.4	132.5	87.1
		Calidad de los combustibles	8,744.5	6,871.4	6,871.4	6,648.1	-223.3	-3.2	8.1	76.0	96.8
		Tren energético de la Refinería de Minatitlán	332.4	5.5	5.5	5.2	-0.3	-5.5	0.0	1.6	94.5
		Construcción de una planta tratadora de aguas amargas en la refinería Madero	163.4	6.5	6.5	6.1	-0.4	-6.5	0.0	3.7	
		Otras inversiones	1,801.2	295.2	295.2	140.2	-155.1	-52.5	5.6	7.8	47.5

1/ sin SPVTS

Causas de las variaciones más importantes.

Actividad institucional 226 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones

Minatitlán (proyecto asociado). Se realizó el cierre administrativo de este proyecto, derivado a que la SHCP no lo autorizó para 2013. Los cargos pendientes se direccionaron a programas presupuestarios vigentes.

Actividad institucional 227 “Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones
 - Restauración TV-211; atraso en la ejecución de la obra imputable a la Contratista, pendiente la autorización de convenio de ampliación al plazo.
 - Restauración TV-103, TV-105 y TV-501; atraso en la ejecución de la obra imputable a la Contratista por falta de material y personal propuesto por la contratista, pendiente autorización de convenio de ampliación al plazo, también se está tramitando el convenio de ampliación al monto.
 - Restauración de Circuitos de Crudo, Magna, Diesel y Lastre; atraso en la ejecución de la obra imputable a la contratista por falta de personal propuesto por la contratista y autorización de libranzas para las líneas de magna y turbosina, y no se autorizaron las libranzas del circuitos de crudo y lastre.

3. Seguridad industrial, protección ambiental

Avances en la implantación del sistema Pemex-SSPA en Pemex-Refinación

Durante 2012 la SASIPA aplicó un Plan Estratégico en materia de seguridad y medio ambiente para Pemex-Refinación, con un alcance de 10 iniciativas, para reducir en el corto plazo los accidentes personales e incidentes industriales y tener entre otros beneficios, la reducción de paros no programados, mejorar la Cultura en SSPA, fortalecer la competencia y desarrollo de la Función SSPA, prevenir penalizaciones de instancias normativas, hacer sustentables las operaciones y mejorar la imagen del Organismo.

A través de las visitas del Subdirector de SASIPA y de su personal a los Centros de Trabajo, se instruye a los Mandos Medios a reforzar la aplicación de procedimientos críticos, la supervisión del personal en la ejecución de los trabajos, la elaboración adecuada del Análisis de Seguridad en los Trabajos y la aplicación del Análisis Causa Raíz a todos los accidentes e incidentes.

Asimismo, se mantuvo la elaboración y difusión de Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

De mayo a diciembre se ejecutó el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” con las siguientes actividades relevantes:

Se realizó el mapeo inicial y con base a este ejercicio, se elaboró un Plan General de Proyecto para la ejecución del proyecto, a través del soporte técnico (entrenamiento) a la Organización Estructurada (Equipos y Sub equipos de Liderazgo) y a la Función SSPA en los niveles estratégico, táctico y operativo del Organismo.

En la Subdirección de Producción se estableció la Organización Estructurada del ELSSPA, así mismo su membrecía, roles y responsabilidades de acuerdo a la guía corporativa. Se dio soporte técnico a la función SSPA en el Sistema Nacional de Refinación para fortalecer su rol como asesor, normativo y auditor de los ELSSPA y

SELSSPA, mientras que en las refinerías se trabaja en el ciclo de ejecución de los Sub equipos de Disciplina Operativa, Auditorías Efectivas, Investigación y Análisis de Incidentes, así como en el entrenamiento al personal de la Función SSPA para que ejecuten su rol antes mencionado.

En la Subdirección de Distribución se continúa con el proceso de Soporte Técnico a ELSSPA, Sub equipos de Liderazgo de SSPA y Función SSPA en todas las unidades de implantación con el objeto de consolidar los programas detallados para cada uno de ellos.

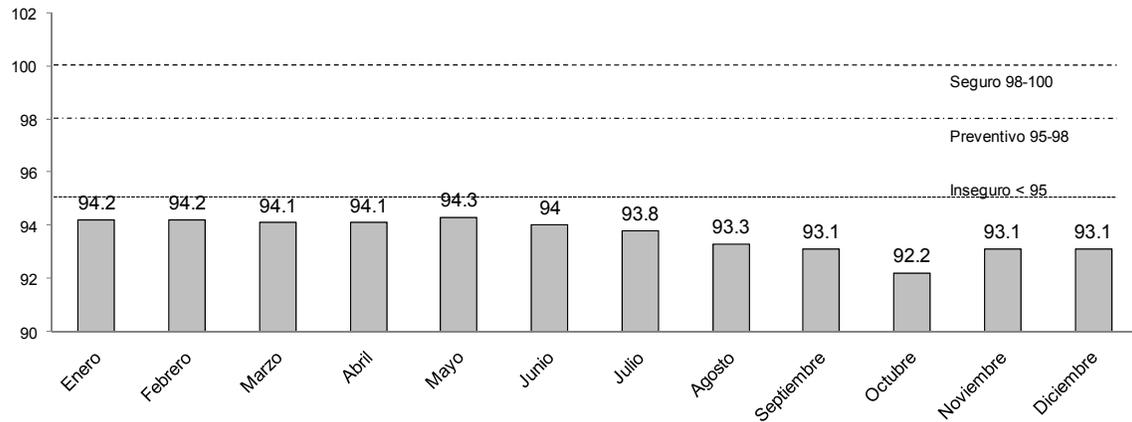
En la Subdirección de Almacenamiento y Reparto se continuó con el apoyo para la revisión del ELSSPA y SELSSPA de la Subdirección para poder potenciar los resultados en sus unidades de implantación.

Se integró el esfuerzo del Plan Emergente de Contención de Accidentes emitido por la SASIPA en el Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación del corporativo, la SASIPA, DuPont y el Propio Centro de Trabajo, primero en Producción (se inició en 2012 con las refinerías Francisco I. Madero y Lázaro Cárdenas) para extender su aplicación a todos los Centros de Trabajo de Pemex-Refinación en el siguiente año. Las líneas incluidas en este plan rector son: la planeación y ejecución segura de los trabajos, el cumplimiento de procedimientos operativos, la identificación y control de riesgos críticos y el reforzamiento de la práctica de Auditorías Efectivas.

Auditorías efectivas (AE)

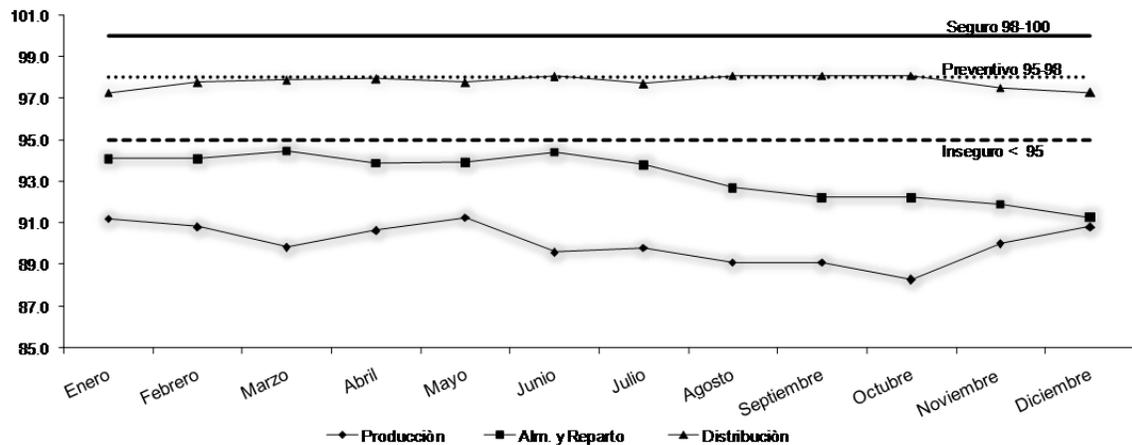
Durante 2012 se realizaron, en las tres subdirecciones, un total de 425,433 Auditorías Efectivas y el valor promedio alcanzado de Índice de Actos Seguros (IAS) fue de 93.1%.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, enero-diciembre 2012



La siguiente gráfica muestra el IAS de enero a diciembre de 2012, desglosado por Subdirección y por mes.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, por subdirección y por mes, enero-diciembre 2012



Disciplina Operativa (DO)

DO se considera clave para el proceso de implantación del Sistema PEMEX-SSPA en Pemex-Refinación.

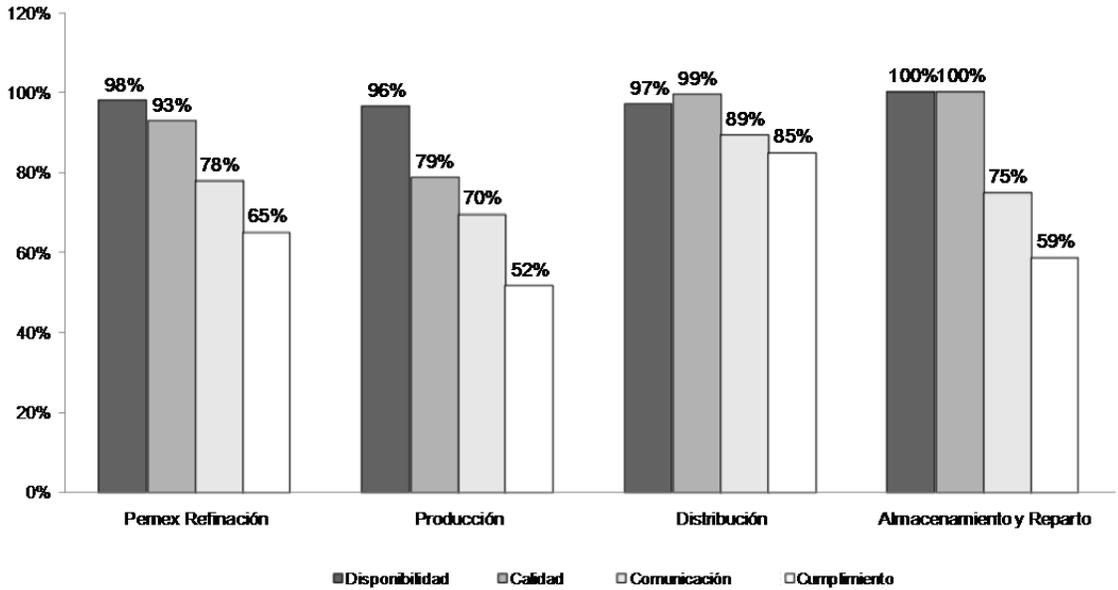
Se da atención especial al cumplimiento de los Procedimientos Críticos.

Durante noviembre, se llevó a cabo la Semana de Estandarización de Procedimientos Críticos, en donde se sumaron esfuerzos de las Subdirecciones Operativas de Pemex-Refinación con el objetivo de establecer altos estándares de seguridad para la ejecución de trabajos.

Se continúa la Implantación de la herramienta Institucional SISDO para la administración de DO en los Centros de Trabajo, actualmente en proceso de capacitación.

Durante el período enero-diciembre de 2012 se observó avance en el proceso de Disciplina Operativa (DO), que se presenta por Subdirección en la gráfica siguiente:

Pemex-Refinación: disciplina operativa, por subdirección y por etapa del proceso, enero-diciembre de 2012



Las variaciones observadas en los datos, en los informes presentados se deben a que el inventario de procedimientos en cada Unidad de Implantación no es constante a través del tiempo, lo cual es propio de este proceso dinámico durante la etapa de implantación.

3.1 Seguridad industrial

Índices de frecuencia y gravedad

Durante 2012, en Pemex-Refinación se registraron 91 accidentes incapacitantes, cifra similar a la obtenida en el mismo período de 2011. El índice de frecuencia que se calcula considerando el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, se mantuvo con un valor de 0.76.

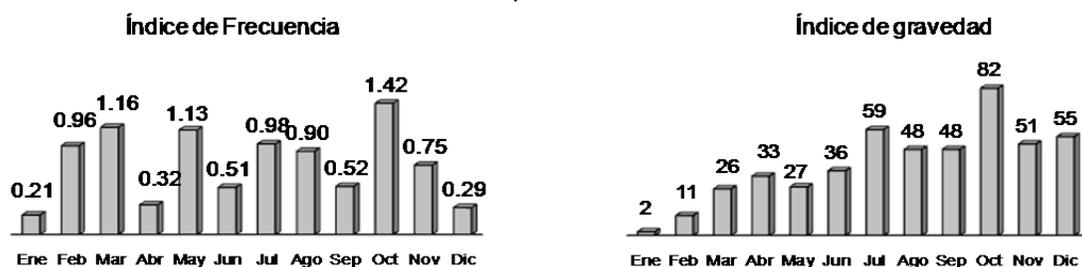
Por lo que corresponde al índice de gravedad, el cual relaciona el número de días perdidos debido a lesiones incapacitantes por cada millón de horas-hombre laboradas, aumentó de 38 a 40.

Pemex-Refinación: estadísticas de accidentes personales por Subdirección enero-diciembre 2011-2012 ^{a/}

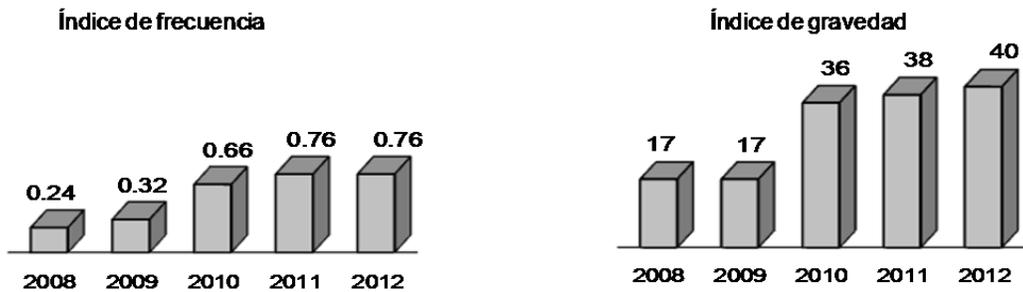
	No. de accidentes		Índice de frecuencia		Índice de gravedad	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Subdirección de Producción	74	74	1.29	1.30	62	69
Subdirección de Distribución	11	11	0.37	0.37	20	24
Subdirección de Almto. y Reparto	6	6	0.23	0.23	12	5
Subdirección de Proyectos	0	0	0.00	0.00	0	0
Oficinas Centrales	1	0	0.17	0.00	8	0
Global Pemex-Refinación	92	91	0.76	0.76	38	40

^{a/} Los índices están calculados sobre la base de un millón de horas-hombre laboradas, (Método ANSI).

Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, mensual enero-diciembre de 2012



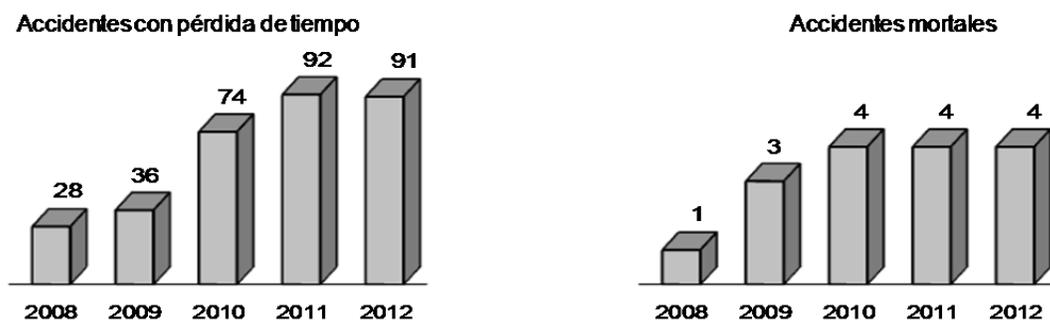
Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad acumulado, enero-diciembre de 2008-2012



Los índices de frecuencia y gravedad en el período enero-diciembre de 2012 rebasaron la meta establecida, lo cual nos obliga a redoblar esfuerzos en el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” y Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación del corporativo, la SASIPA, DuPont y el Propio Centro de Trabajo para obtener mejores resultados.

En el período enero-diciembre de 2012, ocurrieron 4 accidentes fatales en Pemex-Refinación.

Pemex-Refinación: accidentes con pérdida de tiempo y accidentes mortales, enero-diciembre de 2008-2012



3.2 Protección ambiental

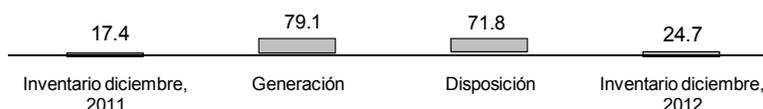
i. Residuos peligrosos

El inventario final de residuos peligrosos en Pemex-Refinación a diciembre de 2012 es de 24.7 Mton, cifra mayor respecto a la

reportada en diciembre de 2011 de 17.4 Mton; la cantidad generada en este período fue de 79.1 Mton, la cual es mayor en comparación a las 50.7 Mton del mismo período de 2011, asimismo, la disposición final de 71.8 Mton del período enero-diciembre de 2012, es superior respecto a las 62.8 Mton reportadas para el mismo período de 2011.

El desempeño en el manejo de los residuos peligrosos del período enero-diciembre de 2012 (disp. /gen. = 0.91) es inferior al correspondiente del mismo período de 2011 (disp. /gen. = 1.24).

Pemex-Refinación: inventario de residuos peligrosos, enero-diciembre 2012
(miles de toneladas)



En relación a la Licitación Pública para la enajenación de 17.2 ton de acumuladores gastados plomo-ácido y 24,600 litros de aceites gastados, con motivo del cambio en el procedimiento para su enajenación onerosa por parte de la SUAP y al cumplimiento del período límite de almacenamiento establecido por Ley, se gestionó el servicio de recolección y disposición final de los mismos a partir de enero de 2013.

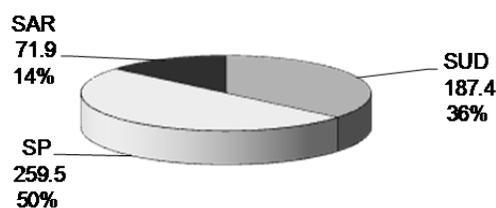
Continúan en revisión, en la etapa de consulta pública, los anteproyectos de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-160-SEMARNAT-2011, “Que establece los elementos y procedimientos para formular los planes de manejo de residuos peligrosos” y el PROY-NOM-161-SEMARNAT-2011, “Que establece los criterios para 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”.

ii. Suelos

A diciembre de 2012 se registra un inventario de 658 sitios contaminados, de estos, 618 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.

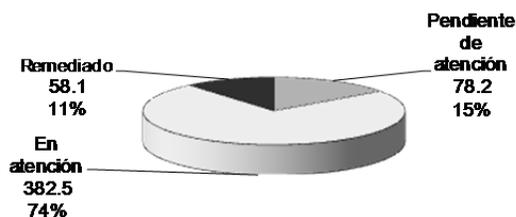
Los 658 sitios representan 518.8 ha contaminadas que actualmente están en proceso de atención o pendientes de obtener la liberación por parte de la SEMARNAT.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados a diciembre de 2012



Con relación a la atención del inventario, se tienen 58.1 hectáreas que ya fueron remediadas pero están en trámite de liberación por parte de la SEMARNAT. Adicionalmente, se tienen 382.5 ha en proceso de atención y 78.2 ha están pendientes de atender.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (518.8 ha)



Por otra parte, 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 58.1 hectáreas, de

las cuales 55.4 ha corresponden a 278 sitios de la Subdirección de Distribución.

Respecto al presupuesto asignado durante 2012, se asignaron 300.3 mmp para la continuación de los trabajos de remediación del Pantano Santa Alejandrina, las TAR de La Paz, Guaymas, Rosarito, Jalapa, 18 de Marzo, San Luis Potosí y Veracruz, así como para el inicio de los trabajos de remediación en la TAR Querétaro, adicionalmente, para la caracterización de la refinería Cadereyta y de la TAR Añil.

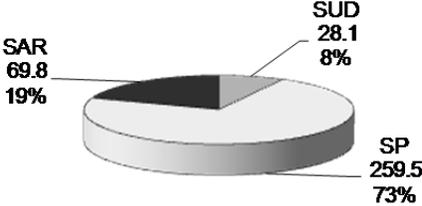
De acuerdo al origen del presupuesto para su atención, las 518.8 ha se tienen clasificadas de la siguiente manera:

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (518.8 ha)



Con base en la Matriz de Registro Ambiental, el presupuesto estimado para la atención de las 357.4 ha (incluye 13.4 ha remediadas) es de 2,867 millones de pesos. El área estimada como pasivo ambiental por Subdirección es:

Pemex-Refinación: pasivo ambiental (357.4 ha)



iii. Uso del agua

En cuanto al uso de agua, en el período enero-diciembre de 2012, el nivel del indicador se mantiene con el mismo desempeño respecto al reportado en el mismo período de 2011, al ser de 2.0 m³ de agua/ton de crudo procesado; 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 2012 es mayor en 3.4% respecto al período correspondiente de 2011. El incremento en el proceso se registró principalmente en las refinerías de Minatitlán, Madero y Cadereyta.

Aguas Residuales

En el período enero-diciembre de 2012, respecto al mismo período de 2011, se presentó un decremento de 62 toneladas de contaminantes totales en las aguas residuales, que equivale a un 3.8%. Dicho decremento se observó principalmente en las refinerías de Tula y Cadereyta, en los parámetros de sólidos suspendidos y nitrógeno, debido a que durante 2011 se presentaron altos valores en ambos parámetros.

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 2012 fue de 44.1 millones de m³, cifra similar a la del mismo período de 2011 que fue de 44.2 millones de m³, lo anterior, se debe principalmente a que el mayor volumen descargado en la refinería de Salamanca se compensó con lo reportado por la refinería de Minatitlán. Es importante resaltar que, actualmente el volumen de agua descargada por la refinería de Salamanca es mayor que el enviado a tratamiento a su PTAR.

Pemex-Refinación: volumen de descarga de agua residual (millones de m³)



Con la finalidad de rehabilitar los equipos y procesos del área de efluentes, para cumplir con los parámetros de descarga y envío de agua a la PTAR, así como aprovechar el agua tratada, se elaboran las bases de licitación de los proyectos autorizados por la SHCP de las refinerías de Madero, Salamanca y Tula, adicionalmente se aprobaron por parte de la SHCP los proyectos de inversión de las refinerías de Minatitlán y Cadereyta.

iv. Aire

Con relación al período enero-diciembre de 2012, las emisiones de CO₂ a la atmósfera fueron de 14.5 millones de toneladas, lo cual representa un ligero incremento respecto al del mismo período de 2011, equivalente a 0.2 millones de toneladas en el presente año.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2011-2012			
	2011	2012	Variación porcentual
	(1)	(2)	
Emisiones CO ₂ (millones de toneladas)	14.3	14.5	1.8

Con relación a la suma de las emisiones de SOx, NOx y Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC), se presentó durante el período enero-diciembre de 2012 un ligero incremento respecto al mismo período de 2011. Con relación a las emisiones de SOx, durante 2012 se observó un decremento de 17.1 Mton con respecto al mismo período de 2011.

Cabe señalar, que el incremento de CO2, refleja en parte, un cambio en la operación de las fuentes fijas por la eliminación del parámetro de exceso de aire, de acuerdo a la nueva versión de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2011-2012 (miles de toneladas)			
	2011 (1)	2012 (2)	Variación porcentual (2)/(1)
Total	310.6	291.2	6.3
Óxidos de Nitrógeno	28.9	29.6	2.1
SOx	252.6	235.5	-6.8
VOC	29.1	26.2	-9.9

Monitoreo de fuentes fijas a los equipos de combustión en el SNR

Con el propósito de dar cumplimiento al requerimiento ambiental señalado en la versión revisada de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, la cual fue publicada en el DOF y entrada su vigencia a partir de abril de 2012, el Instituto Mexicano del Petróleo realizó el monitoreo a las fuentes fijas para 2012 bajo esta nueva revisión, en la cual se reducen los monitoreos de forma trimestral a semestral; asimismo, se agregó una subdivisión para equipos mayores a 530 GJ/h con valores más estrictos. Bajo esta nueva modalidad de la norma, el IMP reportó el cumplimiento adecuado, en cuanto a niveles máximos de emisiones de las fuentes fijas.

Asimismo, y de acuerdo al ordenamiento de la autoridad ambiental, que planteó la opción para adherirse a uno de los dos calendarios de cumplimiento gradual para reducir la concentración de azufre a más tardar el 01 de enero de 2017, a 600 ppmv de SO2. Pemex-

Refinación ha dado “Aviso de Cumplimiento” a la SEMARNAT, para adherirse a la opción 2, con lo cual en forma gradual y anual, irá cumpliendo con el nivel máximo permisible de emisión, hasta llegar a las a 600 ppmv de SO₂ referidas, para lo cual continuará con los cambios requeridos para modernizar sus sistemas de quemado, aunado a la disminución de uso de combustóleo en los equipos de combustión.

v. Auditorías Ambientales

Se realizaron las gestiones para llevar a cabo durante 2012, 59 estudios, los cuales se hicieron en las siguientes modalidades: 9 Auditorías Ambientales, 33 Diagnósticos Ambientales y 17 Dictámenes de cumplimiento, para obtener y mantener los Certificados como Industria Limpia para igual número de instalaciones.

Temas relevantes de protección ambiental

Pantano Santa Alejandrina

Al cierre de 2012, se tiene un volumen acumulado de material extraído en 2006 a 2011, de 367,266 m³ y una superficie atendida de 51.97 ha, lo que representa un avance general de 95%.

Durante 2012, se continuó con las actividades de extracción y tratamiento de hidrocarburo intemperizado, se espera iniciar las gestiones con la SEMARNAT para el proceso de liberación de las hectáreas correspondientes.

NOM-148-SEMARNAT-2006

El porcentaje de recuperación de azufre, de acuerdo al cálculo señalado en la norma es el siguiente:

Refinería	(% recuperación) ^{a/}			
	1er. Trim.	2o. Trim.	3er. Trim.	4º. Trim
Cadereyta	95	95	94	94
Madero	87	90	85	90
Minatitlán	90	91	74	90
Salamanca	94	92	92	91
Salina Cruz	90	85	90	90
Tula	91	90	82	90

^{a/} Datos obtenidos de los reportes en Intranet de cada refinería.

Respecto al seguimiento de los trabajos programados, se reporta lo siguiente:

Refinería Madero: En operación los trenes 2 y 4 de la Planta de Recuperación de Azufre. Fuera de operación los trenes 1 y 3, sin programa para reparación. Desde febrero de 2012, se encuentra fuera de operación el sistema de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU). La refinería mantiene el envío de gas ácido amoniacal a desfogue, sin programa para envío a la Planta de Recuperación de Azufre.

Refinería Minatitlán: La nueva planta de azufre, correspondiente al proyecto de Reconfiguración, se ha mantenido operando, siendo reportada, de manera oportuna, a la PROFEPA cuando ha salido de operación.

Refinería Salina Cruz: Continúa pendiente iniciar la operación del compresor AG-B1, el cual enviará a tratamiento el gas amargo proveniente de la planta primaria 2.

Refinería de Salamanca: Se tiene un avance de 95% en la construcción de la nueva Planta de Recuperación de Azufre, se tiene programada la puesta en operación de la misma el 30 de abril de 2013. Se encuentra en reparación el compresor de la unidad recuperadora de gases de desfogue para ser tratados en la planta U-13.

Refinería Tula: Las Plantas de Recuperación de Azufre 1 Tren 1 y 2, así como la planta de Azufre 2 Tren 1 y 2, se encuentran fuera de operación y en proceso de desincorporación. La Planta de

Recuperación de Azufre 3 Tren B se encuentra en operación normal y el tren A se encuentra fuera de operación. La Planta de Recuperación de Azufre 4 Tren 1 y 2 se encuentra fuera de operación y en programa de reparación para 2013. La Planta de Recuperación de Azufre 5 se encuentra en proceso de rehabilitación del tren 1 (98% de avance), el tren 2 se encuentra en operación normal y el tren 3 se encuentra programada para rehabilitación en 2013.

Refinería de Cadereyta: En operación las cuatro plantas de recuperación de azufre. Únicamente opera una Planta de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU).

Fugas y Derrames

Durante el período enero–diciembre de 2012, se registraron 94 eventos relacionados con fugas y derrames, cifra superior a la reportada en el mismo período de 2011.

Enero-Diciembre	Tomas clandestinas	Corrosión	Otros (excavaciones, volcaduras, falla tubería, etc.)	Total
2011	53	4	9	66
2012	104	8	14	126

Los eventos más relevantes registrados en el período enero-diciembre de 2012 son:

Oleoducto de 24" Ø Venta de Carpio-Tula L2, km. 31+900 en el Municipio de Zumpango, Estado de México, Sector México, ocurrido en junio de 2012. Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo, impactando 80,000 m2.

Poliducto de 12"-14" Ø Tula-Salamanca, km. 16+771 en el Municipio de Tepetitlán, Hidalgo, sector Catalina, ocurrido en agosto de 2012. Toma clandestina descontrolada, de diesel, impactando 20,000 m2.

Poliducto de 16" Ø Tula-Salamanca, km. 210+087 en el Municipio de Villagran, Guanajuato, sector Bajío, ocurrido en noviembre de 2012.

Toma clandestina descontrolada, de gasolina magna, impactando 30,127 m2.

Gases de Efecto Invernadero

Con objeto de alinearnos al Programa Nacional de Energía, durante el presente año que se reporta, se canalizaron recursos financieros para la realización de dos estudios de carácter técnico-económico en las refinerías de Cadereyta y Minatitlán, 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 las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO₂, o alternatively, puedan canalizarse o enfocarse como proyectos de ahorro de energía.

A término del cuarto trimestre, ambos proyectos se han concluido, presentando alta viabilidad para su desarrollo por el potencial de reducción de GEI; por lo anterior, se planea para 2013, evaluar las opciones para poder proponerlos como proyectos MDL o solicitar el recurso económico requerido, para instalar en una de estas refinerías un sistema de recuperación de gases de desfogue.

En la refinería de Salamanca, se desarrolló un proyecto para recuperar gas combustible de los gases de desfogue, el cual quedó concluido en 2012 y actualmente, el Centro de Trabajo ha concluido el protocolo de pruebas y arranque, por lo que se estima que en el primer trimestre de 2013, se integre y se mantenga alineado al proceso operativo este sistema.

Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca 2007-2012

Desde 2003 en Salamanca se comenzó con la implementación de acciones para mejorar la calidad del aire a través del Programa para Mejorar la Calidad del Aire de Salamanca 2003-2006, el cual surgió como una necesidad con el fin de proteger la salud de los habitantes ante los altos niveles de contaminación del aire que se registraron en la demarcación. En particular el bióxido de azufre y las partículas suspendidas.

PEMEX y CFE comprometieron acciones para realizarse al corto, mediano y largo plazo. Estas acciones quedaron plasmadas en el Convenio de Coordinación y Concertación para la Ejecución del Programa para el Mejoramiento de la Calidad del Aire 2003-2006, firmado el 16 de abril de 2004. Dentro de los principales logros alcanzados con la implementación del Programa 2003-2006 se encuentran:

- Reducción del consumo de combustóleo en un 54% en la Central Termoeléctrica de Salamanca, de 2003 a 2006, y un 75% en la refinería Ing. Antonio M. Amor, de 2004 a 2006. Esto implicó una reducción en un 57% de los días fuera de norma de dióxido de azufre (SO₂) respecto de 2003.
- Implementación del Programa de Contingencias Ambientales Atmosféricas para el Municipio de Salamanca respecto a SO₂ y PM₁₀, logrando la coordinación entre los tres órdenes de gobierno así como una mayor concientización y participación de la sociedad salmantina sobre la problemática ambiental.

El “Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca 2007-2012” dio continuidad a las acciones del Programa 2003-2006, fortalecido por un diagnóstico actualizado de la situación real respecto a la calidad del aire, incorporando las acciones que incidieron de manera directa en la reducción de emisiones y sus costos.

Los logros alcanzados en este programa fueron referentes a que la refinería Ing. Antonio M. Amor invirtió aproximadamente 1,088 millones de pesos en proyectos y modernización de sus plantas que impactaron directamente en el mejoramiento de la calidad del aire, en las que destacan el cumplimiento de todas las acciones planteadas en el PROAIRE:

1. Autoconsumo de combustóleo con menor contenido de azufre con un promedio 3 mil barriles diarios.
2. Modernizar sistemas de recuperación de azufre existentes para alcanzar sus eficiencias óptimas de operación.

-
3. Construir y poner en operación una planta nueva de recuperación de azufre.
 4. Sustituir quemadores de piso por quemadores elevados (esta acción fue sustituida por la instalación de un sistema de recuperación de gases enviados al desfogue).
 5. Sustituir calentador H1 de la planta de destilación al alto vacío (LB).
 6. Realizar estudio de factibilidad para uso de los lavadores de gases para las calderas CB-6 y CB-7.

El Programa para Mejorar la Calidad del Aire en la Ciudad de Salamanca para el período 2007-2012, tenía como una de sus metas más importantes reducir las emisiones de dióxido de azufre (SO₂). Esta meta fue alcanzada, tal y como se muestra en el gráfico siguiente:

Pemex-Refinación: programa para mejorar la calidad del aire en la ciudad de Salamanca, 2007-2012

Días fuera de Norma-022-SSA1-2010
Calidad de aire en Bióxido de Azufre



La SEMARNAT y el Instituto Estatal de Ecología del Gobierno del Estado de Guanajuato (IEEG), pretenden, para el nuevo PROAIRE, efectuar un cambio en su alcance y lo han titulado “Programa de Gestión para mejorar la Calidad del Aire de la Región de Salamanca 2013-2022”. Ahora también incluyen a los municipios de Irapuato y Celaya, argumentando una cuenca ambiental, sin embargo, no se ha mostrado que realmente exista una relación entre estos tres municipios y se puedan excluir a otros que pudiesen tener una mayor relación con el municipio de Salamanca.

Es de resaltar, que en el nuevo documento la SEMARNAT y el IEEG plantean metas en el parámetro de SO₂ con disminuciones que se

pretenden sean menores en el municipio de Salamanca que las de los municipios de Irapuato y Celaya, situación no admisible. Las metas establecidas en el documento, no fueron planteadas al personal de Pemex, ni se participó en su establecimiento.

vi. Aseguramiento de la calidad

La situación de los Certificados de Industria Limpia en el Organismo, es la siguiente:

Distribución	Almacenamiento y Reparto	Producción	Total
56	77	1	134

En la Subdirección de Distribución se tienen 56 instalaciones con Certificados vigentes, 48 corresponden a Sistemas de Ductos y 8 a Terminales Marítimas.

La Subdirección de Almacenamiento y Reparto cuenta con 55 Certificados vigentes y 22 en proceso de obtención.

La refinería Tula obtuvo Certificado de Industria Limpia para el 6to. Refrendo.

La refinería Cadereyta fue dada de baja del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA).

Las refinerías de Salamanca, Madero y Minatitlán continúan con la atención de las recomendaciones establecidas en su Plan de Acción.

La refinería Salina Cruz se encuentra en autorización del Convenio y Plan de Acción correspondiente ante PROFEPA Central.

En cumplimiento a las líneas estratégicas establecidas por el Director General en relación a la unificación de soluciones tecnológicas para Seguridad, Salud y Protección Ambiental, se realizó la captura en SAP-Audit Management de 84 Planes de Acción para su seguimiento y cumplimiento.

Abatimiento del mercado ilícito de combustibles

Durante 2012, Petróleos Mexicanos continuó llevando a cabo acciones y proyectos dirigidos a enfrentar el reto que constituye prevenir y disuadir, desde diferentes frentes, los hechos y conductas que dan origen a un mercado ilícito de combustibles, que atenta contra su integridad operativa, daña al medio ambiente y constituye una amenaza para la seguridad de las personas que habitan comunidades aledañas a sus instalaciones.

La extracción de hidrocarburos en el Sistema Nacional de Ductos de Pemex, a través de la colocación de tomas clandestinas (TC), constituyó la principal fuente de abastecimiento de este mercado ilícito; mientras que, el robo de petrolíferos en los diferentes Centros de Trabajo de la empresa se mantuvo abatido.

A continuación se señalan las iniciativas realizadas entre enero y diciembre y el cumplimiento logrado, respecto a las metas establecidas a inicio de año.

1. Acciones de supervisión y vigilancia interna para disuadir el robo en Centros de Trabajo de Pemex-Refinación.

- Con el propósito de disminuir los puntos vulnerables, susceptibles de posible extracción ilícita de combustibles en Refinerías, Terminales de Almacenamiento y Reparto, Terminales Marítimas, Residencias de Operaciones Portuarias y Sectores de Ductos se efectuaron 71 auditorías técnico operativas, con las que se cubrió totalmente el programa anual. En estas auditorías se verificó la correcta aplicación de los procedimientos operativos, de medición y de manejo de productos.
- A lo largo del año, y de manera continua, se procedió al análisis táctico de la información provista por los sistemas operativos y su contraste con la información contenida en los sistemas institucionales; para identificar inconsistencias en el manejo de los flujos de petrolíferos en la cadena de producción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización. Entre los sistemas

institucionales en cita se encuentran: el Sistema Integral de Información Comercial (SIIC), el Sistema de Transferencia de Custodia (SITRAC), el Sistema Integral de Producción, la Base de Datos de Refinación, el Sistema de Información de Operaciones Marítimas y Portuarias y el Sistema de Información Geográfico de Pemex.

- Por acciones estratégicas específicas, los resultados obtenidos durante 2012 que se reporta fueron los siguientes:
 - Con la aplicación del Rastreo Satelital de Autotanques propiedad de Pemex-Refinación, se logró recibir y monitorear, a través de alarmas, la señal de geoposicionamiento de 1,111 autotanques propiedad de Pemex-Refinación, de un parque vehicular total de 1,360 unidades; lo anterior, para detectar desvíos de destino de entrega de combustible a Estaciones de Servicio y descargas en sitios no autorizados. Como resultado, se reportaron 53 casos de desvíos de ruta y/o paros no autorizados, que condujeron a investigaciones, aplicación de sanciones e incluso rescisiones de contrato.
 - Se realizaron 27 operativos para reducir los faltantes en el traspaso del producto transportado por autotanques entre Terminales de Almacenamiento y Reparto; cubriéndose con ello la meta anual. Esta iniciativa consistió en la colocación de sellos metálicos, revisión física de la unidad, revisión de sistemas de medición en la carga, descarga y rastreo de los autotanques.
 - 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. Las imágenes obtenidas con esta aplicación, junto con datos generados por los sistemas de Rastreo Satelital de Autotanques, SIIC y el Sistema Integral de Medición, Control y Operación de

Terminales, permitieron llevar a cabo investigaciones que derivaron en la suspensión de trabajadores.

2. Acciones para abatir el robo en el Sistema Nacional de Ductos

Con el seguimiento puntual y análisis de bajas de presión y la información proporcionada por el SITRAC y el seguimiento a faltantes de productos, durante 2012, se identificaron tramos de ductos y horarios en que se extrajo ilícitamente combustibles.

Con la información obtenida y un incremento del parque vehicular dedicado al patrullaje de ductos, Pemex-Refinación replanteó las actividades de vigilancia y celaje de sus derechos de vía. Para ello, contó con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA) y de la Secretaría de Marina (SEMAR), con quienes ha celebrado convenios de colaboración para la seguridad física de sus instalaciones.

Entre enero y diciembre de 2012, se identificaron y clausuraron 1,620 TC, cifra 22% mayor a las 1,324 acumuladas en 2011; evitándose, con ello, los riesgos que este tipo de ilícitos pueden llegar a ocasionar, tanto en el abasto nacional de petrolíferos, como a las comunidades aledañas a las instalaciones de PEMEX, de llegarse a generar una fuga o un incendio.

A nivel de Entidad Federativa, Veracruz se constituyó como el territorio más dañado por la comisión de este delito, al identificarse 217 TC en los ductos de Pemex-Refinación que cruzan por su territorio. Le siguieron: Sinaloa con 169 TC, Tamaulipas con 161 TC y Guanajuato y Jalisco con 130 TC cada una de ellas. En conjunto, en estos Estados se concentró el 50% del total de TC localizadas en el año.

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 realizó las denuncias ante el Ministerio

Público Federal, a quien le corresponde la investigación y persecución de los delitos cometidos en agravio de la institución.

Además de hacer la denuncia de las TC localizadas, la paraestatal auxilió al MPF con el análisis de muestras e identificación del hidrocarburo encontrado en los sitios donde se suscitaron los delitos mencionados. Estas acciones fueron llevadas a cabo por peritos habilitados en materia de química, quienes emitieron el peritaje correspondiente, para la integración de averiguaciones previas relacionadas con el mercado ilícito de combustibles.

En el año que se informa, fueron encontrados en flagrancia 168 sujetos, de los cuales, el Ministerio Público consignó a 161 por el delito de robo de hidrocarburos a través de tomas clandestinas en ductos.

No obstante los esfuerzos realizados, durante 2012, se estimó un faltante de 4,397,177 barriles, que resultó mayor en un 31% respecto al faltante calculado para el año inmediato anterior, que fue de 3,350,177 barriles.

3. Acciones de supervisión, vigilancia externa y coordinación interinstitucional para el abatimiento del mercado ilícito de combustibles

De un total programado de 41,948 Estaciones de Servicio (ES) a inspeccionar con Laboratorios Móviles, con el propósito de verificar la calidad del producto expendido a usuarios, durante 2012, fueron visitadas 37,485 (lográndose cubrir el 89% de la meta anual). El resultado obtenido fue la identificación de 15 estaciones con producto fuera de especificación.

Por otra parte, en el año, el avance de incorporación de ES al contrato Cualli, el cual especifica la obligación de contar con los controles volumétricos y transmitir la señal a Petróleos Mexicanos, pasó del 97.9% al 99.4% (9,440 y 9,980 ES, respectivamente). A diciembre, 343 estaciones se encontraban suspendidas de la variable de calidad, por no transmitir información.

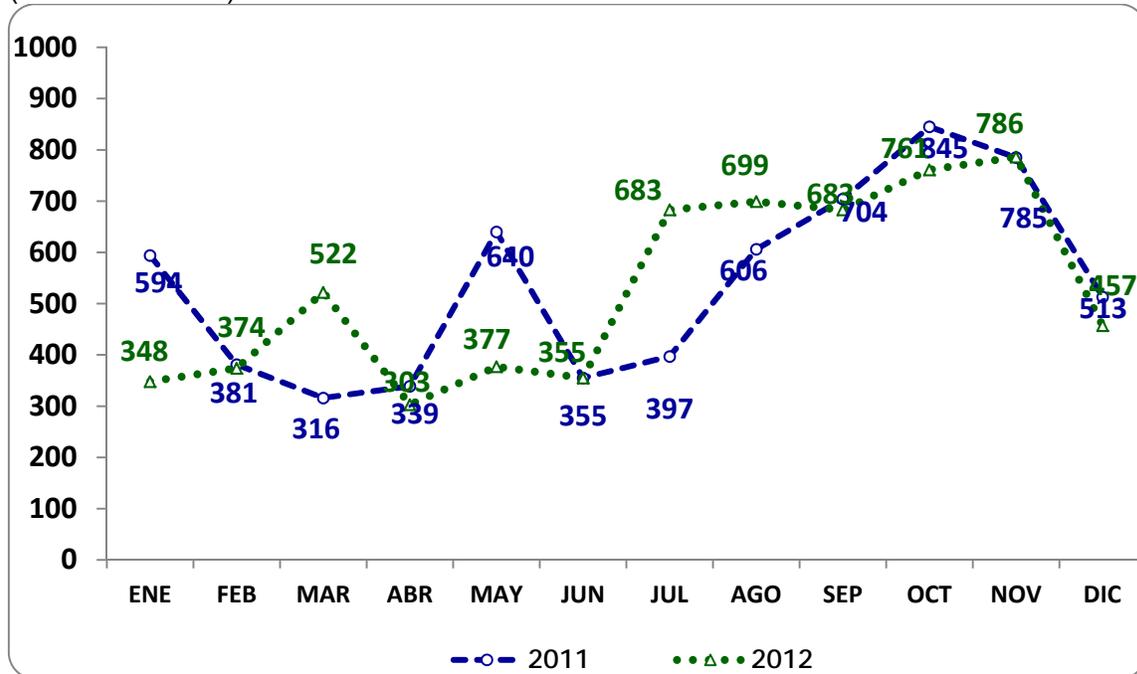
ANEXO 1

NOTAS TEMÁTICAS

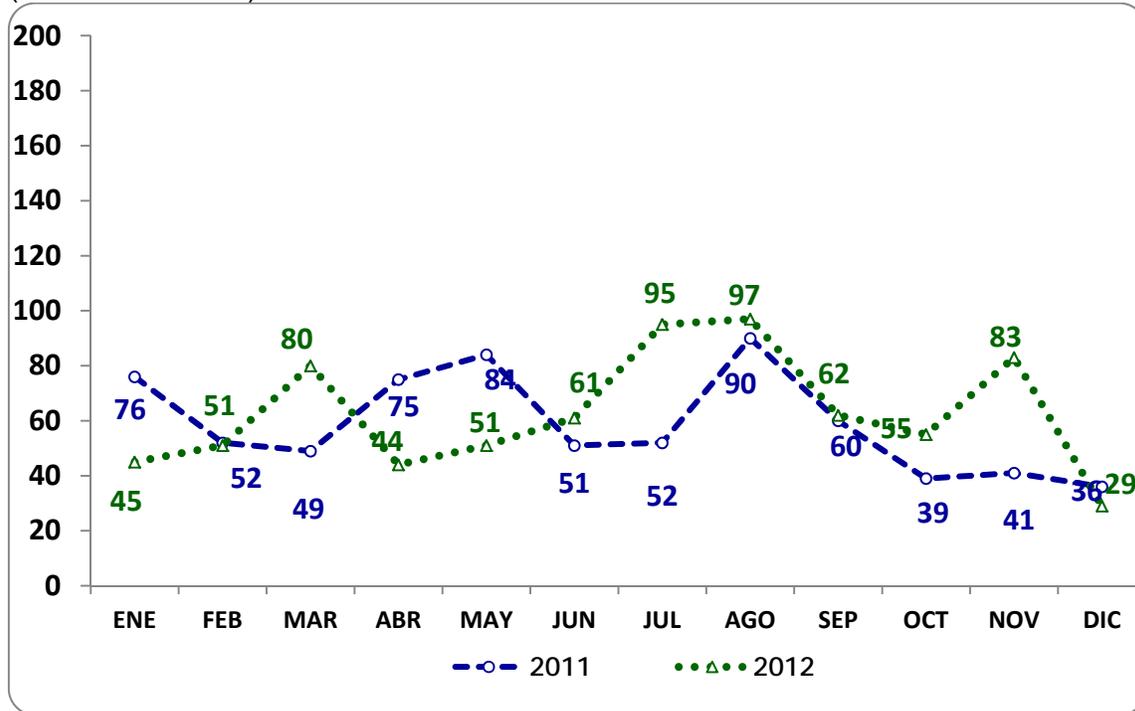
1. Avance en la reducción de paros no programados por refinería.

El indicador de paros no programados presentó una mejora en 2012 respecto a 2011 de un 1.7 %, como se muestra en las siguientes gráficas:

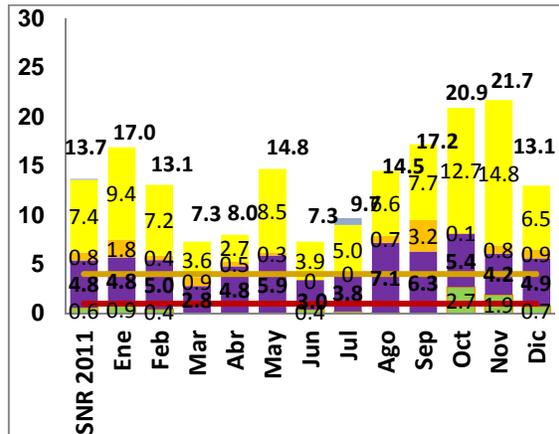
PEMEX Refinación: SNR Días fuera de operación por paros no programados.
(Número de días)



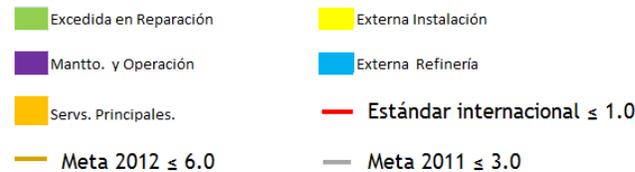
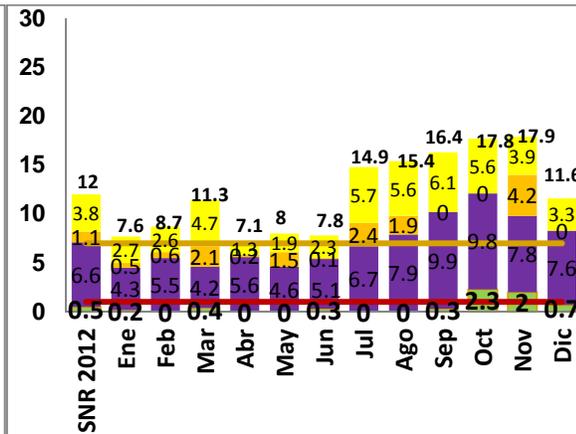
PEMEX Refinación: SNR Paros no programados
(Número de Paros)



Ene-Dic 2011



Ene-Dic 2012



PEMEX Refinación: SNR Resumen de Paros no programados
(Número de Días y Paros)

AÑO	No. DE DIAS	No. DE PAROS	IPNP
2011	6,475	705	13.7
2012	6,348	753	 12

Haciendo un análisis por refinería, tres de éstas presentaron mejoras en 2012, respecto a 2011:

Refinería	IPNP 2011 (%) ene-dic	IPNP 2012 (%) ene-dic	DIFERENCIA (%) 2011-2012
SNR	13.7	12.0	< 1.7 
Cadereyta	13.8	7.2	< 6.6 
Madero	23.8	17.0	< 6.8 
Minatitlán	11.9	13.0	> 1.1 
Salamanca	8.9	6.2	< 2.7 
Salina Cruz	3.8	10.5	> 6.7 
Tula	17.8	17.8	= 0.0 

En 2012 se pusieron en operación la totalidad de las nuevas plantas de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán en donde se presentaron fallas en la estabilización, debido principalmente a deficiencias de construcción así como eventos asociados al proceso de aprendizaje en la operación de estas nuevas instalaciones.

En la refinería de Tula este indicador se mantuvo y fue afectado por los paros en los dos trenes de la planta H-Oil, en la cual estuvo fuera de servicio el Tren-1 4461 horas y Tren-2 8677 horas en el año, derivado que se identificaron problemas de corrosión en el circuito de fondos de los reactores y dada la complejidad de fabricación de los materiales de esta planta que tienen tiempos de entrega de 6 a 9 meses.

En la refinería de Salina Cruz se incrementó el indicador por fallas en la red de suministro de energía eléctrica debido principalmente a la pérdida de integridad eléctrica.

2. Avances en la nueva refinería de Tula

El proyecto de la nueva refinería contempla la construcción del complejo con capacidad de procesamiento de 250 mil barriles diarios de crudo tipo Maya y 76 mil barriles de productos residuales provenientes de la actual refinería Miguel Hidalgo. La inversión estimada del proyecto es de 11,610 MMUSD (Clase IV, -20% / +35%), que incluirá la construcción de 832 km de ductos para el transporte de crudo, un gasoducto, líneas de interconexión inter-refinerías para el residuo de vacío y productos, y un poliducto a la zona suroriente del Valle de México.

Para el desarrollo y ejecución de este proyecto, Petróleos Mexicanos aplicará las mejores prácticas de la industria (que se han incorporado al Sistema Institucional para el Desarrollo de Proyectos SIDP). Conforme a estas prácticas, Pemex concluyó la fase FEL II que se refiere a la definición conceptual del proyecto, en la que se definieron las tecnologías, capacidades y características bajo las cuales se desarrollará el proyecto.

Actualmente, Pemex Refinación realiza la etapa de definición del proyecto FEL III, la cual concluirá en el segundo trimestre de 2013. En esta etapa, se desarrollará la ingeniería básica y básica extendida de las plantas de proceso y ductos, las obras de integración de infraestructura interna y externa, servicios auxiliares, los estudios de manifestación de impacto ambiental, entre otros. Estos trabajos permitirán establecer los alcances definitivos del proyecto, generar, para junio de este año, un mejor estimado de costo (Clase III, -15%/+25%) con lo que se confirmará la factibilidad del proyecto para proceder a su construcción.



El estado del proyecto a la fecha es el siguiente:

- El proyecto se ejecuta en tiempo conforme al programa establecido para la “etapa de definición” FEL III.
- Se han celebrado 43 contratos por un monto de 4,380 millones de pesos.
- Se cuenta con el presupuesto para completar las ingenierías y los trabajos de acondicionamiento de sitio relacionados con canales, basureros, líneas de alta tensión (4,400 MMps).
- Se trabaja en la aprobación del paquete para la preparación de sitio, construcción de plataformas y movimiento de tierras, previo al inicio de los contratos de Ingeniería, Procura y Construcción (IPC).
- Durante el tercer trimestre de 2013, se prevé obtener la acreditación de la etapa FEL III del proyecto ante el Grupo de Trabajo de Inversiones, y proceder a su autorización así como de los modelos de contrato para los paquetes IPC ante los Comités de Inversiones, de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios, y de los Consejos de Administración respectivos.

-
- El 2 de marzo de 2012, Pemex-Refinación firmó el contrato con Fluor e Ica-Fluor para el desarrollo de las ingenierías básicas y básicas extendidas de la nueva refinería.
 - El 14 de mayo se asignaron los trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería. Los trabajos iniciaron el 28 de mayo, al cierre de diciembre se lleva un avance del 29.4%.
 - El 22 de octubre de 2012 se iniciaron los trabajos para el desvío de los tres canales de riego que cruzan el predio, los cuales se programa concluir en junio de 2013.
 - Se iniciaron las gestiones para la adquisición de los predios donde se ubicarán las estaciones de bombeo y el corredor inter refinerías, a partir de la autorización de la SHCP.
 - En julio de 2012 concluyó la construcción de la barda perimetral cuya longitud es de 13.4 km.
 - Continúa la ejecución a cargo de la Comisión Federal de Electricidad de los contratos para realizar los estudios geohidrológicos para el abastecimiento de agua subterránea a la nueva refinería, y para determinar la configuración topográfica y geotecnia del predio.
 - Se formalizaron ocho contratos de las tecnologías de las plantas de proceso con licenciadores de reconocido prestigio en la industria.
 - La UNAM realizó los estudios de manifestación de impacto y riesgo ambiental así como los estudios técnicos justificativos para los ductos y estaciones de bombeo-
 - Se obtuvo la conformidad de la SEMARNAT para la reubicación de canales de riego, de líneas de CFE y de basureros que se encuentran dentro del predio, así como para el movimiento de tierras que incluye el despalme, desarrollo de plataformas, y la

construcción de edificaciones de tipo provisional para las residencias.

- En el período también se desarrolló la documentación para determinación del alcance y estrategia de las telecomunicaciones de las variables operativas en tiempo real (SCADA), mediante tecnología de fibra óptica y se formalizó el convenio de autorización para la ocupación del DDV con Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- Se han obtenido permisos para construcción con 87 por ciento de los propietarios de terrenos que se ubican en el trazo del derecho de vía, y se formalizó con Pemex Gas y Petroquímica Básica el convenio de ocupación del DDV del gasoducto de 48" para alojar el nuevo oleoducto.

Conforme al programa de trabajo, actualmente se realizan las siguientes acciones con diversas entidades de gobierno.

- SHCP: Autorización para compra de terrenos y preparación de sitio (rellenos, limpieza, despalme, y construcción de plataformas)
- CONAGUA: reubicación e interconexión de los canales de riego y obtención de derechos de explotación para suministro de agua
- SCT: entronques carreteros, caminos de acceso y donaciones de excedentes de terreno del DDV del Arco Norte colindantes con el predio
- SEMARNAT: aprobación de estudios de impacto ambiental y riesgo (MIA, ERA y ETJ)
- INDABIN: avalúos para adquisición de terrenos y contratos de ocupación superficial
- Gobierno del Estado de Hidalgo: adecuación de Planes de Ordenamiento Ecológico Territorial y los Planes de Desarrollo Urbano; se evalúa con la Comisión Estatal del Agua el tratamiento de aguas residuales municipales, y convenio de colaboración

-
- Municipios: licencias y permisos

Beneficios a las comunidades

Pemex-Refinación está diseñando e implementando una estrategia de desarrollo sustentable para asegurar un desarrollo local, que permanezca en el tiempo y sea complementario a la actividad petrolera, por ello:

- Se trabaja con el Gobierno del Estado de Hidalgo en el diseño de la estrategia para el desarrollo de la infraestructura necesaria para las vías de comunicación.
- Se llevan a cabo trabajos de encarpentamiento en los municipios aledaños.
- Todos los contratos de la Nueva Refinería contemplan un alto contenido local, tanto en el empleo de la mano como en el contenido de materiales, insumos y servicios de la región.
- En la etapa de construcción se requerirán cerca de 22,000 empleos.
- Actualmente se encuentra en proceso de actualización el Ordenamiento Ecológico Territorial de la Región Tula Tepeji por parte del Gobierno del Estado de Hidalgo, en el que Pemex-Refinación participa activamente con representación técnica en los paneles de expertos.
- Se construye un relleno sanitario intermunicipal conforme a la normatividad de SEMARNAT para el traslado de 370 mil toneladas de basura municipal.
- Se cuenta con las Manifestaciones de Impacto Ambiental para movimiento de tierras y para derechos de vía.
- Se analiza el uso de las aguas negras de 12 municipios del Estado de Hidalgo en la Nueva Refinería de forma conjunta con la Comisión Estatal del Agua y se contara con una planta de

tratamiento de efluentes para el aprovechamiento en el reciclo de aguas residuales.

- Se utilizarán sistemas de alta eficiencia en torres de enfriamiento para disminuir pérdidas por evaporación y reducir consumo de agua.
- Cumplimiento de las normas oficiales en la recuperación de azufre superior a 97%.
- Reducción de partículas emitidas al ambiente por planta catalítica.
- Recuperación de hidrocarburos pesados en desfuegos, los cuales serán en un sistema cerrado para evitar emisiones al medio ambiente.
- Cogeneración a partir de gas natural.
- Eliminación de la producción de combustóleo.
- Diseño para alcanzar estándares internacionales en Índice de Intensidad Energética.
- Reducción de emisiones de CO₂ por aprovechamiento de corrientes calientes.
- Utilización de quemadores de bajo NO_x y sin emisión de humos ni ruido.
- Utilización de tecnologías de manejo de gases de combustión de calentadores.
- Consumo de gas de refinería y gas natural, sin consumo de combustóleo.
- Uso de tecnologías que minimicen los residuos peligrosos y consumo de catalizadores.

-
- Reforestación intensiva que incluye zonas de amortiguamiento, derechos de vía; zonas aledañas a la infraestructura de transporte y cinturones de protección.
 - Desarrollo de áreas verdes dentro de las instalaciones de la Nueva Refinería.
 - Se llevará a cabo un diagnóstico que permitirá comprender el contexto, la situación social, económica y ambiental, y el nivel de los efectos de la actividad petrolera en las localidades de los municipios relacionados con el proyecto, tanto para el ducto como para la Refinería.
 - Programas de Apoyo a la Comunidad y al Medio Ambiente (PACMAs) que tengan un impacto de largo plazo en la calidad de vida de la región y mejoren la reputación de Pemex.
 - Se promueve la elaboración o actualización de los programas de desarrollo urbano.
 - En conjunto con ONG´s se desarrollarán esquemas de apoyo a las poblaciones.

El proyecto de la nueva refinería es rentable y reforzará la seguridad energética del país al disminuir los riesgos externos que limiten la disponibilidad de productos en el mercado y disminuirá el costo de suministro de petrolíferos (captura de margen y disminución de costos de transporte e importación).

De este modo, Petróleos Mexicanos reitera su compromiso de llevar a cabo la construcción de la nueva refinería en Tula con la participación de empresas de reconocido prestigio internacional.

Con ello Pemex contribuye al engrandecimiento del país y promueve el desarrollo profesional de los ingenieros mexicanos, y busca desarrollar la Refinería con ingeniería probada y de vanguardia, utilizando energías renovables y haciendo la obra amigable con el

medio ambiente, buscando en todo momento el bienestar para las comunidades.

Desviación de los contratos

Contrato: Gestión de propuestas de tecnología y elaboración de términos de referencia para la contratación de licencias de tecnología e ingeniería básica de 9 plantas de proceso de la Nueva Refinería de Pemex en Tula de Allende, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 180 días naturales 30/09/2011 al 27/03/2012

Monto: \$6,770,000.00

Motivo de la desviación: Terminación tardía del contrato. Retraso en las propuestas técnicas y económicas de la ingeniería básica por parte de los licenciadores de tecnología.

Contrato: Ingeniería de detalle y paquetes de licitación para la procura y construcción de la primera fase de Edificios del área administrativa de la nueva Refinería de Petróleos Mexicanos en Atitalaquia, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 678 días naturales 23/08/2010 al 30/06/2012

Monto: \$46,649,892.00

Motivo de la desviación: Se redujo el alcance del contrato.

Contrato: Términos de referencia para la contratación del PMC en la etapa de desarrollo FEL III del proyecto de la Nueva Refinería de PEMEX en Tula de Allende, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 91 días naturales 01/06/2011 al 30/08/2011

Monto: \$7,201,500.00

Motivo de la desviación: Ejercicio inferior al monto contratado, la partida correspondiente a la asistencia técnica de la especialidad de ingeniería económica, para la evaluación de las ofertas técnico-económicas, no se ejerció en su totalidad.

Contrato: Trabajos de configuración topográfica y geotécnica del predio en el que se construirá la nueva refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: CFE

Vigencia: 462 días naturales 25/11/2011 al 28/02/2013

Monto: \$ 40,430,623.17

Motivo de la desviación: Se requirieron puntos adicionales de muestreo debido a la naturaleza del terreno, generando atraso en la elaboración del estudio para la modelación geotécnica del predio.

Contrato: Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva Refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: ICA Fluor Daniel S de R L de C V

Vigencia: 554 días naturales 12/03/2012 al 16/09/2013

Monto: 135,449,226.51 USD

Motivo de la desviación: Retraso en la firma de los contratos con tecnólogos derivado de las negociaciones con cada uno de ellos.

Contrato: Reubicación de canales para el nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo.

Contratista: Construcciones y Trituraciones S.A. de C.V.

Vigencia: 240 días naturales 22/10/2012 al 18/06/2013

Monto: \$449,016,293.53

Motivo de la desviación: El sindicato de transportistas de Atitalaquia impidió el acceso del personal de la contratista al predio.

Contrato: Trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: III Servicios S.A. de C.V.

Vigencia: 327 días naturales 28/05/2012 al 19/04/2013

Monto: \$ 35,253,758.43

Motivo de la desviación: Retraso por el Gobierno del Estado de Hidalgo para emitir las autorizaciones para la construcción de la nueva celda.

Contrato: Consolidación de la ingeniería conceptual, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalle y paquete IPC, para la construcción de ductos de suministro y distribución para la nueva refinería en Tula.

Contratista: IMP

Vigencia: 731 días naturales 17/02/2012 al 16/02/2014

Monto: \$ 552,087,111.33

Motivo de la desviación: Se presentó un retraso por parte del IMP en la adjudicación de los subcontratos de los servicios de estudios de topografía, estudios de mecánica de suelos y diseño de los sistemas de protección catódica ya que en sus procesos licitatorios se declararon desiertos. Adicionalmente se presentó retraso en la definición de los Planos de Localización General (PLG) de la estación de bombeo de Nuevo Teapa.

3. Análisis de la reconfiguración de Minatitlán

El proyecto de Reconfiguración de Minatitlán, forma parte del Programa de Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación (SNR), 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 MBD, lo cual representa un procesamiento de crudo optimo de 175 a 246 MBD.

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 Magna de 45.5 a 77.4 MBD. Asimismo con el arranque de estas plantas se inicia en esta Refinería la producción de Gasolina Premium con 15.4 MBD y la primera producción en el País de Diesel Ultra Bajo Azufre (UBA) con una producción de 32 MBD con solo 10 ppm de azufre, mejorando con ello la calidad del aire. Otros destilados intermedios aumentan de 45 a 51.8 MBD; se logra reducir la producción de Combustóleo de 65 a 23.7 MBD 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 2010 son:

- Unidad de Servicios Auxiliares (Incluye 2 Calderas de 250 TPH, 1 Turbogenerador de 45 MW).
- Planta de Tratamiento de Aguas Amargas de 40 MBD.

-
- Planta Hidrodesulfuradora de Diesel de 34 MBD.
 - Planta Generadora de Hidrógeno de 48 MMPCSD.
 - Planta Recuperadora de Azufre de 600 TPD.

Las Plantas que entraron en operación en 2011 son:

- Planta Combinada (destilación atmosférica y de vacío) de 150 MBD.
- Planta Catalítica FCC-2 de 42 MBD.
- Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos de 50 MBD.
- Planta Coquizadora de 56 MBD.
- Planta Regeneradora de Aminas de 51 MBD.
- Planta Hidrodesulfuradora de Naftas de 7 MBD.
- Planta de Alquilación U-18000 de 13 MBD.

La Planta que entró en operación en el año 2012 es:

- Planta de Alquilación U-19000 de 13 MBD.

Las actividades más relevantes que se alcanzaron en el proyecto durante el período de 2012 principalmente fueron la atención y conclusión de los procedimientos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra, ordenes de cambio, así como el Cierre Administrativo relacionado con los pagos a las empresas del Proyecto.

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 MMUSD, 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. 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, obtener coque como combustible para la generación de energía eléctrica.

4. 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 de crudo y petrolíferos que contribuya al desempeño sostenido del negocio, durante 2012 se concretaron las iniciativas siguientes:

- Se puso en operación el poliducto de 18" D.N. x 103 km Cima de Togo–Venta de Carpio y la Estación de Bombeo Beristaín de 10 MHP, para el incremento de capacidad de transporte de 70 a 140 mbd, para abasto de combustibles al Valle de México.
- Se puso en operación el ramal de 10" D.N. x 1.810 km a la TAR Pachuca, del Poli 14" D.N. Poza Rica–Tula, para disminuir el movimiento de autotanques a dicha Terminal.
- Se restauró la operación del poliducto 8"-6" D.N. Añil–Cuernavaca, para suministro a la TAR Cuernavaca y apoyo a la Ruta del Sol.
- Se realizó la Inspección interior de 1,326.8 km de ductos y la atención de 450 indicaciones por administración directa en los 16 sectores de ductos.
- Se concluyó el proyecto para la "Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio", tramo Mendoza-Venta de Carpio, se atendieron indicaciones así como grietas en el tramo San Martín–Venta de Carpio.
- Se encuentra en ejecución la Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros y en el corredor Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, donde se han realizado evaluaciones directas e inspecciones con ondas guiadas y se han atendido anomalías en líneas de Rosarito, Oleo L2 Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, Oleo L1 tramos Nuevo Teapa–Mazumiapan, Tres Hermanos–Sta. Emilia, Sta Emilia–L20.

-
- Están en ejecución los proyectos para rehabilitación integral a los Sistemas de Protección Anticorrosiva de los ductos en corredores: Nuevo Teapa–Poza Rica-Madero–Cadereyta, Sectores Minatitlán, Veracruz, Poza Rica, Madero; Ductos Playeros de Minatitlán, Veracruz, Poza Rica; DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros de Salina Cruz; corredor Madero–Cadereyta, Sector Victoria; Poli 8”-6-2 Añil–Cuernavaca.
 - Se iniciaron los proyectos para inspección, rehabilitación y certificación de: oleoducto 48” D.N. Nuevo Teapa–Salina Cruz; Oleos L-1 30”-24” Nuevo Teapa-Tula-Salamanca y L2 24” Nuevo Teapa-Tula.
 - En cuanto a instalaciones portuarias, se concluyó la rehabilitación de 9 tanques en la TM Pajaritos, de los cuales 6 fueron puestos en operación al cierre de 2012. Se concluyó la rehabilitación de tuberías en racks intercomplejos, envolventes no metálicas en circuitos de proceso. Se formalizaron contratos para la rehabilitación de circuitos de combustóleo, diesel y crudo, asimismo, para la rehabilitación de los muelles 3 y 4 de dicha terminal y de la ROP Lerma.
 - En la Terminal Marítima Tuxpan, se pusieron en operación 3 tanques rehabilitados y se iniciaron 3 más. Se realiza restauración de tuberías en circuitos interiores.
 - En la Terminal Marítima Salina Cruz, se concluyó la rehabilitación de 3 tanques y se ejecuta uno más, asimismo, se inició la rehabilitación de tuberías en los muelles 4 y 5 de esta terminal.
 - En la Paz, BCS, se construye un nuevo muelle conforme a la capacidad de la flota renovada. Actualmente se realiza la construcción de plataforma de acceso, dique de amarre 3, bocatoma con trincendio y habilitado de pilotes muelle 2.
 - Se formalizó contrato para la adquisición de 3 monoboyas nuevas, para sustitución en Rosarito, Tuxpan y Salina Cruz; actualmente en fabricación, para entrega en el segundo semestre de 2013.

-
- Se adquirieron 156 mangueras marinas: 99 para Salina Cruz, 45 para Rosarito y 12 para La Paz.
 - Se adquirieron 54 brazos de carga marinos, para asegurar y agilizar maniobras de carga y descarga de buques.
 - En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron 122 de 129 sitios asociados a 7 poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. Actualmente se ejecuta la automatización de 47 ductos más con un alcance de 193 sitios, cuyo avance al cierre de 2012 reportó 16 instalaciones integradas al SCADA. Asimismo, se puso en operación el centro de control principal.
 - Se formalizó contrato para desalojo de Combustóleo Pesado hacia Pajaritos, vía ferroviaria.

Por otra parte, asegurar la confiabilidad operativa mediante el mantenimiento de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos es un elemento fundamental. En cumplimiento a la normatividad institucional aplicable, de un total de 25 inspecciones vencidas en Tanques de Almacenamiento, éstas fueron atendidas y se cerró el año con 23, representando un menor número al del cierre de 2011, en Tuberías el dato pasó de 11 a 5, en PSV's (válvulas de seguridad) de 25 a 3, y en RSP's (recipientes sujetos a presión) de 4 a 0, todo lo anterior del cierre del período de 2011 al cierre de diciembre de 2012. Esto fue posible gracias al esfuerzo cotidiano del personal especialista; a manera de ejemplo, en el último año se dio mantenimiento a 72 Tanques de los 603 en el sistema.

En este sentido, las condiciones operativas de las instalaciones y equipos son óptimas. Ahora el reto es pasar del mantenimiento preventivo y correctivo planeado al predictivo mediante la implantación del modelo PEMEX Confiabilidad, el cual considera las mejores prácticas como la inspección basada en riesgos. Bajo este contexto, durante 2012 se logró la certificación en materia de confiabilidad de 4 de nuestros ingenieros adicionales a los 5 ya certificados; de igual

forma, también se desarrolló el contrato de “Implementación del Modelo de Confiabilidad Operacional en las TARs de Azcapotzalco, Añil y Guaymas”, cuya metodología será replicada al resto de los Terminales adscritas a la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

Proyecto integral de Reemplazo de Autotanques, Programa 2012-2016.

Fue autorizado por la SHCP para el período de 2012-2014, la inversión requerida para el primer proceso en 2012, que fue de 94.57 MM\$ y comprendió la adquisición de 49 unidades de 25 m³ de capacidad, permitiendo sustituir los modelos 2002 que son los de mayor antigüedad, y para lo cual se llevó a cabo el proceso licitatorio generando el contrato 4500424650, teniendo una vigencia de 140 días a partir del 15 de marzo de 2012 y conclusión el 13 de julio de 2012, cumpliéndose a la fecha en tiempo y forma con el 100% de las entregas de autotanques.

Este proyecto de reemplazo consideró cambios en las especificaciones técnicas de los autotanques e incremento de volumen de 20 m³ por 25 m³ para atender la norma oficial mexicana NOM-012-SCT-2-2008 emitida en 2008, en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, los cuales señalan que el actual tipo de vehículo no podrá circular en algunas carreteras federales de acuerdo a la clasificación de la SCT.

Al cierre de 2012 las 49 unidades adquiridas se encuentran con todos los trámites de emplacamiento, seguros, tenencias, verificaciones, calibraciones, pruebas de pre arranque y la administración del cambio aplicada en las terminales a las que fueron distribuidas, sólo en espera de los permisos de transporte de residuos y materiales peligrosos que otorga la SCT, para el inicio de las operaciones.

Para 2013 se continuará con el segundo proceso de adquisición para sustituir 30 autotanques tipo “tractor quinta rueda” modelo 2005, considerando solamente la unidad automotriz sin el tonel, esto toda vez que los toneles de 30,000 lts. con los que cuentan los actuales

tractores, se adquirieron durante el ejercicio 2011. Esta adquisición se encuentra condicionada por la SHCP a documentar los consumos de combustible, costos de mantenimiento y kilometrajes recorridos para los modelos 2005 y 2006 actuales.

5. Logros del Programa de Mejora al Desempeño Operativo (MDO)

Antecedentes

Tomando como referencia los indicadores Solomon en los cuales se realiza un análisis comparativo del desempeño de las refinerías de México, con respecto a sus similares de la Costa Norte del Golfo de México (CNGM), se identifica que en el Sistema Nacional de Refinación existen brechas importantes en los indicadores de rendimientos, índice de intensidad energética, índice de ocupación, confiabilidad operativa y margen variable, entre otros.

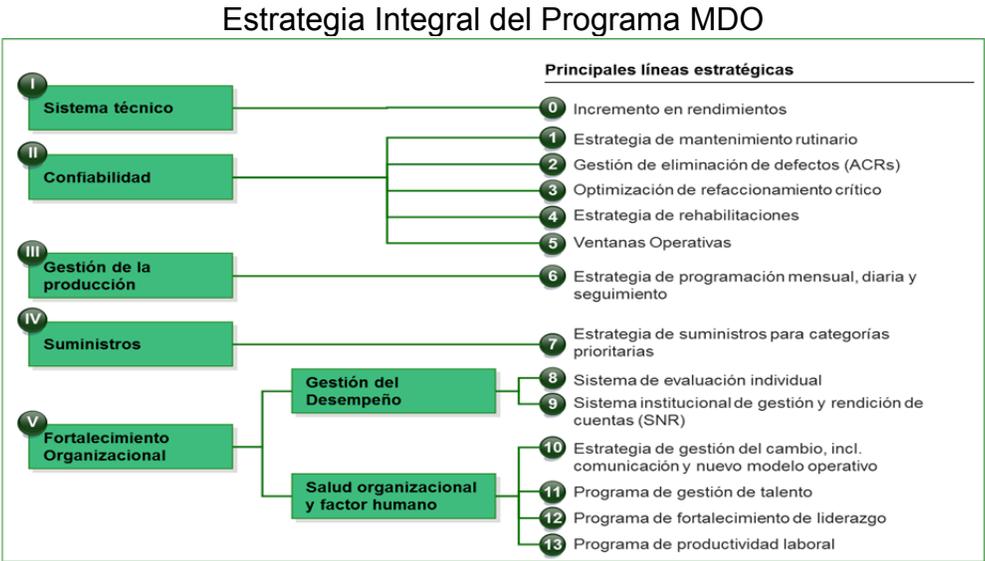
Para atender esta problemática, el Director General de Petróleos Mexicanos sometió a conocimiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su Sesión 821 de fecha 14 de diciembre de 2010, el Esquema para Mejorar el Desempeño Operativo de las Refinerías denominado Transformación Integral para la Eficiencia y Mejora Permanente de la Operación (TIEMPO). Los miembros del Consejo tomaron conocimiento, asignando asimismo la responsabilidad al Director General de Petróleos Mexicanos de informar periódicamente a dicho Órgano de Gobierno sobre la evolución de las iniciativas correspondientes.

El proyecto “Tiempo”, se basa en seis iniciativas, siendo estas: Mejora del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinación (SNR); estrategia de trading; mejores prácticas en seguridad; mejora en la productividad laboral; mejora en procesos que afectan la eficiencia del SNR y estrategia de suministros de bienes y servicios críticos.

Para brindar atención específica a la primera de ellas “Mejora del Desempeño Operativo del SNR”, se procedió a llevar a cabo un Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías, denominado (MDO).

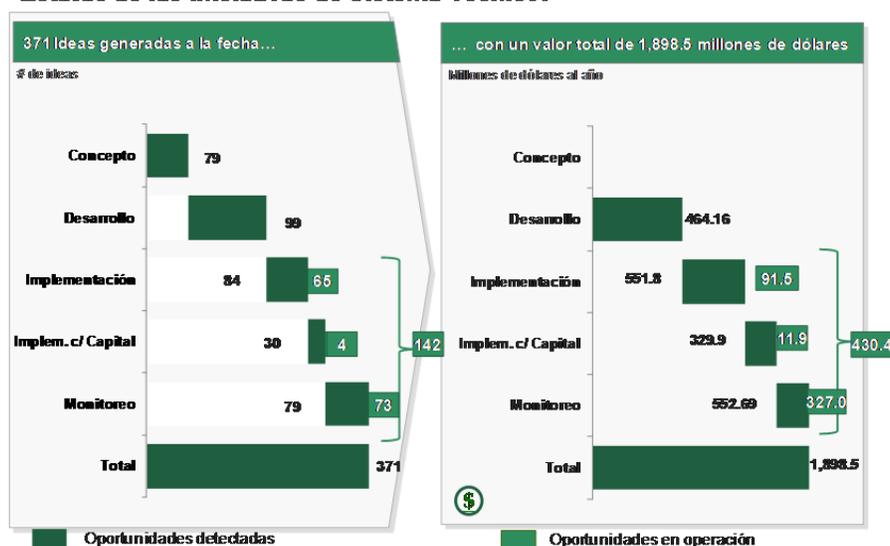
El Programa MDO tiene como objetivo revertir los resultados financieros del SNR en el corto plazo y contar con un proceso de mejora continua para lograr su sustentabilidad en el futuro, mediante la

captura de beneficios económicos en la operación de las refinerías, a través de la incorporación de mejoras en el desempeño operativo y la implantación de prácticas eficientes para aumentar la confiabilidad, disponibilidad y el mantenimiento de las plantas y equipos de proceso. Para su implementación el programa está estructurado en cinco componentes y 14 líneas de acción que son: Sistema Técnico; Confiabilidad; Gestión de la Producción; Suministros y Fortalecimiento Organizacional.



I. Componente Sistema Técnico. Cuyo objetivo es mejorar los rendimientos de los procesos de refinación, reducir el consumo energético y disminuir pérdidas de aceite. Se han identificado con corte a diciembre de 2012, 371 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, con una captura potencial de 1,898.5 millones de dólares anuales. Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.79 dólares por barril en el SNR. Dentro de las iniciativas que están identificadas, con corte a diciembre 142 oportunidades están en operación.

Estatus de las iniciativas de Sistema Técnico.



Del total de las 193 oportunidades que se encuentran dentro del estatus de implementación y monitoreo, se identifica un potencial anual de 1,431 millones de dólares anuales, de éstas como ya se mencionó 142 se encuentran en operación con un beneficio estimado anual de 987.47 millones de dólares anuales.

Las refinerías de Salina Cruz y Madero que corresponden a la primera Ola de implementación cuentan con un beneficio acumulado de 93.7 y 102.1 millones de dólares, respectivamente.

De la segunda Ola del programa que incluye a las refinerías de Tula y Cadereyta, destaca la refinería de Tula con el mayor beneficio potencial anual en 234 millones de dólares. De la tercera Ola, las refinerías de Minatitlán y Salamanca, no obstante su reciente integración al programa se han identificado beneficios potenciales significativos, contabilizando la refinería de Salamanca el mayor beneficio estimado anual en 202.2 millones de dólares.

Estatus de oportunidades operando

Refinería	Total iniciativas a Diciembre	Oportunidades en implementación, Implem. c/ capital y monitoreo	Beneficio potencial (MMUSD)	Impacto volumétrico		
				Oportunidades en operación	Beneficio acumulado (MMUSD) ¹	Beneficio estimado anual (MMUSD)
Salina Cruz	60	28	282.3	13	93.72	129.83
Madero	97	47	222.1	34	102.12	135.94
Tula	72	45	279.5	36	50.03	234.83
Cadereyta	33	26	261.1	24	93.22	184.56
Minatitlán	66	26	184.2	14	36.77	100.03
Salamanca	43	21	202.2	21	54.57	202.28
Total Dic.	371	193	1,431.4	142	430.43	987.47
Cierre a Nov.				135	390.5	961.96

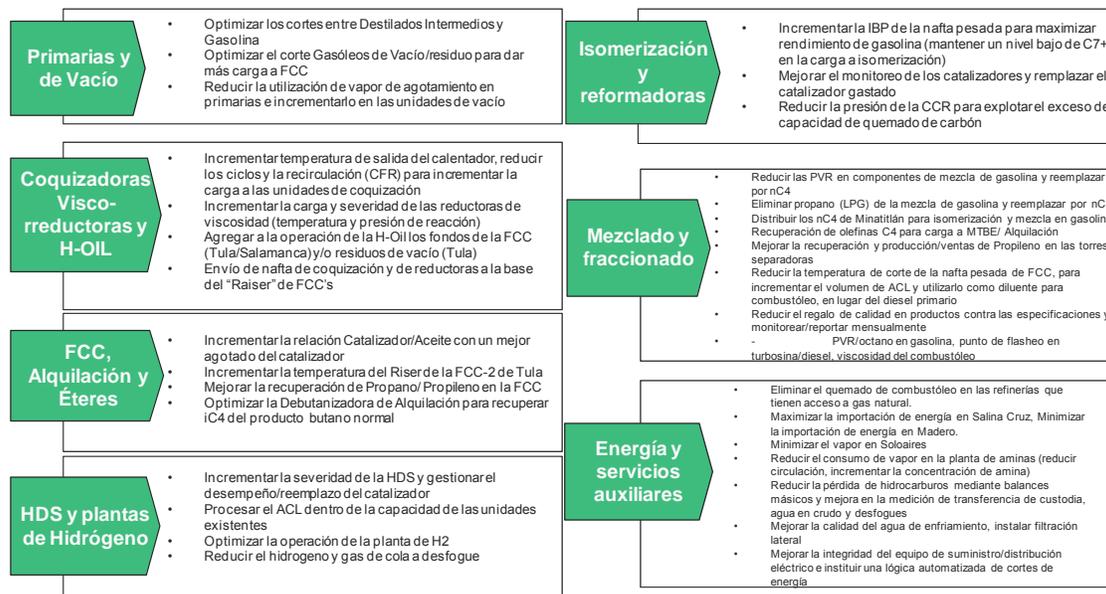
Para impulsar el programa se estableció una estrategia para capturar de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un impacto volumétrico de 15.3 MBD más de gasolinas, 53.6 MBD más de diesel y turbosina y una disminución de 48.6 MBD de combustóleo, mediante la operación de 100 iniciativas de las 371 identificadas.

Estrategia 80/20 de Sistema Técnico

Refinería	Proceso de Crudo Caso base MBD	No. de Oportunidades 80/20	Beneficio potencial combinado MMUSD	Impacto volumétrico					
				Gasolina		Diesel + Turbosina		Combustóleo	
				%	MBD	%	MBD	%	MBD
Salina Cruz	290	14	138	-0.16	-0.46	2.9	8.3	-3.4	-9.71
Cadereyta	221	11	104	1.7	3.83	0.6	1.3	-1.7	-3.70
Tula	285	18	164	-2.1	-5.95	4.4	12.6	-2.9	-8.3
Minatitlán	246	26	325	5.1	12.5	4.8	11.9	-5.9	-14.4
Salamanca	180	19	185	1.2	2.2	8.3	14.9	-2.5	-4.41
Madero	150	12	110	2.1	3.2	3.1	4.6	-5.4	-8.0
Total	1,372	100	1,026	1.1	15.3	3.9	53.6	-3.5	-48.6

Para mayor comprensión e impacto del programa, las iniciativas sobresalientes se pueden analizar por agrupamientos en las plantas de proceso según su tipo, así como energía y servicios lo que permite incrementar los rendimientos de las plantas, maximizando las variables operativas incluso por arriba de su diseño.

Agrupamiento de las principales iniciativas de Sistema Técnico



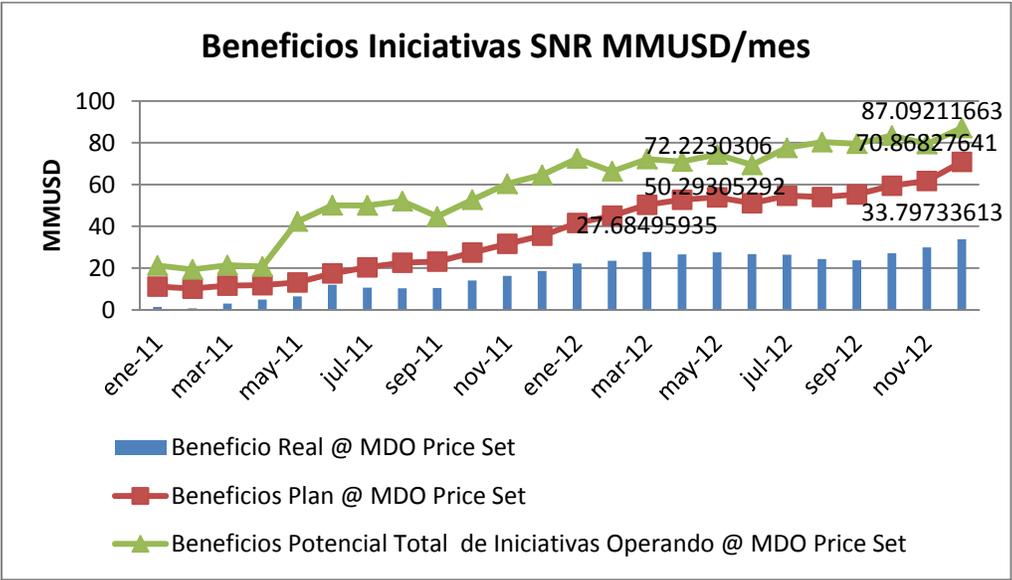
A. Reporte de resultados e impactos del Programa MDO

Beneficios mensuales de sistemas técnicos

Para fines de documentar y complementar los resultados e impactos de las iniciativas del Sistema Técnico del MDO, en la siguiente gráfica se ilustra la captura real de beneficios mensuales contrastados con los beneficios potenciales de las propias iniciativas a partir de dos análisis: a.1) El beneficio potencial integral (línea verde) el cual es susceptible de ser capturado en las condiciones generadas en la simulación de procesos integral de cada refinería; y a.2) el beneficio planeado (línea roja) que considera los factores de servicio determinados para cada mes a partir de las restricciones de operación de las plantas, así como los planes de implementación de los KPI's de las iniciativas y el

beneficio real (columnas azules) de acuerdo con el grado de implementación.

Como se puede apreciar desde el arranque del programa, en diciembre 2012, con 142 iniciativas operando, se obtuvo el mayor beneficio mensual de las oportunidades con 33.8 MMUSD que corresponden a 47.7% del plan.

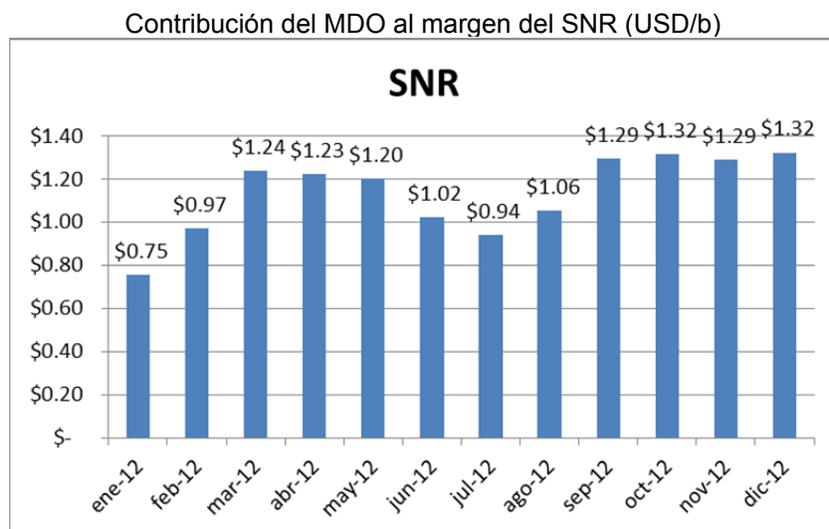


El valor potencial anual de las 142 iniciativas operando de forma sostenida durante un año, permitirá obtener un beneficio total de 1,025 MMUSD anuales (87.09 MMUSD/mes), es decir 2.03 USD/b.

B. Impacto en márgenes de refinación

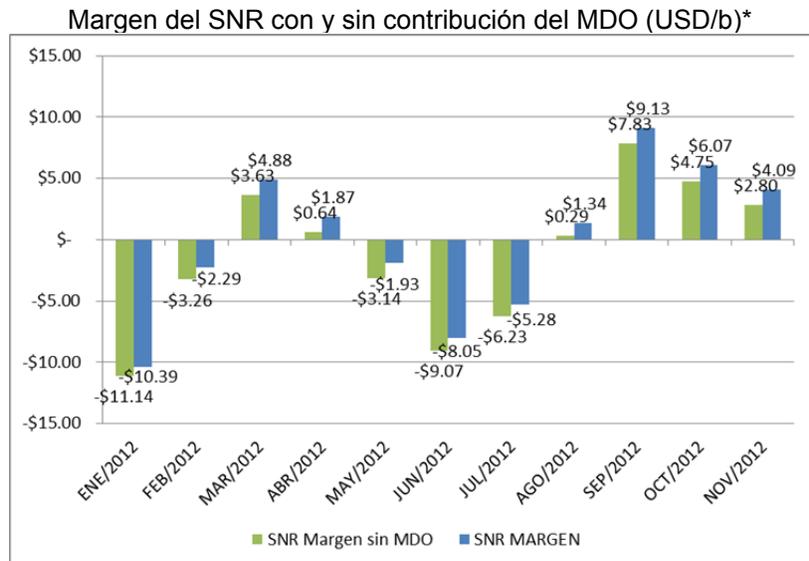
Considerando la información de las herramientas de seguimiento “Profit Tracker” de cada refinería, la cual se vincula con los datos de márgenes del SNR, los impactos de las iniciativas técnicas del MDO se pueden identificar en la variación de los márgenes.

Así, en la gráfica siguiente, se señala la contribución al margen de refinación de las iniciativas MDO, identificando en diciembre de 2012 con la mayor contribución con 1.32 USD/b.



La Subdirección de Planeación de Pemex-Refinación realiza mensualmente el cálculo de los márgenes del SNR considerando la información operativa de las refinerías y los precios vigentes. En este sentido, al análisis mencionado se le incorpora la información de los beneficios económicos actualizados de la herramienta del MDO “Profit Tracker”. Así, en noviembre de 2012, el margen del SNR fue de \$4.09 USD/b, que se ilustra en color azul y el efecto de la contribución de los beneficios obtenidos por el MDO se calcula restando este último al margen del SNR, mostrado en color verde; quedando así el margen de noviembre en \$2.8 USD/b al aislar los \$1.29 USD/b de la contribución del MDO.

En suma, en diciembre de 2012, la contribución real del MDO fue de \$1.32 USD/b y de \$1.14 USD/b en promedio en el año. Se estima que durante 2013, de incrementarse la confiabilidad de las plantas y logrando la máxima implementación de los KPI's de al menos las 142 iniciativas que están en operación, se logre una contribución de \$2.03 USD/b (1,025 MMUSD/año).



*NOTA: No se muestran los datos de márgenes de diciembre debido a disponibilidad en BDR.

C. Metodología de evaluación de Sistema Técnico del MDO

Para diseñar, comprobar y evaluar las iniciativas técnicas del MDO, se diseñaron las herramientas denominadas Daily Tracker y Profit Tracker, dichas herramientas están integradas por los siguientes componentes:

Daily Tracker:

- Seguimiento diario de KPIs'
- Seguimiento diario de cargas y producciones
- Seguimiento diario de datos de laboratorio específicos

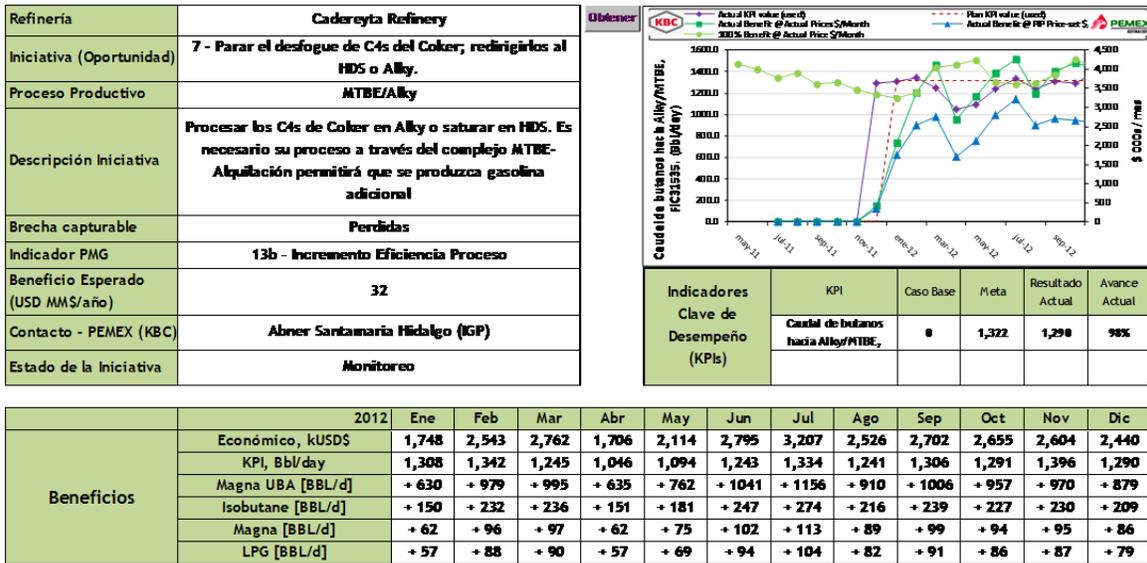
Profit Tracker:

- Seguimiento mensual de KPIs'
- Seguimiento mensual de cargas y producciones
- Seguimiento mensual de datos de laboratorio específicos
- Estimación mensual de beneficios económicos

- Estimación mensual de beneficios volumétricos de productos finales
- Ficha técnica que resume todos los datos anteriores

Para fines de análisis nos permitimos exponer la ficha técnica que muestra el comportamiento de la iniciativa No. 7 de la refinería de Cadereyta que recomienda detener el desfogue de los Butanos-Butilenos de coquización y dirigirlos a HDS o alquilación mediante su ficha técnica.

Ejemplo de Ficha Técnica



Como se puede observar, durante todo 2012 el KPI meta de 1,322 barriles de butano butileno, se cumplió con un promedio de 95.4%, un máximo de 106% y un valor en diciembre de 1,290 barriles (98% del KPI meta), esto permitió obtener un beneficio real de 29.8 MMUSD/año (de un potencial de 32 MMUSD/año), mediante la recuperación promedio anual de 1,261 b/d de butanos-butilenos.

D. Análisis de casos

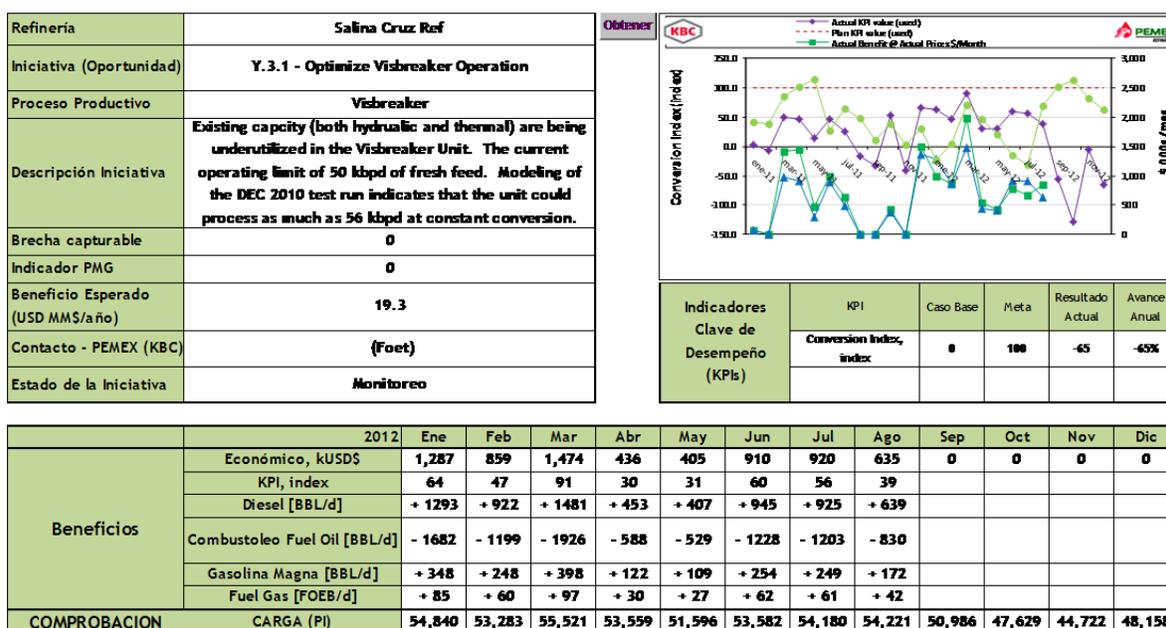
El componente de Sistemas Técnicos del MDO, como ya se mencionó, tiene 373 iniciativas, que para fines de comprobación de impacto

volumétrico, a continuación se seleccionan 3 casos sobresalientes relacionados con: a) Incremento de capacidad de plantas de proceso con respecto a su capacidad nominal; b) incremento de rendimientos; y c) aprovechamiento de corrientes en procesos de mayor valor o que se enviaban a gas combustible u otro destino.

a. Incremento de capacidad respecto a la capacidad nominal: Caso Reductora de Viscosidad de Salina Cruz

Las iniciativas relativas a la planta Reductora de Viscosidad de la refinería de Salina Cruz, están orientadas a incrementar la carga a la planta por arriba de su capacidad nominal, de 50MBD a 56MBD con un incremento en la temperatura de reacción (entre otros factores) y a 57MBD (1MBD incremental) con incremento en la presión de reacción.

La comprobación volumétrica de estas iniciativas corresponde a la carga efectiva a la unidad, ya que ese es su objetivo primario y como consecuencia habrá más residuo de vacío reducido en viscosidad y por lo tanto menor requerimiento de diluyente.



Como se puede apreciar, la carga efectiva a la planta fue mayor a 50MBD, desde enero hasta septiembre, ya que a partir de ese mes,

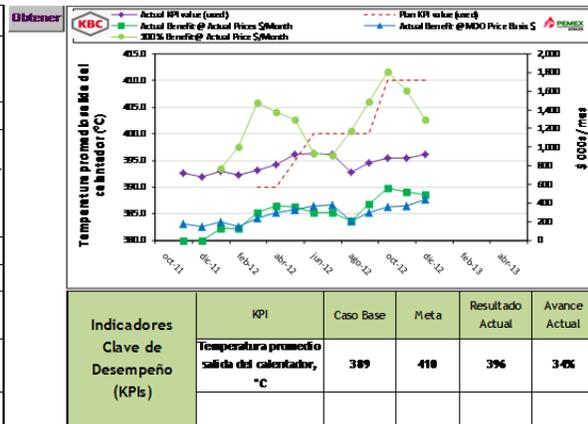
una serie de paros no programados y mantenimientos mayores se dieron en la Refinería, lo que no permitió dar carga completa a la planta.

Aunque el promedio mensual mayor observado es de 55 MBD, se presentaron períodos cortos en los que se ha superado por algunas decenas de barriles el primer valor incremental de 56 MBD. Se espera que durante 2013 esta iniciativa pueda sostener sus KPI's de forma sostenida.

b. Incremento en rendimientos: Caso planta RP2 de Salamanca

En todas las refinerías se cuenta con iniciativas para incrementar el agotamiento del residuo de vacío en las plantas combinadas y de vacío, aumentando en consecuencia el rendimiento de gasóleos. Aquí se muestra la iniciativa 22.2 de la refinería de Salamanca relativa al incremento de temperatura a la salida de los calentadores de la planta de vacío RP2.

Refinería	Salamanca
Iniciativa (Oportunidad)	Y.22.2 - Incrementar la temperatura de salida del calentador en RP2 para aumentar la recuperación de gasóleo
Proceso Productivo	RP2
Descripción Iniciativa	Incrementar la temperatura de salida del calentador por arriba de la de diseño
Brecha capturable	Rendimiento
Indicador PMG	13b - Incremento Eficiencia Proceso
Beneficio Esperado (USD MMS/año)	13.78
Contacto - PEMEX (KBC)	Ing. José Alejandro Aguirre Gomez (Bryan White)
Estado de la Iniciativa	Monitoreo



		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Beneficios	Económico, kUSDS	197	144	235	303	326	365	379	210	299	364	368	441
	KPI, °C	393	392	393	394	396	396	396	393	394	395	395	396
	Pemex Magna [BBL/d]	+ 149	+ 116	+ 178	+ 237	+ 247	+ 286	+ 286	+ 159	+ 234	+ 275	+ 288	+ 334
	Combustóleo [BBL/d]	- 231	- 181	- 276	- 368	- 384	- 444	- 445	- 246	- 363	- 428	- 447	- 519
	Pemex Diesel [BBL/d]	+ 74	+ 58	+ 89	+ 118	+ 123	+ 142	+ 143	+ 79	+ 116	+ 137	+ 143	+ 166
	Isobutane [BBL/d]	+ 10	+ 7	+ 11	+ 15	+ 16	+ 18	+ 18	+ 10	+ 15	+ 18	+ 18	+ 21
Medición Real (COMPROBACION)	% LVGO	9%	11%	11%	11%	11%	13%	15%	19%	19%	17%	29%	26%
	% HVGO	27%	29%	27%	27%	26%	25%	23%	26%	26%	20%	21%	24%
	% Residuo	64%	60%	61%	63%	63%	62%	63%	58%	55%	58%	50%	49%

En la sección de comprobación o medición real, se puede observar cómo a partir de julio se registra un incremento gradual principalmente en los gasóleos ligeros (de 15% en julio a 26% en diciembre) y una disminución en el residuo de vacío (de 15% en julio a 26% en diciembre).

c. Aprovechamiento de corrientes: Caso Coquizadora de Cadereyta

Tomando el ejemplo de la refinería de Cadereyta, de la iniciativa No. 7 que sugiere aprovechar los butanos butilenos de coquización en alquilación, que se estaban dirigiendo al desfogue en la revisión inicial del estado de la Refinería, se observa que el KPI de esta iniciativa es la misma medición volumétrica del producto a tanques de carga de MTBE y Alquilación. Por lo que su comprobación volumétrica está dada desde el seguimiento diario al KPI.

Refinería	Cadereyta Refinery	
Iniciativa (Oportunidad)	7 - Parar el desfogue de C4s del Coker; redirigirlos al HDS o Alky.	
Proceso Productivo	MTBE/Alky	
Descripción Iniciativa	Procesar los C4s de Coker en Alky o saturar en HDS. Es necesario su proceso a través del complejo MTBE-Alquilación pennitirá que se produzca gasolina adicional	
Brecha capturable	Pérdidas	
Indicador PMG	13b - Incremento Eficiencia Proceso	
Beneficio Esperado (USD MMS/año)	32	
Contacto - PEMEX (KBC)	Abner Santamaria Hidalgo (KGP)	
Estado de la Iniciativa	Monitoreo	

Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)	KPI	Caso Base	Meta	Resultado Actual	Avance Actual
	Caudal de butanos hacia Alky/MTBE,	0	1,322	1,290	98%

	2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Beneficios	Económico, kUSDS	1,748	2,543	2,762	1,706	2,114	2,795	3,207	2,526	2,702	2,655	2,604	2,440
	KPI, Bbl/day	1,308	1,342	1,245	1,046	1,094	1,243	1,334	1,241	1,306	1,291	1,396	1,290
	Magna UBA [BBL/d]	+ 630	+ 979	+ 995	+ 635	+ 762	+ 1041	+ 1156	+ 910	+ 1006	+ 957	+ 970	+ 879
	Isobutane [BBL/d]	+ 150	+ 232	+ 236	+ 151	+ 181	+ 247	+ 274	+ 216	+ 239	+ 227	+ 230	+ 209
	Magna [BBL/d]	+ 62	+ 96	+ 97	+ 62	+ 75	+ 102	+ 113	+ 89	+ 99	+ 94	+ 95	+ 86
	LPG [BBL/d]	+ 57	+ 88	+ 90	+ 57	+ 69	+ 94	+ 104	+ 82	+ 91	+ 86	+ 87	+ 79

Así, como se mencionó en la sección de la metodología de evaluación, en 2012, el KPI meta de 1,322 barriles de BB's, se cumplió con un promedio anual de 95.4%, se obtuvo un valor máximo de 106% en febrero y un valor en diciembre de 1,290 barriles (98% del KPI meta), esto permitió acumular durante el año un beneficio real de 29.8 MMUSD (de un potencial de 32 MMUSD/año), mediante la recuperación promedio anual de 1,261b/d de butanos-butilenos.

Conclusión

Los impactos del MDO en su componente de Sistemas Técnicos, están comprobados técnicamente mediante simulación de proceso en PetroSIM™ y se han verificado volumétricamente; sin embargo, la captura total del beneficio potencial de las iniciativas MDO dependen de la operación correcta de las plantas siguiendo no solamente el KPI de cada iniciativa, sino controlando correctamente las secciones de fraccionamiento y las variables de proceso de cada planta.

En este sentido y para fines de análisis, con base en información de la Base de Datos Institucional de PEMEX y de los datos de simulación de PetroSIM, se muestra en la siguiente página la Tabla 1 “Comparación entre utilización real y casos con iniciativas de PetroSIM”, que compara el porcentaje de utilización y el porcentaje de implementación de conjuntos de iniciativas por tipo de proceso.

Así, si analizamos la evolución de las iniciativas MDO en función de la disponibilidad de datos, se puede evidenciar la mayor captura de beneficios en los grupos de iniciativas que muestran en conjunto cercanía entre la utilización del caso con iniciativas de PetroSIM y la utilización real, y mayor porcentaje de implementación mostrados en la Tabla 1.

De nuevo, tal es el caso de la iniciativa 7 de la refinería de Cadereyta que considera el aprovechamiento de los butanos butilenos de coquización en la planta de Alquilación, la cual en diciembre capturó el 89% de su beneficio potencial.

Este comportamiento también se puede apreciar en el conjunto de iniciativas de las plantas reformadoras de la refinería de Salamanca con una captura de 96% de beneficios, al mostrar una utilización 10% mayor a la sugerida en PetroSIM y una implementación promedio de 93%. Las reformadoras de Salamanca tienen 3 iniciativas que suman un beneficio potencial anualizado de 9.19MMUSD/año.

Iniciativas para plantas reformadoras de la Refinería de Salamanca

Iniciativa	Resumen	Potencial MMUSD	% implementación
Y.23.6A	Optimizar el punto de corte de la carga a la RR2	\$3.78	144%
Y.23.6B	Optimizar el punto de corte de la carga a la RR3	\$4.12	66%
Y.23.7	Usar la capacidad adicional de quemado de carbón en la CCR-2	\$1.67	69%

Tabla 1 Comparación entre utilización real y casos con iniciativas de PetroSIM

REFINERIA	GRUPO	CAP. DISEÑO (MBD)	%UTIL INICIATIVAS	%UTIL 2012	BENEFICIO POTENCIAL	Beneficio Dic2012 Anualizado	% Beneficio		% Implementacion	% Implementacion Plan
							Dic 2012	anualizado/ Potencial		
☐	CAD									
	Plantas Primarias	275	81%	64%	\$ 20.34	\$ 6.46	32%	38%	31%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	61.5	82%	64%	\$ 10.72	\$ 10.58	99%	100%	88%	
	Plantas Reformadoras	46	82%	56%	\$ 30.42	\$ 1.52	5%	5%	6%	
	Plantas Cataliticas	90	92%	58%	\$ 20.91	\$ 11.02	53%	53%	65%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	85	93%	62%						
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	40	95%	84%	\$ 2.24	\$ 2.14	96%	97%	88%	
	Coquizadoras	50	103%	91%	\$ 36.30	\$ 9.92	27%	32%	35%	
	Alquilación	14.8	95%	82%	\$ 32.00	\$ 28.34	89%	90%	85%	
	CAD Total	674.3	89%	66%	\$ 152.94	\$ 69.98	46%	59%	57%	
☐	MAD									
	Plantas Primarias	177	86%	52%	\$ 7.83	\$ 0.66	8%	35%	39%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	52	76%	65%						
	Plantas Reformadoras	30	92%	57%	\$ 17.78	\$ 5.19	29%	35%	48%	
	Plantas Cataliticas	60.5	91%	60%	\$ 23.72	\$ 2.86	12%	25%	26%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	40	96%	66%						
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	49.7	95%	69%	\$ 17.71	\$ 3.65	21%	17%	29%	
	Isomerizadoras	12.5	68%	40%	\$ 1.52	\$ 1.05	69%	70%	67%	
	Coquizadoras	50	106%	66%	\$ 36.14	\$ 20.34	56%	29%	34%	
	Alquilación	10.2	64%	56%						
	MAD Total	481.9	85%	58%	\$ 104.70	\$ 33.74	32%	35%	41%	
☐	MIN									
	Plantas Primarias	285	82%	47%	\$ 10.63	\$ 4.13	39%	53%	69%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	64.65	108%	40%	\$ 9.27	\$ 1.72	19%	19%	41%	
	Plantas Reformadoras	49.34	72%	45%	\$ 12.38	\$ 9.53	77%	78%	122%	
	Plantas Cataliticas	72	95%	26%	\$ 36.28	\$ 20.88	58%	43%	84%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	76	92%	40%						
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	50	100%	N/D						
	Isomerizadoras	15	95%	13%						
	Coquizadoras	55.8	115%	60%						
	Alquilación	26.8	77%	N/D						
	MIN Total	694.59	92%	40%	\$ 68.57	\$ 36.27	53%	48%	79%	
☐	SAL									
	Plantas Primarias	245	79%	64%	\$ 44.57	\$ 26.55	60%	65%	61%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	53.5	74%	73%						
	Plantas Reformadoras	39.3	63%	69%	\$ 9.57	\$ 9.19	96%	93%	69%	
	Plantas Cataliticas	40	113%	74%	\$ 54.93	\$ 40.03	73%	45%	38%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	63	83%	58%	\$ 11.14	\$ 11.12	100%	153%	76%	
	Isomerizadoras	12	69%	56%						
	H-Oil	18.5	79%	31%	\$ 49.72	\$ 11.96	24%	20%	21%	
	Alquilación	5.4	65%	76%						
	Lubricantes (Salamanca)	43.75	81%	59%	\$ 9.25	\$ 4.11	44%	45%	44%	
	SAL Total	520.45	79%	62%	\$ 179.18	\$ 102.96	57%	70%	52%	
☐	SCZ									
	Plantas Primarias	330	88%	71%	\$ 63.95	\$ 33.22	52%	49%	57%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	65	82%	67%						
	Plantas Reformadoras	50	82%	77%						
	Plantas Cataliticas	80	100%	69%	\$ 21.69	\$ 0.25	1%	1%	1%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	100	90%	65%	\$ 3.94	\$ 0.85	22%	17%	19%	
	Isomerizadoras	13.6	80%	44%						
	Reductoras de viscosidad	50	112%	89%	\$ 26.80	\$ 0.46	2%	34%	38%	
	Alquilación	23.8	37%	45%	\$ 6.61	\$ 10.30	156%	158%	115%	
	SCZ Total	712.4	86%	67%	\$ 302.17	\$ 148.04	49%	55%	47%	
☐	TUL									
	Plantas Primarias	315	92%	81%	\$ 34.26	\$ 10.57	31%	48%	46%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	73	86%	78%	\$ 0.80	\$ -	0%	0%	0%	
	Plantas Reformadoras	65	79%	64%	\$ 14.59	\$ 4.05	28%	26%	24%	
	Plantas Cataliticas	80	74%	60%	\$ 46.43	\$ 10.22	22%	14%	15%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	125	76%	59%	\$ 4.50	\$ 2.65	59%	51%	55%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	21.35	71%	66%						
	Isomerizadoras	17.5	82%	30%	\$ 15.25	\$ -	0%	0%	0%	
	H-Oil	50	58%	N/D						
	Reductoras de viscosidad	41	92%	0%						

En este contexto, en la Tabla 1 mencionada, se identifican en sombreado gris, seis casos de grupos de iniciativas donde se comprueba que a mayor cercanía entre la utilización real y la sugerida en la iniciativa MDO, así como mayor el porcentaje de implementación, se obtienen los mayores beneficios de cada una.

La Tabla 1 está conformada por 124 iniciativas de las 142 que operaron en diciembre 2012, ya que no fueron consideradas aquellas referentes a iniciativas de energía, agua, gases, pérdida de hidrocarburos, RAM, azufre y otros.

Los datos contenidos en cada columna de la tabla se describen a continuación:

- GRUPO: Se refiere a la categorización de plantas por tipo de proceso.
- Cap. Diseño: Se refiere a la capacidad nominal de las plantas de proceso en MBD registrada en la Base de Datos Institucional de PEMEX (BDI).
- %UTIL INICIATIVAS: Se refiere al % de utilización sugerido por PetroSIM en el caso con las iniciativas.
- %UTIL 2012: Se refiere al valor real de utilización de plantas de acuerdo a la BDI
- BENEFICIO POTENCIAL: Se refiere al valor potencial calculado para cada grupo de iniciativas de acuerdo con la herramienta Profit Tracker del MDO.
- Beneficio Dic 2012 Anualizado: Se refiere al beneficio real obtenido en 2012 para cada grupo de iniciativas anualizado (multiplicado por 12 meses).
- % Beneficio Dic 2012 anualizado/Potencial: Se refiere a la relación entre el beneficio anualizado de 2012 y el beneficio potencial de cada grupo de iniciativas:

-
- % Implementación Potencial: Es el porcentaje de implementación de cada grupo de iniciativas con respecto a su valor potencial.
 - % Implementación Plan: Es el porcentaje de implementación de cada grupo de iniciativas con respecto a su valor planeado.

El código de colores de las 4 columnas que así se identifica, muestran un semáforo verde cuando el porcentaje es mayor a 80%, semáforo amarillo cuando es entre 50 y 80% y rojo cuando es menor al 50%.

II. Componente Confiabilidad. Su objetivo es incrementar el nivel de confiabilidad de las plantas de proceso, reducir el índice de paros no programados, así como incrementar la disponibilidad mecánica de equipos y el tiempo efectivo de trabajo del personal de mantenimiento. Para ello, se están implementando 5 líneas de acción: Estrategia de mantenimiento rutinario; Gestión de eliminación de defectos (ACR's); Optimización de refaccionamiento crítico; Estrategia de rehabilitaciones y Ventanas Operativas.

1. *Estrategia de mantenimiento rutinario.* Consiste en mejorar y fortalecer los procedimientos de planeación y ejecución de los trabajos de mantenimiento para lo cual se está impulsando el uso de la matriz de valoración de riesgo, lo que permitirá transitar de una planeación diaria a una planeación semanal, promoviendo la utilización del Módulo de Mantenimiento de SAP en sus diferentes fases. A diciembre ésta práctica se está implementando en 34 de los 67 sectores del SNR.

La metodología incluye: a) Aplicación de mejores prácticas de mantenimiento rutinario (por sector): Planeación de los trabajos con base en la MVR; Programación semanal de trabajos; Reunión de trabajo diaria para la correcta planeación-programación de los trabajos; Rendición de cuentas mensual dando seguimiento a indicadores de desempeño; b) Programación a nivel refinería y c) Implementación en SAP (por sector).

A la fecha, se tienen los siguientes avances a nivel SNR:

Avances de la línea estratégica de mantenimiento rutinario

Refinería	Mejores Prácticas (en sectores)			Programación a nivel refinería			Implementación en SAP (en sectores)		
	Implementado	En Proceso	Pendiente	Implementado	En Proceso	Pendiente	Implementado	En Proceso	Pendiente
CAD	0	12	0	0	1	0	0	12	0
MAD	4	6	0	0	0	1	1	9	0
MIN	4	8	0	0	0	1	12	0	0
SAL	3	3	4	0	1	0	0	10	0
SCR	11	0	0	0	0	1	0	0	11
TUL	12	0	0	0	1	0	4	8	0
TOTAL	34	29	4	0	3	3	17	39	11

2. Gestión de eliminación de defectos (ACR's).

Los paros no programados que requieren ACR, en el lapso de enero 2011 a noviembre de 2012 son 506, de estos, se tenían 322 ACR's realizados y 184 pendientes.

Dado el rezago, el MDO creó un grupo de líderes encargados de eliminación de defectos por medio de talleres enfocados, con el objetivo de capitalizar las experiencias de incidentes industriales presentados en el Sistema Nacional de Refinación para que por familias de equipos, se determinen los modos de falla dominantes, determinando las acciones de mitigación y con ello optimizar los planes de mantenimiento preventivo, predictivo y prácticas operacionales.

Los resultados a la fecha para mejorar la gestión de eliminación de defectos son:

- Se priorizaron ACR's pendientes con base en impacto económico.
- Introducir un mecanismo de gestión y seguimiento de ACR's por prioridad de impacto económico.

-
- Fortalecer el equipo de eliminación de defectos con cursos y ejemplos prácticos.
 - Revisión de la calidad de los ACR's realizados.
 - Estandarizar los sistemas entre refinerías para tener un adecuado seguimiento y control de los ACR's y sus recomendaciones similar al sistema SIPCoR de Cadereyta.
 - Establecer un plan para la atención de recomendaciones de los ACR's.
 - Se establecieron indicadores de ACR's pendientes a nivel sector para un monitoreo adecuado.
 - Aplicar de manera general las recomendaciones emitidas en los talleres especializados de eliminación de defectos llevados a cabo con la finalidad de disminuir el rezago en la elaboración de los ACR's.
 - Se identificaron equipos recurrentes y se priorizaron siete grupos de equipos para la realización de los Talleres de Eliminación de Defectos.

Talleres realizados:

- Sistemas Eléctricos: Del 08 al 11 de octubre de 2012
- Compresores: Del 17 al 19 de octubre de 2012
- Bombas: Del 24 al 26 de octubre de 2012
- Turbogeneradores: Del 29 al 31 de octubre de 2012
- Cambiadores de calor y líneas de proceso: Del 07 al 09 de noviembre de 2012
- Válvulas de bloqueo: 04 al 05 de diciembre del año en curso.
- Instrumentos: del 6 al 7 de diciembre.

En cada uno de ellos se tuvo la participación de personal especialista de Refinerías (operación y mantenimiento) de la Subdirección de Producción, del Proyecto MDO, de compañías fabricantes de equipo y en algunos de ellos de la Cía. KBC y del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Las observaciones genéricas resultado de los talleres se han enviado a todas las Refinerías para su atención.

De los 184 ACR's pendientes, 137 de ellos se relacionan con las familias de equipos analizados en los talleres, en esas fechas se realizaron 8 ACR's, por lo que quedan pendientes 39 de realizar, lo que representa un 92.29% de cumplimiento (pendiente 7.71%).

Los ACR's pendientes se distribuyen de la siguiente manera:

Cadereyta 4, Madero 7, Minatitlán 4, Salamanca 11, Salina Cruz 9 y Tula 4.

Se logró un avance en el cumplimiento de ACR's, y se está trabajando en fortalecer el sistema de seguimiento a recomendaciones

3. Optimización de refaccionamiento crítico.

Se cuenta con una estrategia la cual consiste en la definición de equipos críticos de cada proceso en la refinería y las refacciones más importantes y existencia en almacenes. Esta estrategia consiste en lo siguiente:

- a. De acuerdo al procedimiento 800-16700-PAI-01 identificar el equipo crítico de cada área.
- b. Determinar el refaccionamiento estratégico para el equipo crítico, el cual debe encontrarse en la lista de materiales del sistema SAP.

-
- c. Efectuar la gestión de recursos económicos para la adquisición del refaccionamiento crítico: i) Generar unidades de inversión para la rehabilitación de equipos críticos estáticos y dinámicos contemplando su refaccionamiento estratégico; ii) Identificar necesidades correspondientes al presupuesto de operación; iii) Gestionar recursos tanto de operación como de inversión; iv) tramitar plurianualidades e iniciar trámites de adquisición.

Estas acciones se deberán complementar con la puesta en marcha de un sistema integral de compras e inventarios óptimo para lo que se requerirá de lo siguiente:

- Calcular el tamaño óptimo de pedido para su consolidación, se deberá privilegiar el uso de pedidos abiertos.
- Definir máximos, mínimos y puntos de re-orden en almacenes, utilizando el Material Resource Planning (MRP) de SAP.
- Priorización de todas las solicitudes asociadas a la criticidad de los equipos.
- Limitar el número de firmas por documento al mínimo requerido por ley.
- Tener un flujo de solicitudes y aprobaciones 100% electrónico.
- Concentrar todas las actividades del proceso en el área de suministros (a partir del lanzamiento de la solicitud por parte del usuario) incluyendo verificación de existencias, elaboración de estudio de mercado, modelo económico y justificativos.
- Uso de un sólo sistema (SAP) para administrar el proceso de principio a fin.

4. Estrategia de rehabilitaciones.

Con el objetivo de mejorar los resultados en el proceso de rehabilitación de nuestras plantas de proceso y equipos principales, se desarrolló la estrategia de rehabilitaciones. Esta

iniciativa consideró la metodología utilizada por KBC “Programa de Optimización de Rehabilitaciones” (TOP) cuyos objetivos son los siguientes:

- Definir la estrategia óptima de rehabilitaciones en cada refinería con objeto de maximizar la disponibilidad de las mismas, así como minimizar los riesgos asociados con problemas de seguridad y calidad que se derivan de la ejecución de las rehabilitaciones y de los excesos en costos y duración de éstas.
- Generar un plan de mejora a largo plazo para coadyuvar a que las refinerías modifiquen su estrategia actual de rehabilitaciones y adopten una acorde al desempeño de clase mundial.

El programa consta de 5 módulos de revisión estratégica; TR-0, TR-1, TR-2, TR-3 y TR-4:

- TR-0: Estrategia de la rehabilitación de la refinería (plan plurianual)
- TR-1: Optimización del alcance de trabajo (Similar al PAI-03 auditoría No.2)
- TR-2: Programación de la optimización (Similar al PAI-03 auditoría No.4)
- TR-3 Revisión de preparativos
- TR-4: Revisión post- rehabilitación

Cada módulo se aplicó en cada una de las refinerías a las siguientes plantas de proceso:

Refinería	Planta	Módulos aplicados
CADEREYTA	U-700-1	TR-1
	Alky 2	TR-1/2/3/4
	MTBE 1	TR-1/2/3/4

	ISOM	TR-2/3/4
	Refinería	TR-0
MADERO	FCC 1	TR-1/2/3
	TAME A/B	TR-1/2/3
	U501	TR-1/2/3
	Isom U100	TR-1/2/3
	Isom U200	TR-1/2
	U500	TR-2
	Maya	TR-4
	Alky	TR-4
	Coker	TR-4
	Refinería	TR-0
MINATITLÁN	BTX	TR-1/2/3/4
	HDG	TR-1/2/3/4
	DA 201	TR-1/2/3/4
	U-100	TR-1
	U-200	TR-1
	U-400	TR-1
	U-500/CCR	TR-1
	Refinería	TR-0
SALAMANCA	IPA	TR-1
	U-12	TR-1
	U-10	TR-1
	U-5	TR-1
	U-4	TR-1
	LB	TR-1
	U-11	TR-1
	AS/RP-2	TR-1
	HDS/RR-2	TR-1
	HDS/RR-3	TR-2/3/4
	ISOM	TR-2/3
	RCC	TR-2/3/4

	U-8	TR-2/3/4
	Refinería	TR-0
SALINA CRUZ	Prim/Vac II	TR-1/2/3
	FCC-1	TR-1/2/3
	Hidros II	TR-1/2/3
	Prim/Vac I	TR-4
	FCC-2	TR-4
	Hidros I	TR-4
	Refinería	TR-0
TULA	Prim/Vac II	TR-1/2/3
	FCC-1	TR-1/2/3
	Hidros II	TR-1/2/3
	U-800-2	TR-4
	Refinería	TR-0

Recomendaciones generales:

En cada módulo aplicado, se obtuvieron recomendaciones específicas y de aplicación general, siendo algunas de ellas las siguientes: Incrementar el período entre rehabilitaciones; Mejorar la calidad de los diagnósticos operacionales; Definir en forma adecuada los alcances de la rehabilitación, ya que no deben incluirse trabajos que pueden hacerse en el mantenimiento rutinario; Utilización de la matriz de valoración de riesgo para la definición de los alcances de la rehabilitación; Optimizar las rutas crítica y subcrítica para minimizar el tiempo de parada; Manejar en forma adecuada las rutas crítica y subcrítica de la rehabilitación; Planear adecuadamente los insumos de la rehabilitación (materiales, contratos, equipos, etc.); Efectuar una evaluación a cada rehabilitación para capitalizar las experiencias, optimizar las rehabilitaciones futuras y definir gran parte de los alcances de la futura rehabilitación, entre otras.

Módulo TR-0:

- Asignar a un equipo integrado por ingenieros de Operación e Ingeniería de Procesos para dar solución a los problemas que limitan la operación de las unidades.
- Limitar a 6 como máximo el número de unidades fuera para rehabilitación. Incrementar el período entre rehabilitaciones, actualmente es de 2 a 3 años, subirlo a 4 a 5 años.
- Determinar la duración de la parada en base al alcance de los trabajos y no a un número fijo de días.
- Asignar recursos específicos para resolver las restricciones identificadas en los reportes.
- La programación de paros y arranques debe desarrollarse con el mismo nivel de detalle que los trabajos de la rehabilitación.
- Actualizar procedimientos operativos de paros y arranques y utilizarlos en rehabilitaciones posteriores.
- Desarrollar un programa proactivo de Inspección Basada en Riesgo (IBR), no buscar los defectos una vez que la unidad ya está fuera.

Módulo TR-1:

- Asignar personal experimentado de operaciones a la planificación de las rehabilitaciones a tiempo completo 16 meses antes de la parada.
- Establecer los roles y responsabilidades del personal de Inspección Técnica para que puedan formar un centro de excelencia en integridad mecánica.
- Las actividades que se puedan ejecutar en forma segura y económica con la planta en operación, deben realizarse como pre-parada, realizar lo mínimo en la parada y el resto en la post-

parada, utilizando el presupuesto de rehabilitación que le corresponde.

- Encontrar y eliminar las causas raíz de los retrasos en la emisión de los diagnósticos validados por todas las disciplinas y la justificación de los alcances.
- Desarrollar un programa con ruta crítica para las actividades de pre-parada así como para las de post-parada.
- Mejorar la calidad de la planeación de la rehabilitación, generar un plan maestro que contenga todas las actividades a realizarse y evitar que actividades no críticas se vuelvan críticas.
- Trabajar las actividades del camino crítico lo antes posible una vez que el equipo en cuestión esté liberado, sin esperar a que toda la planta se entregue a mantenimiento, atender solo actividades del camino crítico.
- No utilizar el “costo del producto” para la justificación económica, debe utilizarse el “margen variable” (lucro cesante), de lo contrario, el costo-riesgo-beneficio es exagerado.
- Los trabajos rechazados por el PAI-04 deben canalizarse al mantenimiento de rutina y ejecutarse con la planta en operación. Reasignar al mantenimiento rutinario una cantidad apropiada de recursos financieros que se ahorran al trasladar actividades de una rehabilitación fuera de ésta. Si no se asignan fondos adicionales, la confiabilidad operativa se verá afectada de manera negativa.
- Asignar presupuesto suficiente para mantenimiento, al menos 3 veces lo que requiere una refinería de clase mundial (2% del valor de remplazo) durante dos ciclos de rehabilitaciones (8 años).

Módulo TR-2:

- Encontrar y eliminar la causa raíz de los retrasos en la emisión de los diagnósticos validados por todas las disciplinas y la justificación de los alcances de la rehabilitación.
- El Departamento de Compras debe obtener las cotizaciones de los proveedores y no el usuario.
- Mejorar la calidad de los diagnósticos.
- Planificar todas las actividades a detalle y no sólo las de la ruta crítica, evitar que actividades no críticas se vuelvan críticas.
- Programar las actividades de larga duración en tramos de 6 a 8 horas, pero nunca más allá de un turno (10 horas).
- Las refinerías deben desarrollar un plan de inspección basado en riesgo.
- Plasmar los requerimientos de Inspección en los programas marcando la conclusión de todas las inspecciones iniciales a más tardar dentro del primer tercio de la parada (10 días)
- Los medios auxiliares de fabricación deben planearse y programarse para no entorpecer trabajos de otras unidades fuera.

Módulo TR-3:

- Integrar todos los programas de trabajo y no sólo los de la ruta crítica, ya que una ruta subcrítica por menos de 3 días debe tratarse con la misma importancia que la crítica.
- Incluir los planes de inspección en la rehabilitación para no interferir con otras actividades.
- En esta etapa se deben tener fincados todos los contratos con terceros.

-
- En las revisiones efectuadas en el SNR al grado de preparación para las rehabilitaciones, se detectó que es inferior al promedio de la industria de la refinación.
 - Puntos clave para una buena rehabilitación:
 - La adecuada planeación previa evita un pobre desempeño.
 - Hacer uso de personal con experiencia.
 - Comenzar a planear con la debida anticipación (18 meses antes si se trata de una rehabilitación mayor).
 - Ejecutar las adquisiciones puntualmente.
 - Involucrar a los contratistas, pero mantener el control.
 - Asegurarse que el diagnóstico operativo y los alcances de la rehabilitación hayan sido finalizados 12 meses antes de la rehabilitación.
 - Garantizar el congelamiento de la lista de trabajos 12 meses antes de la rehabilitación.
 - Asignar a tiempo completo a personal de adquisiciones y contratos para asegurar el suministro de materiales y fincar los contratos oportunamente.
 - Asegurar que se asigne personal clave de Operación, Mantenimiento y USIPA a la rehabilitación, preferentemente un mes antes del paro.

Módulo TR-4:

- No rotar al personal clave antes o durante una rehabilitación.
- Seguir los procedimientos PAI-03 y PAI-04 en toda su extensión, poniendo énfasis en la calidad y no en el volumen de trabajo para cumplir con las fechas límite de los hitos principales.

-
- Asegurarse de que se identifiquen todos los materiales necesarios con largo plazo de entrega y que la órdenes de compra se finquen al menos 16 meses antes del paro.
 - Consolidar las recomendaciones de Operación, Inspección y Mantenimiento en una lista maestra de trabajos, la cual debe constituir el 80% de trabajos para la siguiente rehabilitación.
 - Identificar lo antes posible los contratos y materiales con largo tiempo de entrega y garantizar que sean tomados en cuenta dentro del proceso de aprobación del presupuesto.
 - Maximizar el uso de contratos plurianuales para la rehabilitación, involucrar a los contratistas en las etapas preliminares de la fase de planeación.
 - Desarrollar una estimación de horas hombre y costos incurridos durante la rehabilitación. Estimar la contribución de los contratos de servicio que no se asignan a activos dentro de SAP.
 - Establecer y comunicar el programa de ejecución al menos dos meses antes de la fecha planeada de inicio de la rehabilitación, utilizar KPI's para monitorear los avances en materia de planeación, programación y ejecución.
 - Idear un plan maestro que contribuya a navegar a través del proceso de planeación de la rehabilitación, considerando los pasos intermedios que deben darse para cumplir con los tiempos límite establecidos en el PAI-03.
 - Realizar un esfuerzo máximo para minimizar los cambios no planeados en el alcance de los trabajos.
 - Hacer más eficiente el proceso de permisos de trabajo, se puede capacitar a personal operativo para que apoye en la autorización de los permisos.
 - El área de Inspección debe definir el término "limpio" para evitar que equipos no críticos se conviertan en críticos.

-
- Adoptar el “principio de 4 ojos de los operadores” para que dos por separado revisen todos los circuitos e inspeccionen al azar la tensión de los pernos de las juntas que se rompieron durante la rehabilitación.
 - Contratar los servicios de un experto en SAP para que pueda planear y maximizar prioridades con base en el cumplimiento del programa y las necesidades de avance del mismo.
 - Redoblar esfuerzos para cumplir los hitos determinados de planeación de la rehabilitación.
 - La calidad de los reportes de inspección debe mejorar para poder identificar la cantidad de reparaciones necesarias a tiempo.
 - Antes de la siguiente rehabilitación, el área de Inspección debe realizar todas las inspecciones que se requieran y conjuntamente con análisis de históricos, definir claramente las reparaciones necesarias y evitar “trabajos recién descubiertos” que no fueron planeados.
 - Evaluar la funcionalidad de los MAF’s (grúas, elevadores, etc.) previo a la rehabilitación.
 - Revisar el proceso de permisos con objeto de minimizar los tiempos ociosos. Capacitar al personal de mayor antigüedad para que complete trabajos tales como la detección o pruebas de O₂, delegarles autoridad para firma de permisos.
 - Medir el avance comparando las horas hombre reales contra las programadas, actualizar diariamente una gráfica que muestre dicho avance. Monitorear detalladamente las rutas críticas y subcríticas.
 - Incrementar la capacitación del personal en SAP, ya que sus capacidades están siendo subutilizadas.

-
- Al emitir reportes acerca de rehabilitaciones, consolidar toda la información en un solo libro que sea la base para el siguiente evento, destacando los puntos de alto riesgo.
 - Se requiere de un alto nivel de disciplina y conocimiento de los sistemas de procesos y las condiciones en que se encuentran para cumplir con los hitos marcados por el PAI-03 y PAI-04 mediante trabajos de calidad y decisiones fundamentadas, no se trata de un ejercicio tan sólo de llenar formas, se requiere de personal calificado.
 - Con lo anterior, se busca reorientar hacia las mejores prácticas, la estrategia de rehabilitaciones.

Con base en lo anterior, se emitirán instrucciones para implementar al 100% las recomendaciones emitidas en cada uno de los entregables tanto de carácter general como específicas. Para las rehabilitaciones de 2013, se podrán aplicar las recomendaciones de los módulos TR-2, TR-3 y TR-4, y para las de 2014 y futuras las de los cinco módulos. Lo anterior, ayudará al SNR a alcanzar los objetivos trazados.

5. Ventanas Operativas.

La Dirección Corporativa de Operaciones en 2009 arrancó el Programa de Ventanas Operativas no obstante hasta 2012 se impulso esta iniciativa en el SNR.

La estrategia de relanzamiento de Ventanas Operativas, se basa en siete palancas:

- Definir equipos de trabajo liderados por la Subdirección de Producción
- Capacitación en VO's y homologación de criterios SNR
- Establecer Ventanas Operativas con base en el diseño de los equipos

-
- Análisis de equipos y plantas que requieren acciones de mejora urgentes
 - Implementar acciones correctivas y establecer rendición de cuentas
 - Desarrollar una herramienta de visualización a nivel SNR
 - Establecer un mecanismo de gestión y rendición de cuentas.

Para llevar a cabo esta estrategia, en diciembre se llevó a cabo una reunión de relanzamiento, donde se acordaron los siguientes puntos:

- El MDO central deberá apoyar la iniciativa de relanzamiento de esta práctica.
- Los responsables de MDO en cada Refinería deberán comunicar la estrategia de relanzamiento de VO's a las Gerencias en el SNR.
- El MDO central deberá apoyar la designación del equipo de trabajo a nivel central integrado por un especialista de la Gerencia de Control de Producción uno de Mantenimiento y otro de la Gerencia de Ingeniería de Proceso.
- El Superintendente general de operación, como Subcoordinador de la mejor práctica de VO's deberá revisar que en su equipo de trabajo a nivel Refinería esté integrado por un especialista de Operación, Mantenimiento, UIPGN y TI con los siguientes requisitos; que el personal de Operación tenga experiencia en al menos dos procesos; Mantenimiento: Formación mantenimiento mecánico con autoridad.
- El MDO central solicitará a cada Coordinador de MDO de las refinerías la lista de equipos críticos, fecha de la última actualización de la criticidad, procedimiento utilizado y la base de cálculo.

-
- El Superintendente de Ingeniería de Mantenimiento deberá actualizar los análisis de criticidad de equipos de acuerdo al procedimiento DCO-800-16700-PAI-01 vigente, este no deberá ser mayor de un año.
 - El Superintendente general de operación como Subcoordinador de la mejor práctica de VO's deberá definir las variables a monitorear como ventanas operativas, éstas deben ser el número mínimo que nos permitan maximizar la confiabilidad del equipo, soportada sobre las hojas de especificación de diseño del equipo.
 - El MDO sede deberá apoyar al equipo central a realizar la arquitectura para la estandarización del sistema de TI para el monitoreo de las ventanas operativas en el SNR.

III. Componente Gestión de la Producción. El objetivo es lograr una mayor adherencia a la programación diaria con base en la captura de oportunidades técnicas y económicas.

Se desarrollaron y/o actualizaron herramientas que permitirán mejorar la programación de la plana operativa de las refinerías.

a. Calibración de Modelos de Simulación en Petro-SIM™

En particular, para medir las brechas económicas de los sistemas técnicos, se recopiló información y generó un modelo de simulación rigurosa de procesos utilizando el sistema Petro-SIM™ que representa las principales plantas de las refinerías. Posteriormente, se integró un modelo con diagramas de flujo de cada refinería incorporando nuevas simulaciones de las unidades de proceso, así como todas las demás operaciones unitarias y mezclas. Para determinar el punto de partida (caso base) se definió un período estable en los procesos de cada refinería verificando que los resultados de esta corrida en PetroSIM efectivamente reflejaran la operación en ese período.

Con el modelo de Petro-SIM™ calibrado fue posible medir el impacto de cada iniciativa técnica generada a través del seguimiento del KPI y factor de servicio asociados que se traduce en mejores rendimientos de productos finales y ahorro de energía principalmente.

b. Calibración de Modelos de Optimización en PIMS

La simulación en Petro-SIM™ permitió actualizar y mejorar los modelos locales de optimización existentes (PIMS), ya que a través de una interface de programación lineal se traducen rendimientos, propiedades y deltas de variables de proceso en vectores que componen las tablas de los modelo de la refinería en PIMS. El proceso de calibración consistió en incluir nuevos ensayos y recortes de crudo para cada planta primaria de las refinerías, revisión de insumos y productos así como de corrientes intermedias y sus propiedades, modificación de Sub modelos en cuanto a rendimientos, propiedades y estructura para lograr una mejor coincidencia con la simulación del caso base en Petro-SIM™.

Además, se realizaron mejoras en los modelos entre las que se pueden mencionar incorporación de cortes variables fraccionados en la tabla de ensayos que permite optimizar la producción de destilados, el uso de límites de variables de proceso en la principales plantas y el cálculo automático (por definición de fórmula) de los índices de mezclado.

Los modelos de simulación y optimización generados durante el proyecto MDO son una herramienta indispensable para fortalecer la programación operativa mensual del SNR, por ello se requieren esfuerzos adicionales para mantener calibradas ambas herramientas. Como parte de este esfuerzo, personal de Planeación, Producción en Refinerías y MDO han realizado visitas a las refinerías para verificar el buen funcionamiento de todos los modelos y sus resultados con los jefes de sector.

-
- *Estrategia de programación diaria.* Esta línea de acción está sustentada en las siguientes acciones: Diseño de nuevo proceso de programación de la producción con la participación de las refinerías; Calibración de los modelos de optimización incluyendo iniciativas MDO; Talleres de capacitación a miembros clave de todo el SNR y Optimización logística de insumos para la producción.

Los avances e impacto a la fecha son los siguientes:

- Se ha logrado que las refinerías y el grupo de programación de oficinas centrales se comuniquen y trabajen en el programa de producción en forma conjunta.
- El apego a los programas operativos de proceso de crudo ha subido de 87% en 2011 a 95.6% en el período enero-noviembre de 2012.

Se han visitado las refinerías de Tula, Salamanca, Salina Cruz y Madero. Quedan pendientes de atender Cadereyta y Minatitlán.

Se realizaron ajustes logísticos para el desalojo, distribución y/o comercialización de la producción incremental de diesel marino en Salina Cruz. Se han generado reuniones para permitir el desalojo, distribución y/o comercialización de la producción incremental de propileno en Salamanca y Cadereyta y se generó una nueva iniciativa para suministro de butanos a Madero, Tula y Cadereyta aprovechando la corriente de butano de las fraccionadoras de butano de la refinería de Minatitlán.

Además, la coordinación logística con la implementación de las iniciativas técnicas de agotamiento de residuo de vacío, incremento en producción de ACL, mezclado de producto, viscorreductoras, H-Oil y coquizadoras, lo cual ayudará a evitar las limitaciones de proceso de crudo por salidas de combustóleo.

IV. Componente de Suministros. Tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de insumos y refaccionamiento crítico para el SNR, a partir de la selección de categorías críticas considerando su monto e importancia.

7. Estrategia de suministros para categorías prioritarias. En primer término se han establecido recomendaciones para optimizar el proceso de suministro en el SNR: Consolidar los contratos por proveedor y tipo de material así como negociar mejores precios y condiciones por volumen; Disminuir los tiempos requeridos desde la solicitud de una requisición hasta el surtimiento; Desarrollar proveedores confiables para establecer relaciones a largo plazo; Unificar los sistemas para el seguimiento a las compras; Mejorar la coordinación y planificación y Optimizar la gestión de inventarios.

En este contexto, se identificaron y establecieron categorías prioritarias definidas en tres olas, que representan entre el 28 y 38 % del gasto en cada categoría.

Ola 1. Sosa Cáustica, Nitrógeno, Ácido Sulfúrico y Catalizador para plantas catalíticas FCC.

Diagnóstico de oportunidades en la primera Ola

	Soluciones propuestas	Gasto 2011 MMUSD	Ahorro Porcentaje	Impacto estimado MMUSD / año
Sosa cáustica	<ul style="list-style-type: none"> Modificar mecanismos de ajuste de precio para incluir referencias internacionales Invitar a proveedores internacionales Validar necesidad técnica de grado rayón 	21	55	= \$3.2-11.6
Nitrógeno líquido	<ul style="list-style-type: none"> Renegociar contratos vigentes con Praxair para homologar precios base y establecer MXN como moneda funcional Evaluar establecimiento de plantas de producción en sitio 	15	15	= \$1.3-2.2
Ácido sulfúrico	<ul style="list-style-type: none"> Terminar los contratos con precios elevados Identificar proveedores alternativos factibles Realizar un nuevo proceso de contratación para incorporar los y/o consolidar volúmenes 	6	15	= \$0.2-0.9
Equipos de Medic. y Control	<ul style="list-style-type: none"> Establecer contactos con proveedores primarios para categorías principales Implementar contratos preparatorios para la adquisición de sus equipos y refacciones 	58	5	= \$1.4-2.6
Total		100	17	= \$7.1-17.4

Ola 2. Refacciones para Turbogeneradores, refacciones para Compresores, refacciones para Bombas, Tubos para plantas, Sellos Mecánicos y Equipo de Medición y Control.

Diagnóstico de oportunidades segunda Ola

	Soluciones propuestas	Nivel de avance	Base gasto M/M USD / año	Impacto estimado M/M USD / año (%)
Turbo-generadores / Siemens	<ul style="list-style-type: none"> Reducir precios en base a históricos Reducir costo de mano de obra y horas por servicio 	5	44.6	5.2 – 10.2 (12-24%)
Compresores / Dresser	<ul style="list-style-type: none"> Consolidar pedidos, reducir precios y asegurar stock para emergencias Reducir costo de mano de obra y horas por servicio 	5	30.4	4.6 – 7.5 (15-25%)
Bombas y compresores	<ul style="list-style-type: none"> Consolidar proveedores, estandarizar y simplificar especificaciones Consolidar pedidos, fijar precios y asegurar stock para emergencias Reducir costo de servicios 	3	22.4	3.0 – 5.2 (13-23%)
Ref. plts de proc. – tubos y empaques	<ul style="list-style-type: none"> Definir 2-3 proveedores por categoría Reducir precios en base a históricos y "should cost" 	4	7.5	1.0 – 2.4 (13-32%)
Sellos mecánicos / Flowserve	<ul style="list-style-type: none"> Ajustar precios en base a mínimo histórico ajustado Negociar precios por pedido consolidado 	5	6.5	0.5 – 0.8 (8-12%)
TOTAL			111.5	14.3 – 26.1 (13-23%)

Ola 3. Se encuentra en proceso de identificación, por parte del personal de las refinerías, para realizar su consolidación y contratación a nivel central.

Adicionalmente con lo que respecta a la Ola 1 de Suministros se informa lo siguiente:

Se dio seguimiento al envío de la documentación correspondiente a cada una de las categorías prioritarias de suministros, por parte de las refinerías hacia la Gerencia de Recursos Materiales (GRM) para llevar a cabo el proceso de compra consolidada de; Sosa Cáustica, Nitrógeno, Ácido Sulfúrico, para el período 2013-2015.

Se propusieron las fórmulas de ajustes de precios para las contrataciones de Sosa Cáustica con base a índices internacionales ICIS y para Ácido Sulfúrico con base a Índices Nacionales de Precio Productor.

De acuerdo a los cronogramas de contratación los avances para cada una de las categorías de la Ola 1, es el siguiente:

El 12 de diciembre de 2012 se realizó la presentación y apertura de propuestas por parte de los convocantes a la licitación de Sosa Cáustica, teniendo programado emitir fallo durante enero de 2013. En la adquisición de Sosa Cáustica se llevó a cabo un cambio de grado, de rayón a membrana, lo que permitirá un proceso eficiente y sustentable.

Para el período 2013-2015, el 22 de diciembre se asignó el contrato de Nitrógeno, mediante la modalidad de contrato abierto a las Compañías de CRYOINFRA para las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salamanca y PRAXAIR para las refinerías de Salina Cruz y Tula.

El 12 de diciembre de 2012 se realizó la presentación y apertura de propuestas por parte de los convocantes a la licitación de Ácido Sulfúrico y de acuerdo al cronograma de actividades para la contratación se tiene contemplado emitir el fallo Sosa Cáustica, teniendo programado de emitir fallo durante enero de 2013.

Para el suministro de Catalizador FCC período 2013-2014, las refinerías y la Gerencia de Ingeniería de Procesos (GIP), están elaborando las bases técnicas y la documentación soporte para tramitar su contratación a través de ITS.

De acuerdo a los programas de contratación los avances para cada una de las categorías de la Ola 2, es el siguiente:

Se emitieron recomendaciones para revisar los contratos marco de las siguientes marcas/equipos: Siemens-Turbogeneradores; Dresser-Compresores y Elliot-Compresores. Así mismo, se encuentran en proceso de análisis: bombas y refacciones para plantas de proceso,

como tubería sin costura y empaques estructurados. Finalmente, están en proceso de consolidación y análisis equipos de medición y control para privilegiar las compras a proveedores primarios.

En lo que respecta a la Ola 3, se pretende enviar los lineamientos de la metodología de consolidación y negociación de precios, a las refinerías, con el objeto de que en cada una de ellas se identifique las categorías prioritarias.

V. Componente de Fortalecimiento Organizacional. Este componente está constituido por dos elementos: Gestión del Desempeño, en el cual se definieron los elementos clave de un sistema de gestión de desempeño individual y un sistema institucional de rendición de cuentas del SNR; y Factor Humano en el que se definió la estrategia para cerrar las brechas identificadas en capacitación y gestión de talento y un programa de administración del cambio (apéndice).

En lo que respecta a Gestión del Desempeño se han desarrollado las siguientes líneas de acción:

8. *Sistema de evaluación individual.* En esta iniciativa se definió el cascadeo de indicadores para todos los puestos de personal técnico, desde el Subdirector de Producción, hasta los jefes de sector de cada una de las refinerías. Como primera etapa, en el Sistema Institucional de Evaluación al Desempeño Individual (SIADI), quedaron alineados los indicadores del Subdirector con los de los Gerentes de las seis refinerías del SNR.

Matriz de indicadores SIADI

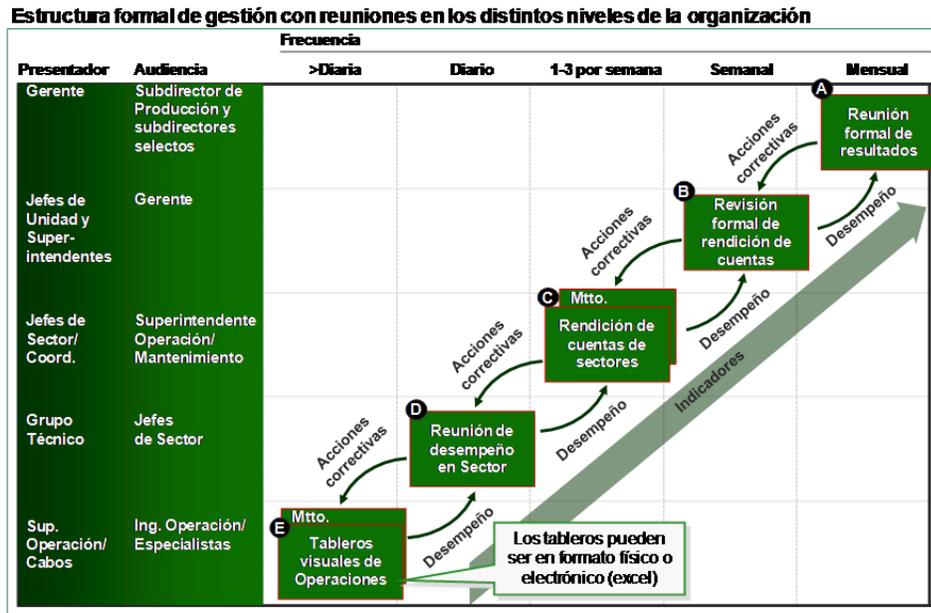
Indicador	Unidades	Cadereyta	Madero	MinaGitián	Salamanca	Salina Cruz	Tula
▪ Índice de frecuencia		5% 39-30	8% 3-26	6% 39-3	8% 4-3	7% 39-30	3% 39-30
▪ Índice de gravedad		5% 34.9-25	8% 25-21	6% 34.9-25	8% 30-20	7% 29-20	3% 29-25
▪ Índice ASP		6% 2.4-2	5% 2-2	8% 2.49-2	8% 2.5-2	7% 2.4-2	7% 2.4-2
▪ Índice de paros no programados	%	8% 3.9-3	10% 3-3	8% 4.9-4	10% 4-3	10% 3.9-3	5% 3.9-3
▪ Disponibilidad mecánica	%	6% 90.3-92.2	10% 92-92	10% 92.9-93	10% 89-93	10% 90.7-95.8	5% 90-93.4
▪ Margen neto	USD/bbl		3% 0-0	6% 24-4.03	8% (5)-(2)	6% (4)-25	5% (3.67-2.02)
▪ Margen variable	USD/bbl	7% 6-6.35	3% 3.5-3.5	6% 3.01-6.8	8% 2-0	6% -1-1.05	5% (1.05)-(0.21)
▪ Adherencia al plan de producción	%	8% 90.5-94.2	10% 93-93	9% 90.1-93	10% 86.5-91.5	10% 92.6-94.6	10% 90-95
▪ Rendimiento gasolinas	%	7% 39.1-40	10% 34-34	8% 39.5-40	10% 39.3-41.6	10% 39.3-41.6	8% 34.1-34.5
▪ Rendimiento destilados intermedios	%	7% 30-30.9	10% 30-30	10% 29-29.9	10% 30.7-31.7	10% 28.1-28.4	7% 25.1-25
▪ Productividad laboral		3% 2.1-2.5	8% 3-3	7% 2-2.5	5% 25-31-3	7% 26-31	5% 2.1-2.5
▪ Captura de beneficios MDO	MMUSD	8% 60-63	5% 100-100	6% 30.1-45	5% 100-114	5% 86-90	5% 73-73
▪ Consumo de Combustóleo	MBO		3% 1.5-1.5				7% 5.4
▪ Recuperación de Azufre	%	6% 90-90.9		10% 90-90.9			
▪ Otros indicadores Específicos por Refinería		24% n.a.-n.a.	7% n.a.-n.a.			5% n.a.-n.a.	25% n.a.-n.a.

Para la etapa de planeación de 2013 durante enero, se alinearán los indicadores y metas de los siguientes niveles jerárquicos de cada refinería y de la Subdirección de Producción, de acuerdo al cascadeo establecido en esta estrategia.

9. *Sistema institucional de gestión y rendición de cuentas (SNR)*. La estrategia se centra en establecer diálogos de desempeño en los diferentes niveles de la refinería, mediante reuniones regulares, estructuradas y planeadas cuidadosamente entre gerentes y sus reportes directos, en dónde se usan datos precisos para revisar el desempeño de cada unidad, entender las causas principales de cualquier brecha, y acordar los planes de acción priorizados para enfrentarlas.

Con objeto de homologar los diálogos de desempeño en todas las refinerías del SNR, se diseñó una estrategia para formalizar el esquema de reuniones de rendición de cuentas con indicadores específicos, la cual considera la siguiente estructura básica para su desarrollo: a) De Supervisores a Ingenieros de Mantenimiento y Operación, seguimiento diario mediante tableros operativos; b) De grupo técnico a Jefes de Sector, reunión diaria mediante diálogos de desempeño; c) De Jefes de Sector a Superintendentes reunión semanal con presentación gráfica; d) De Jefes de Unidad al Grupo

Directivo de la Refinería mediante presentación gráfica por unidad alternada semanalmente y finalmente, de Gerente a Subdirector, mensualmente mediante una presentación grafica que contenga la información de todo el centro de trabajo.



10. *Estrategia de comunicación.* Con el objetivo de informar, sensibilizar y difundir el programa MDO se han realizado diversas actividades, dentro de las que destacan las siguientes: se diseñaron trípticos y boletines informativos, se elaboraron mantas con fotografías de los jefes de sector y talleres con las leyendas de los compromisos para mantener la difusión del programa así mismo se estableció un canal de información a través del correo electrónico institucional.

Se consolidó el documento con la metodología de la comunicación, la cual define los roles y funciones tanto del personal de las refinerías como del personal de oficinas centrales.

11. Programa de gestión de talento. Un componente central del programa MDO, es el desarrollo del Factor Humano, por lo que se

ha trabajado en iniciativas relevantes para capacitar, evaluar y reconocer al personal.

Con respecto a las iniciativas de evaluación y reconocimiento al personal, debido a que cada centro de trabajo estaba aplicando diferentes criterios de reconocimiento, se elaboró una propuesta de homologación del premio MDO para todo el SNR, en la cual se determinaron 4 categorías para entrega de reconocimientos las cuales son:

- Competencia entre Sectores
- Trabajador Sobresaliente, para Operadores y Operarios
- Personal Sobresaliente, para Personal Técnico
- Competencia entre Refinerías

En la propuesta de homologación de la iniciativa del premio MDO se estableció la frecuencia y el número de ganadores por refinería, quedando pendiente autorizar los premios a otorgar así como la mecánica y procedimientos de aplicación para cada ganador.

El pasado 29 de noviembre, los Directores Generales de Petróleos Mexicanos y Pemex-Refinación, entregaron a los Gerentes de cada refinería, el premio MDO, en sus 4 categorías, posteriormente en cada refinería, los Gerentes entregaron los premios correspondientes a los trabajadores que se hicieron acreedores al mismo, actualmente se trabaja en el cierre del documento final de esta estrategia para poder emitir la versión definitiva hacia las refinerías del SNR.

También, destaca en este rubro la impartición de más de 15 mil horas hombre en capacitación y coaching en temas de gestión y economía de la refinación.

12. *Programa de fortalecimiento de liderazgo.* Las mejores prácticas internacionales muestran que la buena salud organizacional es un factor clave para mejorar el desempeño de cualquier organización.

Se llevó a cabo el diagnóstico de fortalecimiento organizacional el cual arrojó que una de las principales áreas de oportunidad para la mejora del desempeño operativo es la consolidación de cuadros de liderazgo sólidos.

Se realizaron Cinco acciones específicas para diagnosticar el estado organizacional del Sistema Nacional de Refinación: Encuesta electrónica de salud organizacional a personal de confianza, encuesta física de salud organizacional a niveles menor a 32, entrevistas con el GDD y gerentes de refinerías, grupos de enfoque y análisis de elementos organizacionales.

Se implementaron cuatro iniciativas fundamentales para el programa de fortalecimiento de liderazgo:

- Perfil de liderazgo en cada refinería coincidiendo que los principales atributos para un líder son valores, orientación a resultados, colaboración y mentalidad estratégica.
- Evaluaciones 360° para capturar percepciones sobre el desempeño de los líderes de las refinerías en los atributos delineados anteriormente.
- Sesiones de retroalimentaciones individualizadas con la intención de profundizar en éxitos y áreas de oportunidad de cada líder.
- Talleres de liderazgo individual y liderazgo en grupos para reforzar habilidades necesarias de un buen líder.

13. Programa de productividad laboral. Este programa garantiza la optimización del uso de los recursos y personal para que se maximicen la captura de ahorros incrementando la disponibilidad de horas adicionales del personal.

De acuerdo al éxito que se presente por el desarrollo de la estrategia de mantenimiento rutinario, incrementando el tiempo efectivo de trabajo en cada refinería, lo anterior fortalece lo

planteado por el MDO que reconoce como un componente central, el desarrollo del Factor Humano, el cual contempla un programa de productividad laboral como uno de sus pilares principales. El diagnóstico de este programa dentro las refinerías del SNR, mostró dos principales problemáticas; Bajo índice del Tiempo Efectivo de Trabajo y gasto excesivo en realización de trabajos de mantenimiento por terceros.

Por lo anterior se instruirá primeramente a dar continuidad y lograr el éxito de la estrategia de mantenimiento rutinario, con lo cual se podrá optimizar e incrementar el tiempo efectivo de trabajo del personal de mantenimiento de cada una de sus refinerías y posteriormente se deberá realizar un análisis interno de los servicios brindados por terceros que puedan ser sustituidos por el personal propio de mantenimiento y que signifiquen ahorros importantes para el centro de trabajo.

Para asegurar estos ahorros calculados y considerando la complejidad de las actividades se deberán identificar mediante tres olas, los trabajos de Mantenimiento Rutinario, de Mantenimiento Técnico y de Mantenimiento de alta especialización para:

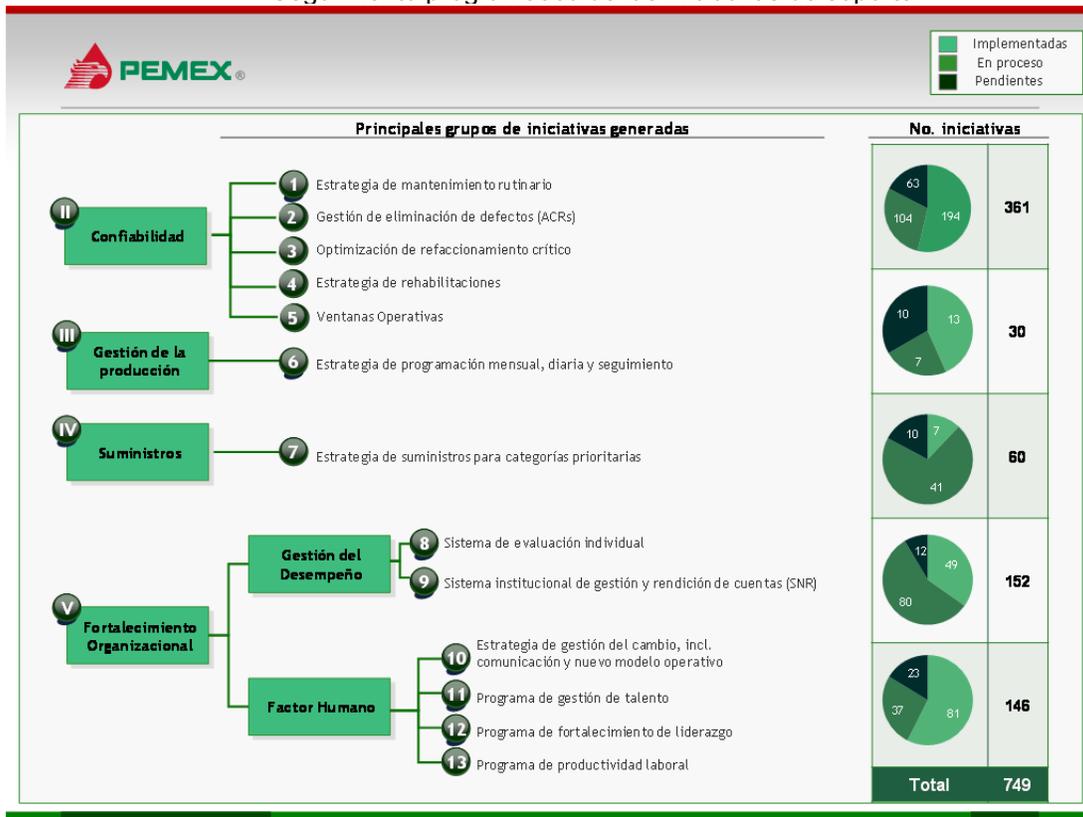
- Preparar un plan estratégico global de cada ola o iniciativa
- Definir actividades específicas a ser realizadas por el personal interno
- Preparar y ejecutar los programas de capacitación correspondientes
- Definir tiempos y metas con responsables claros para ejecutar el cambio
- Realizar pilotos para corroborar el desarrollo de habilidades del personal propio
- Identificar líderes que impulsen el cambio y la sustitución de los trabajos por terceros

- Definir metas y tiempos para realizar los cambios propuestos.

Adicionalmente, la captura de ahorros relacionados a la productividad laboral se hará reduciendo el gasto en contratistas y gasto en contratos de inversión del personal propio, en tres olas según la complejidad de las actividades: Ola1 mantenimiento rutinario, ola 2 mantenimiento técnico y ola 3 mantenimiento de alta especialización.

Apéndice

Seguimiento programático de las iniciativas de soporte.



ANEXO 2

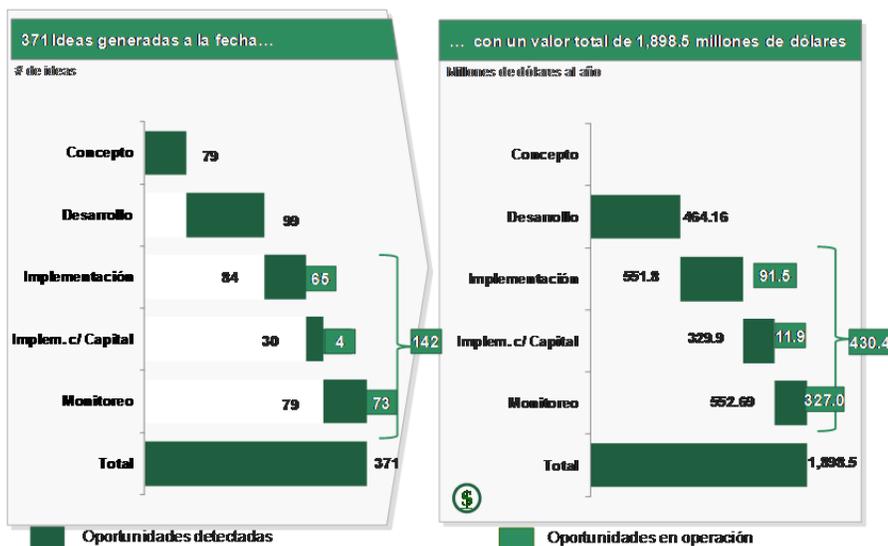
OBSERVACIONES DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías de Pemex-Refinación (MDO)

Pemex-Refinación tiene un problema grave que se ve reflejado en el deterioro de sus resultados operativos y financieros, por lo que es urgente que la administración defina si el MDO está dando resultados o no, y qué medidas adicionales va a implementar y el plazo en que se percibirán logros concretos.

En el Componente Sistema Técnico, cuyo objetivo es mejorar los rendimientos de los procesos de refinación, reducir el consumo energético y disminuir pérdidas de aceite, se han identificado con corte al mes de diciembre de 2012, 371 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, con una captura potencial de 1,898.5 millones de dólares anuales. Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.79 dólares por barril en el SNR. Dentro de las iniciativas que están identificadas, con corte al mes de diciembre 142 oportunidades están en operación.

Estatus de las iniciativas de Sistema Técnico.



Del total de las 193 oportunidades que se encuentran dentro del estatus de implementación y monitoreo, se identifica un potencial anual de 1,431 millones de dólares anuales, de éstas como ya se

mencionó 142 se encuentran en operación con un beneficio estimado anual de 987.47 millones de dólares anuales.

Las refinerías de Salina Cruz y Madero que corresponden a la primera Ola de implementación cuentan con un beneficio acumulado de 93.7 y 102.1 millones de dólares, respectivamente.

De la segunda Ola del programa que incluye a las refinerías de Tula y Cadereyta, destaca la refinería de Tula con el mayor beneficio potencial anual en 234 millones de dólares. De la tercera Ola, las refinerías de Minatitlán y Salamanca, no obstante su reciente integración al programa se han identificado beneficios potenciales significativos, contabilizando la refinería de Salamanca el mayor beneficio estimado anual en 202.2 millones de dólares.

Estatus de oportunidades operando

Refinería	Total iniciativas a Diciembre	Oportunidades en implementación, Implem. c/ capital y monitoreo	Beneficio potencial (MMUSD)	Oportunidades en operación	Beneficio acumulado (MMUSD) ¹	Beneficio estimado anual (MMUSD)
Salina Cruz	60	28	282.3	13	93.72	129.83
Madero	97	47	222.1	34	102.12	135.94
Tula	72	45	279.5	36	50.03	234.83
Cadereyta	33	26	261.1	24	93.22	184.56
Minatitlán	66	26	184.2	14	36.77	100.03
Salamanca	43	21	202.2	21	54.57	202.28
Total Dic.	371	193	1,431.4	142	430.43	987.47
Cierre a Nov.				135	390.5	961.96

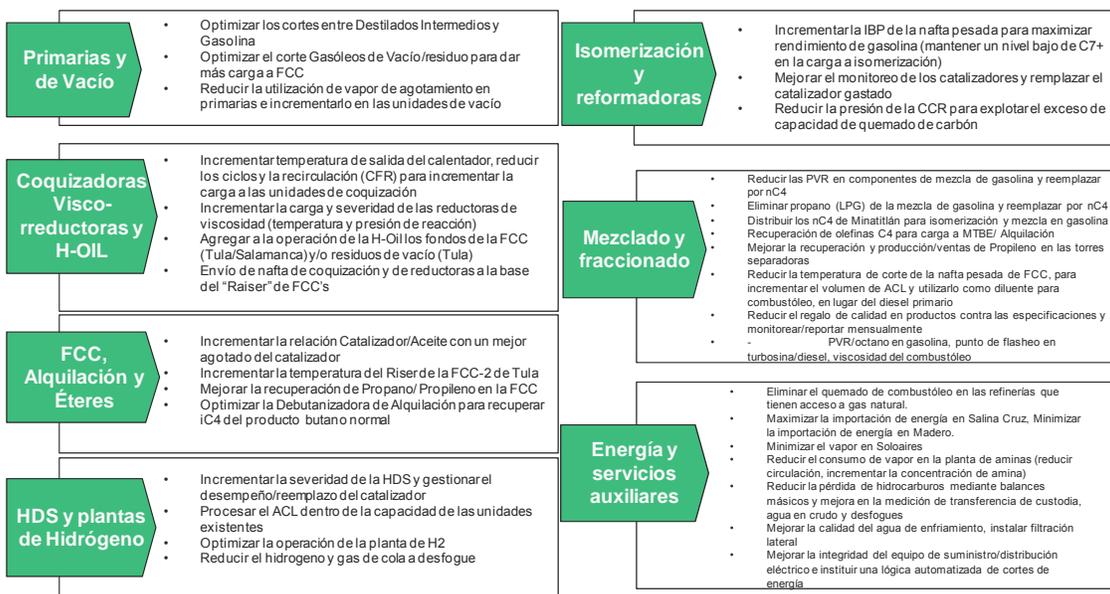
Para impulsar el programa se estableció una estrategia para capturar de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un impacto volumétrico de 15.3 MBD más de gasolinas, 53.6 MBD más de diesel y turbosina y una disminución de 48.6 MBD de combustóleo, mediante la operación de 100 iniciativas de las 371 identificadas.

Estrategia 80/20 de Sistema Técnico

Refinería	Proceso de Crudo Caso base MBD	No. de Oportunidades 80/20	Beneficio potencial combinado MMUSD	Impacto volumétrico					
				Gasolina		Diesel + Turbosina		Combustóleo	
				%	MBD	%	MBD	%	MBD
Salina Cruz	290	14	138	-0.16	-0.46	2.9	8.3	-3.4	-9.71
Cadereyta	221	11	104	1.7	3.83	0.6	1.3	-1.7	-3.70
Tula	285	18	164	-2.1	-5.95	4.4	12.6	-2.9	-8.3
Minatitlán	246	26	325	5.1	12.5	4.8	11.9	-5.9	-14.4
Salamanca	180	19	185	1.2	2.2	8.3	14.9	-2.5	-4.41
Madero	150	12	110	2.1	3.2	3.1	4.6	-5.4	-8.0
Total	1,372	100	1,026	1.1	15.3	3.9	53.6	-3.5	-48.6

Para mayor comprensión e impacto del programa, las iniciativas sobresalientes se pueden analizar por agrupamientos en las plantas de proceso según su tipo, así como energía y servicios lo que permite incrementar los rendimientos de las plantas, maximizando las variables operativas incluso por arriba de su diseño.

Agrupamiento de las principales iniciativas de Sistema Técnico

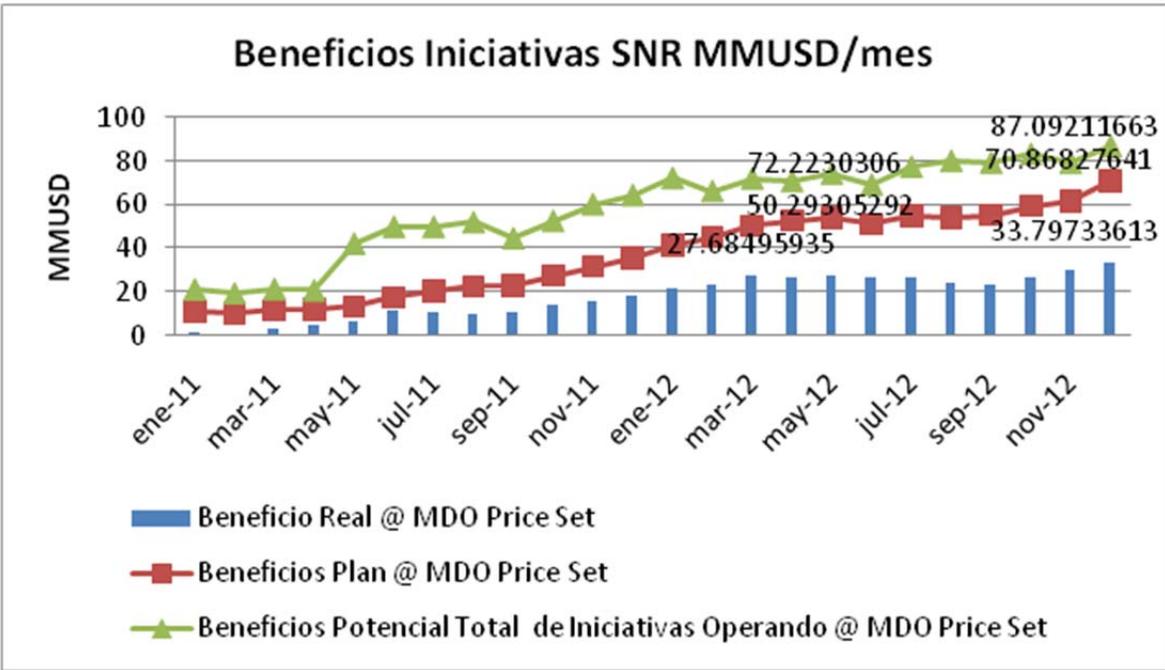


Reporte de resultados e impactos del Programa MDO

Beneficios mensuales de sistemas técnicos

Para fines de documentar y complementar los resultados e impactos de las iniciativas del Sistema Técnico del MDO, en la siguiente gráfica se ilustra la captura real de beneficios mensuales contrastados con los beneficios potenciales de las propias iniciativas a partir de dos análisis: a.1) El beneficio potencial integral (línea verde) el cual es susceptible de ser capturado en las condiciones generadas en la simulación de procesos integral de cada refinería; y a.2) el beneficio planeado (línea roja) que considera los factores de servicio determinados para cada mes a partir de las restricciones de operación de las plantas, así como los planes de implementación de los KPI's de las iniciativas y el beneficio real (columnas azules) de acuerdo con el grado de implementación.

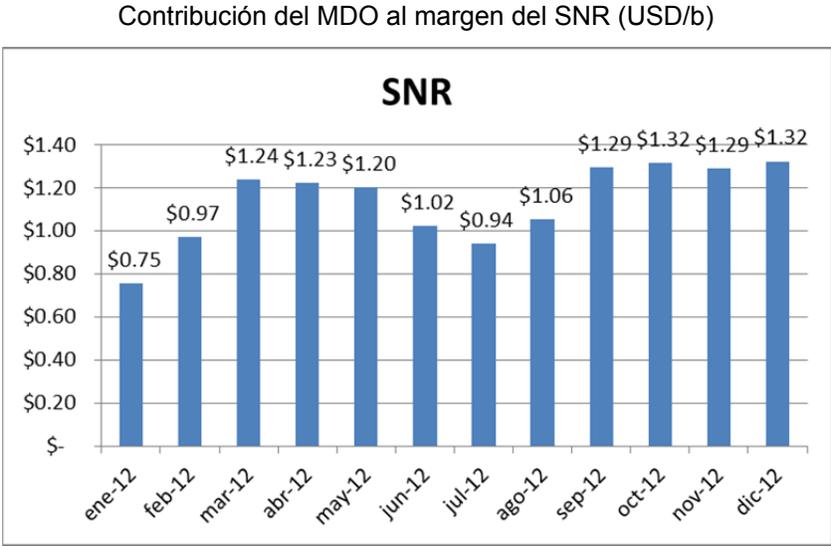
Como se puede apreciar desde el arranque del programa, en diciembre de 2012, con 142 iniciativas operando, se obtuvo el mayor beneficio mensual de las oportunidades con 33.8 MMUSD que corresponden a 47.7% del plan.



El valor potencial anual de las 142 iniciativas operando de forma sostenida durante un año, permitirá obtener un beneficio total de 1,025 MMUSD anuales (87.09 MMUSD/mes), es decir 2.03 USD/b.

Impacto en márgenes de refinación

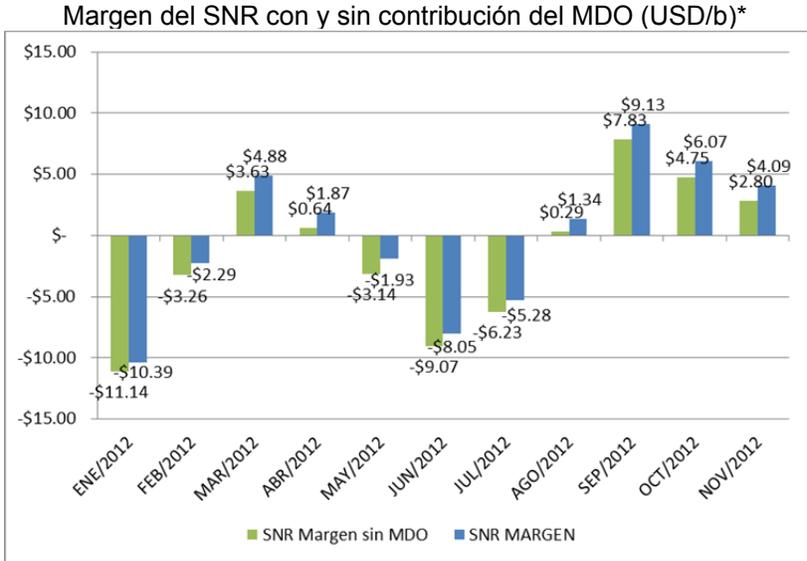
Considerando la información de las herramientas de seguimiento “Profit Tracker” de cada refinería, la cual se vincula con los datos de márgenes del SNR, los impactos de las iniciativas técnicas del MDO se pueden identificar en la variación de los márgenes. Así, en la gráfica siguiente, se señala la contribución al margen de refinación de las iniciativas MDO, identificando en diciembre de 2012 con la mayor contribución con 1.32 USD/b.



La Subdirección de Planeación de Pemex-Refinación realiza mensualmente el cálculo de los márgenes del SNR considerando la información operativa de las refinerías y los precios vigentes. En este sentido, al análisis mencionado se le incorpora la información de los beneficios económicos actualizados de la herramienta del MDO “Profit Tracker”. Así, en noviembre de 2012, el margen del SNR fue de \$4.09 USD/b, que se ilustra en color azul y el efecto de la contribución de los beneficios obtenidos por el MDO se calcula restando este último al margen del SNR, mostrado en color verde; quedando así el margen de

noviembre en \$2.8 USD/b al aislar los \$1.29 USD/b de la contribución del MDO.

En suma, en diciembre de 2012, la contribución real del MDO fue de \$1.32 USD/b y de \$1.14 USD/b en promedio en el año. Se estima que durante 2013, de incrementarse la confiabilidad de las plantas y logrando la máxima implementación de los KPI's de al menos las 142 iniciativas que están en operación, se logre una contribución de \$2.03 USD/b (1,025 MMUSD/año).



*NOTA: No se muestran los datos de márgenes de diciembre debido a disponibilidad en BDR.

Reducción de paros no programados por refinería

Uno de los principales problemas en Pemex-Refinación es el relacionado a paros no programados, lo que impacta en indicadores de rendimiento. El problema persiste y es necesario generar estrategias de solución que reduzcan su incidencia y permitan incrementar paulatinamente el rendimiento de la infraestructura del SNR.

Estrategia de solución para reducir los paros no programados en el SNR

Para la reducción de los paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación e incrementar el rendimiento de la infraestructura del SNR se están implementando las siguientes estrategias:

1. Se concluyó una reestructura organizacional para fortalecer la supervisión de la operación de las instalaciones.
2. Se llevan a cabo de forma sistemática, análisis de causa raíz, donde se toman acciones para evitar la recurrencia de las fallas.
3. Se estableció a niveles Directivos procesos de rendición de cuentas, donde su evaluación del desempeño está relacionada con metas asociadas a la reducción del IPNP, incrementar la producción de petrolíferos y la utilización de los activos.
4. Para reducir el error humano, está en proceso de implementación la metodología de Disciplina Operativa y se estableció un programa para contar con personal capacitado, calificado y/o certificado en actividades críticas. Al cierre de 2012 se capacitaron 188 profesionistas y operarios.
5. Se inició la aplicación de la estrategia para incrementar la confiabilidad operacional de los Servicios Principales en el SNR, de las cuales entre las principales acciones se encuentran las siguientes:

-
- Rehabilitaciones a punto cero de calderas, turbogeneradores, plantas de tratamiento de aguas.
 - Aplicación de la coordinación de protecciones eléctricas.
 - Sustitución de equipos por obsolescencia.
 - Modernización de sistemas de control.
 - Capacitación del personal técnico.
6. Se están aplicando técnicas de Monitoreo Basado en Condición de equipos dinámicos en las 6 refinerías del SNR.
 7. Se están consolidando pedidos abiertos de refacciones para el mantenimiento de equipos críticos.
 8. Se establecieron programas para modernizar y/o reemplazar equipos por término de vida útil y obsolescencia.

Confiabilidad de la infraestructura de almacenamiento y distribución de petrolíferos

Conforme aumenta la demanda de petrolíferos, se hace más evidente la presión que se genera sobre su infraestructura de almacenamiento y distribución, tanto en su capacidad de garantizar la entrega oportuna de petrolíferos como en responder ante emergencias e imprevistos.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de la infraestructura para la distribución de crudo y petrolíferos que contribuya al desempeño sostenido del negocio, durante 2012 se concretaron las iniciativas siguientes:

- Se puso en operación el poliducto de 18" D.N. x 103 km Cima de Togo–Venta de Carpio y la Estación de Bombeo Beristaín de 10 MHP, para el incremento de capacidad de transporte de 70 a 140 MBD, para abasto de combustibles al Valle de México.
- Se puso en operación el ramal de 10" D.N. x 1.810 km a la TAR Pachuca, del Poli 14" D.N. Poza Rica–Tula, para disminuir el movimiento de autotanques a dicha Terminal.
- Se restauró la operación del poliducto 8"-6" D.N. Añil–Cuernavaca, para suministro a la TAR Cuernavaca y apoyo a la Ruta del Sol.
- Se realizó la Inspección interior de 1,326.8 km de ductos y la atención de 450 indicaciones por administración directa en los 16 sectores de ductos.
- Se concluyó el proyecto para la "Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio", tramo Mendoza-Venta de Carpio, se atendieron indicaciones así como grietas en el tramo San Martín–Venta de Carpio.
- Se encuentra en ejecución la Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros y en el corredor Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, donde se han realizado evaluaciones directas e inspecciones con ondas guiadas

y se han atendido anomalías en líneas de Rosarito, Oleo L2 Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, Oleo L1 tramos Nuevo Teapa–Mazumiapan, Tres Hermanos–Sta. Emilia, Sta Emilia–L20.

- Están en ejecución los proyectos para rehabilitación integral a los Sistemas de Protección Anticorrosiva de los ductos en corredores: Nuevo Teapa–Poza Rica–Madero–Cadereyta, Sectores Minatitlán, Veracruz, Poza Rica, Madero; Ductos Playeros de Minatitlán, Veracruz, Poza Rica; DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros de Salina Cruz; corredor Madero–Cadereyta, Sector Victoria; Poli 8”-6-2 Añil–Cuernavaca.
- Se iniciaron los proyectos para inspección, rehabilitación y certificación de: oleoducto 48” D.N. Nuevo Teapa–Salina Cruz; Oleos L-1 30”-24” Nuevo Teapa-Tula-Salamanca y L2 24” Nuevo Teapa-Tula.
- En cuanto a instalaciones portuarias, se concluyó la rehabilitación de 9 tanques en la TM Pajaritos, de los cuales 6 fueron puestos en operación al cierre de 2012. Se concluyó la rehabilitación de tuberías en racks intercomplejos, envolventes no metálicas en circuitos de proceso. Se formalizaron contratos para la rehabilitación de circuitos de combustóleo, diesel y crudo, asimismo, para la rehabilitación de los muelles 3 y 4 de dicha terminal y de la ROP Lerma.
- En la Terminal Marítima Tuxpan, se pusieron en operación 3 tanques rehabilitados y se iniciaron 3 más. Se realiza restauración de tuberías en circuitos interiores.
- En la Terminal Marítima Salina Cruz, se concluyó la rehabilitación de 3 tanques y se ejecuta uno más, asimismo, se inició la rehabilitación de tuberías en los muelles 4 y 5 de esta terminal.
- En la Paz, BCS., se construye un nuevo muelle conforme a la capacidad de la flota renovada. Actualmente se realiza la construcción de plataforma de acceso, duque de amarre 3, bocatoma contraincendio y habilitado de pilotos muelle 2.

-
- Se formalizó contrato para la adquisición de 3 monoboyas nuevas, para sustitución en Rosarito, Tuxpan y Salina Cruz; actualmente en fabricación, para entrega en el segundo semestre de 2013.
 - Se adquirieron 156 mangueras marinas: 99 para Salina Cruz, 45 para Rosarito y 12 para La Paz.
 - Se adquirieron 54 brazos de carga marinos, para asegurar y agilizar maniobras de carga y descarga de buques.
 - En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron 122 de 129 sitios asociados a 7 poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. Actualmente se ejecuta la automatización de 47 ductos más con un alcance de 193 sitios, cuyo avance al cierre de 2012 reportó 16 instalaciones integradas al SCADA. Asimismo, se puso en operación el centro de control principal.
 - Se formalizó contrato para desalojo de Combustóleo Pesado hacia Pajaritos, vía ferroviaria.

Por otra parte, asegurar la confiabilidad operativa mediante el mantenimiento de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos es un elemento fundamental. En cumplimiento a la normatividad institucional aplicable, de un total de 25 inspecciones vencidas en Tanques de Almacenamiento, éstas fueron atendidas y se cerró el año con 23, representando un menor número al del cierre de 2011, en Tuberías el dato pasó de 11 a 5, en PSV's (válvulas de seguridad) de 25 a 3, y en RSP's (recipientes sujetos a presión) de 4 a 0, todo lo anterior del cierre del período de 2011 al cierre de diciembre de 2012. Esto fue posible gracias al esfuerzo cotidiano del personal especialista; a manera de ejemplo, en el último año se dio mantenimiento a 72 Tanques de los 603 en el sistema.

En este sentido, las condiciones operativas de las instalaciones y equipos son óptimas. Ahora el reto es pasar del mantenimiento preventivo y correctivo planeado al predictivo mediante la implantación del modelo PEMEX Confiabilidad, el cual considera las mejores

prácticas como la inspección basada en riesgos. Bajo este contexto, durante 2012 se logró la certificación en materia de confiabilidad de 4 de nuestros ingenieros adicionales a los 5 ya certificados; de igual forma, también se desarrolló el contrato de “Implementación del Modelo de Confiabilidad Operacional en las TAR’s de Azcapotzalco, Añil y Guaymas”, cuya metodología será replicada al resto de los Terminales adscritas a la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

Proyecto integral de Reemplazo de Autotanques, Programa 2012-2016.

Fue autorizado por la SHCP para el período de 2012-2014, la inversión requerida para el primer proceso en 2012, que fue de 94.57 MM\$ y comprendió la adquisición de 49 unidades de 25m³ de capacidad, permitiendo sustituir los modelos 2002 que son los de mayor antigüedad, y para lo cual se llevó a cabo el proceso licitatorio generando el contrato 4500424650, teniendo una vigencia de 140 días a partir del 15 de marzo del 2012 y conclusión el 13 de julio de 2012, cumpliéndose a la fecha en tiempo y forma con el 100% de las entregas de autotanques.

Este proyecto de reemplazo consideró cambios en las especificaciones técnicas de los autotanques e incremento de volumen de 20 m³ por 25 m³ para atender la norma oficial mexicana NOM-012-SCT-2-2008 emitida en 2008, en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, los cuales señalan que el actual tipo de vehículo no podrá circular en algunas carreteras federales de acuerdo a la clasificación de la SCT.

Al cierre de 2012 las 49 unidades adquiridas se encuentran con todos los trámites de emplacamiento, seguros, tenencias, verificaciones, calibraciones, pruebas de pre arranque y la administración del cambio aplicada en las terminales a las que fueron distribuidas, sólo en espera de los permisos de transporte de residuos y materiales peligrosos que otorga la SCT, para el inicio de las operaciones.

Para 2013 se continuará con el segundo proceso de adquisición para sustituir 30 autotanques tipo “tractor quinta rueda” modelo 2005, considerando solamente la unidad automotriz sin el tonel, esto toda vez que los toneles de 30,000 lts. con los que cuentan los actuales tractores, se adquirieron durante el ejercicio 2011. Esta adquisición se encuentra condicionada por la SHCP a documentar los consumos de combustible, costos de mantenimiento y kilometrajes recorridos para los modelos 2005 y 2006 actuales.

Reconfiguración de Minatitlán

La reconfiguración de Minatitlán no se ha realizado de acuerdo a los planes, plazos y costos establecidos originalmente, por lo que es necesario evaluar el sobre costo y la pérdida en costo de oportunidad que ha generado para Pemex-Refinación, así como las lecciones aprendidas.

Explicación de las causas y motivos que originaron que el proyecto de Reconfiguración de la refinería de Minatitlán no se haya realizado de acuerdo a los Plazos y Costos establecidos originalmente:

1. Dentro de las causas más importantes que motivaron los retrasos en el proyecto de Minatitlán se encuentran las siguientes:
 - a. Acontecimientos ajenos a las partes impredecibles al momento de elaborar las propuestas ocasionando reprogramación y prórroga a fechas de terminación desarrollando trabajos por lapsos superiores a los considerados originalmente.
 - b. Condiciones inesperadas del mercado de la industria de la refinación que repercutieron en un alza en los precios de los Equipos y Materiales de Instalación Permanente, con el consecuente impacto económico con severa afectación para los Contratos.

A finales de 2005, los Contratistas del Proyecto de Reconfiguración de Minatitlán, formularon a PEMEX diversas solicitudes de reconocimiento por la existencia de condiciones inesperadas del mercado de la industria de la refinación que repercutieron en un alza en los precios de los Equipos y Materiales de Instalación Permanente, con el consecuente impacto económico con severa afectación para los Contratos. Dichas solicitudes de reconocimiento se continuaron presentando a lo largo de 2006 y 2007. Situación ante la cual, la Entidad, se pronunció en el sentido de encontrarse imposibilitada para ajustar los precios, en términos del artículo 59 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, precisando que correspondía a la Secretaría de la Función Pública, como autoridad

competente, emitir los Lineamientos que reconocieran la existencia de circunstancias económicas de tipo general, ajenas a la voluntad de las Partes. A mediados de 2007 los Contratistas presentaron la queja ante la Secretaría de la Función Pública, para dar inicio a los Procedimientos de Conciliación números 41/2007, 52/2007 y 53/2007 respectivamente.

Derivado de lo anterior y como resultado del proceso de Conciliación ante la SFP, se formularon convenios de pago por concepto del ajuste de precios de los insumos (equipos y materiales de instalación permanente), así como los Gastos No Recuperables, la extensión de la Garantía de Cumplimiento y el reconocimiento de la prórroga al Programa de Ejecución de los Trabajos del Contrato, concluyendo estos Procedimientos a principios de 2009.

c. Órdenes de Cambio.- Los Contratistas presentaron diversas Órdenes de Cambio por trabajos extraordinarios no incluidos en el alcance original de los Contratos, entre las más importantes se mencionan:

- Cambio del diseño de la unidad Desaladora Planta Combinada (ROPA039/07P).
- Cambio de Diseño en la planta HDS de Diesel para cumplir con la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 producir Diesel de Ultra Bajo Azufre (ROPA040/07P).
- Mejoramiento Masivo de Suelos en las Plantas HDS de Diesel, Combinada y Catalítica (ROPA041/07P).
- Cambio de especificación de material de los tubos internos de los calentadores de gas de proceso de la unidad recuperadora de Azufre (ROPA027/09P).
- Por el diseño de un cabezal de desfogue independiente para la Planta de Gasóleos (ROPA028/09P).

-
- Cambio de diseño de la pendiente de enfriadores y de la línea de entre los reactores y enfriadores de la Planta de Azufre (ROPA029/09P).
 - Por el mejoramiento masivo de suelos de las Plantas HDS de Gasóleos, Hidrogeno y Azufre (ROPA036/09P).
 - Por la ampliación del área de proceso de la Unidad Regeneradora de Amina (ROPA040/09P).
 - Por la ampliación de instalaciones del área de quemadores del sistema de desfuegos de la Unidad de Coquización (ROPA045/09P).
 - Cimentaciones Profundas por la variación en la estratigrafía del subsuelo compensados con los trabajos No realizados en el Estrato Intermedio de las Plantas HDS de Gasóleos, Hidrogeno y Azufre (ROPA027/10P).
 - Adición de un analizador de ácido sulfhídrico en la línea de gas ácido a la planta de azufre instalado en la Unidad Regeneradora de Amina (ROPA036/10P).
 - Reconocimiento y pago de la Inclusión de un Sistema de Control de Presión en la salida de Hidrógeno Producto (ROPA040/11P).
 - Inclusión de obras adicionales no consideradas en el alcance original del Contrato del Paquete 2 a Precios Unitarios (Construcción de un Oleoducto de 30", Gasoducto de 12" y Sistema de desfuegos de la Planta de Alquilación, Fosas FE-1, FE-2, FE-3, Cambios Operativos Manejo Diesel UBA, Almacenamiento y bombeo de sosa, Manejo de Gasóleos, Mezclado manual de gasolinas, Mejoramiento masivo de suelos, Clarifloculador, adecuaciones al anillo de Hidrogeno, Modificaciones por requerimientos operativos, drenaje aceitoso UTPE, etc.)

-
- Construcción de un Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km del complejo petroquímico "La Cangrejera" a la refinería de Minatitlán.

d. Costos Asociados.- Por el tiempo que se requirió para la realización de los trámites legales y administrativos para reconocer las afectaciones mencionadas, los Contratistas manifestaron un impacto negativo en los programas de ejecución al haber agotado sus posibilidades financieras, agravándose este hecho por la crisis económica financiera y crediticia mundial repercutiendo en una mayor permanencia del personal en la obra y en emplear mayores recursos técnicos administrativos para continuar el desarrollo de los trabajos, afectando el ritmo de ejecución de la obra.

Como consecuencia de la situación antes referida, los Contratistas manifestaron que la obra ha sido afectada en su ritmo de ejecución, pues la falta de flujo de efectivo ha afectado en forma relevante la ejecución de los trabajos hasta el punto de que podrían detenerse temporalmente, desequilibrar el programa de terminación de la obra y dañar en forma definitiva a proveedores y subcontratistas. Adicionalmente, se han visto en la necesidad de recortar su fuerza laboral afectando el rendimiento y poniendo en riesgo la culminación de la obra.

Durante el 2do. Trimestre de 2010 las Contratistas ICA, Dragados, Minatrico y Ebramex presentaron diversos "Costos Asociados" como son:

- "RECONOCIMIENTO Y PAGO DE LA PÉRDIDA ECONÓMICA ORIGINADA POR EL TIPO DE CAMBIO DEL PESO EN RELACIÓN CON EL DÓLAR, AL MOMENTO DE REALIZAR PAGOS EN MONEDA NACIONAL, ORIGINADAS POR LAS VARIACIONES EN LAS CONDICIONES ECONÓMICAS DE TIPO GENERAL" que originaron una devaluación del Dólar Norteamericano respecto del Euro y de la mayoría de las monedas latinoamericanas, incluyendo el Peso Mexicano, con

motivo de la inestabilidad de los mercados financieros nacionales e internacionales.

- “RECONOCIMIENTO POR LAS AFECTACIONES SUFRIDAS CON MOTIVO DE LAS PRÓRROGAS A LA FECHA DE TERMINACIÓN”, que por virtud de las diversas modificaciones a la fecha de terminación de los trabajos, según su dicho, tuvo que considerar la mayor permanencia del personal en la obra y emplear mayores recursos técnicos y administrativos para continuar con el desarrollo de los trabajos. “Situación que ha sobrepasado los Gastos del Proyecto y ha originado su incremento más allá de los costos originalmente considerados para la elaboración de su propuesta inicial”. Denominado.
- “RECONOCIMIENTO AL INCREMENTO EN LOS PRECIOS DE LA MANO DE OBRA DERIVADO DE LA MODIFICACIÓN POR PARTE DE PEMEX REFINACIÓN A LAS CONDICIONES ESTABLECIDAS EN LAS BASES DE LICITACIÓN”, en el cual expone que solicita el reconocimiento y pago de los incrementos que ha sufrido la Mano de Obra, a causa de los acontecimientos económicos que afectaron los tabuladores del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), y que han generado una gran diferencia entre el costo originalmente considerado en la propuesta para el rubro de la Mano de Obra y el costo real que ha sido pagado por tal concepto, lo que ha incrementado de manera considerable el costo originalmente considerado para el proyecto, aspecto que representa un cambio a los términos, condiciones y alcances originalmente establecidos en el contrato.

A partir de mayo de 2010, la Dirección General de Controversias y Sanciones en Contrataciones Públicas de la Secretaría de la Función Pública, acordó el inicio de los procedimientos de conciliación con números de expediente 93/2010, 85/2010, 84/2010 y 86/2010 respectivamente.

A mediados de 2010, PEMEX y los Contratistas formalizaron convenios para la contratación de un Tercero Experto “C & C Estudios y Proyectos, S.A. de C.V.”, para que con base a las opiniones emitidas por la Secretaría de la Función Pública y los acuerdos entre PEMEX y las Contratistas, durante los Procedimientos de Conciliación antes mencionados respecto a los “Costos Asociados”, los escritos de Solicitud de Conciliación y sus respectivas respuestas, órdenes de cambio y cualquier otra información relacionada con los “Costos Asociados”, precisara el contenido y detalles técnicos de cada concepto, y desarrolle una metodología con la cuantificación correspondiente que resulte de los “Costos Asociados”, a efecto de emitir las resoluciones parciales y dictámenes finales que permitan una solución integral de los mismos. A partir de esta fecha se han realizado Audiencias de Conciliación ante la Secretaría de la Función Pública para analizar la procedencia de sus diferentes “Costos Asociados” con la participación del Tercero Experto, para estimar y calcular los pagos parciales y totales procedentes así como los impactos en los programas de construcción correspondientes por las desavenencias de que se trate. Se formalizaron Convenios finales de los procesos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra (cambio de sindicato) para los paquetes 2, 3, 4 y 5 (ICA, DRAGADOS, MINATRICO y EBRAMEX), con lo cual el 02 de octubre de 2012 se dieron por concluidos todos los Procedimientos de Conciliación instaurados en la Secretaría de la Función Pública.

Situación Actual:

Todas las causas que se acaban de mencionar influyeron en que el Proyecto de reconfiguración de Minatitlán no se terminara con los tiempos y costos pactados originalmente, cabe indicar que actualmente todas las Plantas e Instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de Pemex, cumpliendo los propósitos principales que son incrementar la producción de destilados minimizando la de combustóleo; mejorar la calidad de los combustibles; coadyuvar a

satisfacer el crecimiento previsto de la demanda de petrolíferos; así como elevar la rentabilidad y reforzar la viabilidad económica de la refinería.

2. Evaluación del sobrecosto de la reconfiguración de Minatitlán

El total de erogaciones del proyecto 205 99 205 “Minatitlán” fue de 3,635 MMUS\$(2012), contra 2,320 MMUS\$(2004) que resultaron de la licitación en 2004 (no incluye inflación).

Indicadores económicos (antes de impuesto)

(millones de dólares)

Concepto	2004 ^{1/}	2012 ^{2,3/}
Valor presente neto ^{4/}	573	1.89
Tasa interna de retorno (%) ^{4/}	16.8	12.01
Inversión total ^{5/}	2,320	3,635
Terminación de obra	Segundo semestre 2007	junio 2012
<i>Diferencial de precios ^{6/}</i>		
ULR-HSF	12.5	25.4
(ULR+Diesel)/2 - HSF	12.3	28.1
Istmo - HSF	5.2	12.1

1/ Monto contratado originalmente.

2/ Actualización con carácter informativo.

3/ Inversión que considera erogaciones hasta agosto de 2012.

4/ Los indicadores económicos se estimaron con base en flujos no periódicos

5/ Inversión total reportada por la ExDCIDP y a su desaparición, por la Subdirección de Proyectos de Pemex Refinación

6/ Precios del Estudio de Mercado de Hidrocarburos de cada año, elaborado por la Dirección Corporativa de Finanzas

El aviso de terminación correspondiente, está en proceso de elaboración por la Subdirección de Proyectos.

Por otro lado, con fundamento en el numeral 34 de los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión (publicados por la SHCP en abril de 2012), se registró en mayo de 2012 de manera excepcional y por una sola ocasión el “Proyecto asociado al cierre administrativo de

la de reconfiguración de la refinería de Minatitlán” bajo la clave 1218T4M0015 y por un monto de 409 MMUS\$.

3. Programa de Trabajo para atender los pendientes del Proyecto.

Las actividades más relevantes que se alcanzaron en el proyecto durante el período de 2012 principalmente fueron la atención y conclusión de los procedimientos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra, ordenes de cambio dictaminadas por Tercero Experto y por Pemex-Refinación, así como el Cierre Administrativo relacionado con los pagos a las empresas del Proyecto.

Falta llevar a cabo las obligaciones legales pendientes, entre ellas el Finiquito de los Contratos y la elaboración de las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones.

4. Lecciones Aprendidas

Como lecciones aprendidas del Proyecto se pueden indicar las siguientes:

- a. Cambios de alcance motivados principalmente por la falta de una correcta definición del Proyecto desde las etapas tempranas del proyecto lo que origino que no se cumplieran las metas de terminación en tiempo y costo durante la ejecución, entrada en operación, así como la operabilidad esperada del proyecto, existieron muchos cambios de alcance operativos y presupuestales en el proyecto en su fase de ejecución, originando con ello que no se alcanzaran los mejores niveles de desempeño en la administración del Proyecto.

Como solución a lo anterior y para los Nuevos Proyectos de gran magnitud, Pemex implementó el Sistema SIDP “Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el cual se basa en estudios realizados por Independent Project Analysis (IPA), y que se ha demostrado mediante comparaciones de distintos proyectos, que las decisiones tomadas

oportunamente en las etapas de Visualización, Conceptualización y Definición de los proyectos tienen una influencia determinante sobre la ejecución del proyecto.

También se ha demostrado que durante la ejecución, las erogaciones relacionadas con el proyecto son de un orden de magnitud significativamente mayor; por lo que una vez iniciada esta Fase, el tomar decisiones tardías sobre la definición del proyecto puede resultar en modificaciones cuya realización implique costos muy altos, tal como sucedió en el Proyecto de Minatitlán.

El SIDP de Pemex, dentro de la Fase de Diseño y Acreditación, define tres etapas secuenciales que están lógicamente establecidas para garantizar una adecuada definición del objetivo, el alcance, la vida útil, el plazo de ejecución y el costo del proyecto.

En cada una de estas tres etapas se producen una serie de trabajos conocidos como Entregables y que les servirán a Pemex como base para el análisis y la toma de decisiones respecto a la acreditación, continuación, modificación o, en su caso, la cancelación del proyecto.

- b. Establecer la utilización de especificaciones y normas claras dentro de las bases de licitación de los proyectos de gran magnitud.

Otra de las lecciones aprendidas durante el desarrollo del Proyecto es que se indicaron una gran cantidad de normas, especificaciones y estándares de ingeniería que en algún momento manifestaron inconsistencias o diferencias, lo que ocasiono controversias técnicas que en algunos casos se tuvo que llegar a la intervención de un Tercero para la dictaminación de la solución final.

- c. Prever para futuros proyectos las recomendaciones realizadas al Proyecto de Reconfiguración de Minatitlán por el Reaseguro internacional (AERE), las cuales se mencionan a continuación:

PROCESO	TANQUES DE AGUA CONTRAINCENDIO
LECCIÓN APRENDIDA	Seguridad del Suministro de Agua Contra Incendio – Conexiones de Agua - No Contra Incendio
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Los servicios ajenos o que no son de agua contra incendio no deberán estar conectados al Tanque de suministro de Agua Contra Incendio, o pueden ser necesarias conexiones de servicios de agua ajenos a contra incendio al tanque de agua contra incendio cuando se garantice la “Mejor Práctica” de asegurar un mínimo de reserva de agua contra incendio dentro del diseño físico del Tanque de Agua Contra Incendio.

PROCESO	Unidad PSA de Hidrógeno y HDD
LECCIÓN APRENDIDA	Detección y Protección de la Unidad PSA de Hidrógeno
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que la unidad PSA de Hidrogeno cuente con detectores de fugas y/o fuego, monitores fijos de agua contra incendio y un dispositivo para un paro rápido y despresurización (hacia un Venteo de Emergencia).

PROCESO	CUARTOS DE CONTROL DE PROCESO Y CCMS/ELÉCTRICOS
LECCIÓN APRENDIDA	Homologación de letreros, botoneras, luces de advertencia, interruptores en Cuartos de Control Central, Cuartos de Control Satélite y Subestaciones Eléctricas.
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que los avisos de advertencia (señalizaciones); botoneras/interruptores; y/o a las luces de advertencia relativas a los sistemas de detección de fuego/humo y de los sistemas de protección FM-200 y/o CO2 se homologue en las instalaciones del Proyecto.

PROCESO	TRINCHERAS DE TUBERÍA DE AGUA CONTRA INCENDIO
LECCIÓN APRENDIDA	Una opción para los proyectos futuros, en donde la corrosión externa en la tubería de agua contra incendio sea una preocupación, sería enterrar un tipo de tubería plástica (por ejem. HDPE) aprobada por NFPA
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que se revisen las trincheras de tuberías contra incendio al interior de las Plantas, con objeto de rellenarlas de arena y

	<p>sellarlas, o al menos sellarlas contra un ingreso potencial de vapores o líquidos, para evitar que durante una fuga o derrame significativo de hidrocarburos estos puedan ingresar a la trinchera, con una alta probabilidad de que la trinchera aloje, al menos en algunas secciones significativas, mezclas de aire/hidrocarburo dentro de los Límites Inferiores y Superiores de Explosividad (LEL y HEL). Bajo condiciones de ignición, entonces las trincheras podrían convertirse en una 'bomba' potencial, generando sobrepresiones altas en una explosión y las losas de cemento convirtiéndose en fragmentos proyectiles.</p>
--	---

PROCESO	RE-HAZOPS DE LAS PLANTAS "AS BUILT"
LECCIÓN APRENDIDA	<p>Los DTI's utilizados con frecuencia aún se encontraban en la fase de "Aprobado para Diseño", los HAZOPS completos normalmente deberían realizarse en la etapa cuando los DTI's ya han sido "Aprobados para Construcción".</p>
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	<p>Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que los HAZOPS realizados no carezcan de profundidad. La matriz de riesgos utilizada para calificar cada una de las recomendaciones de los HAZOPS sea suficientemente rigurosa, y utilizar de manera formal el Sistema de Administración del Cambio de Pemex y con Listas Maestras "Auditables" de todos los cambios hechos posteriormente a los estudios HAZOPS.</p>

Como respuesta Pemex atendió a cada una de estas observaciones y documento las lecciones aprendidas aplicables a futuros proyectos.

**Informe anual 2012 a que se refiere el
artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos**

Febrero de 2013

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	9
c) Transporte de productos	12
d) Mercados de productos.....	18
3. Resumen ejecutivo del Programa para incrementar la eficiencia operativa (PEO).....	34
4. Situación y avances en los principales proyectos de inversión	42
5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	48
a) Seguridad industrial	48
b) Gestión ambiental	56

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 Secretaria 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 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 2012, cuyo contenido atiende lo estipulado por la Dirección Corporativa de Finanzas mediante el oficio número DCF-1063-2012 del 7 de diciembre 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 está alineada a los objetivos y estrategias tanto del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND), como del Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PSE), y en el caso particular de 2012, está alineada además con la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026¹ (ENE) así como con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2012-2016 (Plan Pemex)².

En el Eje 2 del PND (Economía competitiva y generadora de empleos) se 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. Para lograr lo anterior, el PSE definió los lineamientos y objetivos del sector energético, mismos que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios atienden a través del Plan Pemex.

La ENE por su parte, se fundamenta en tres *ejes rectores*:

1. Seguridad energética.
2. Eficiencia económica y productiva.
3. Sustentabilidad ambiental.

¹Documento remitido por la Secretaría de Energía al H. Congreso de la Unión, en febrero de 2012.

² Todas las referencias al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, están relacionadas con el Plan 2012-2016 que autorizó el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011. Debe mencionarse que el 12 de julio de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su sesión 845 aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2013-2017.

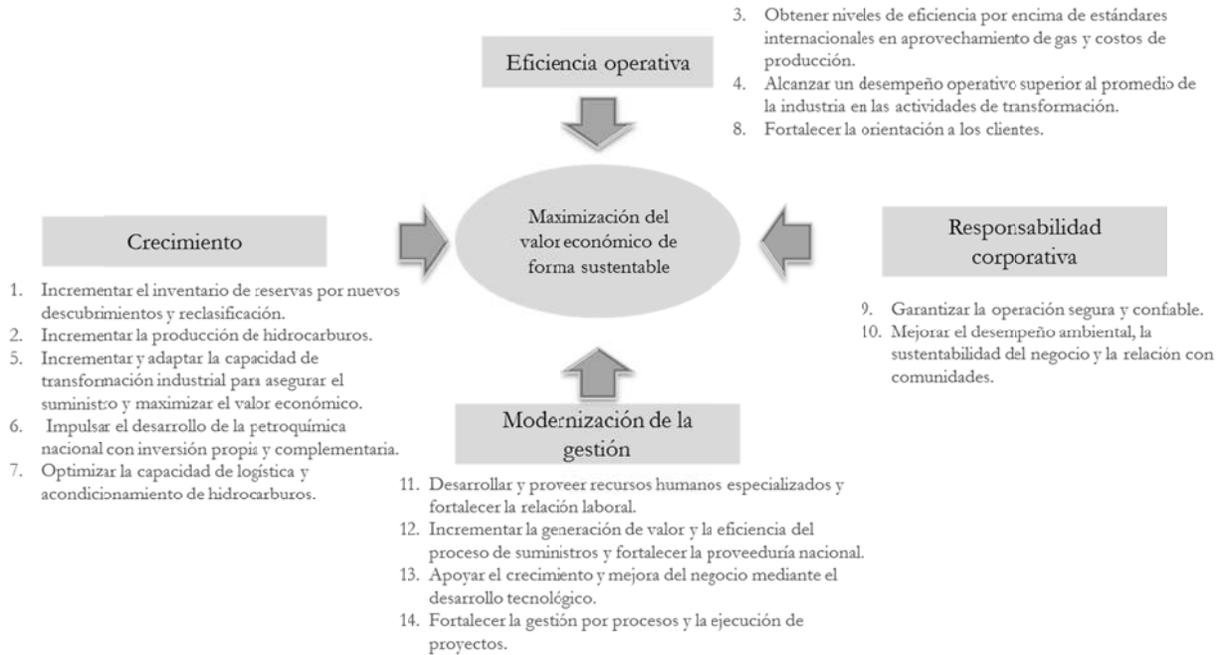
Asociados a los tres ejes rectores, la ENE planteó siete objetivos, siendo en cinco en los que contribuye Pemex Gas:

- Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía de todos los sectores.
- Reducir el impacto ambiental del sector energético.
- Operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
- Fortalecer y modernizar la infraestructura del sector energético.
- Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica nacional.

En concordancia con los documentos rectores previamente referidos, el Plan Pemex 2012-2016 está orientado a cumplir el mandato de maximizar el valor económico de forma sustentable y considera 14 *objetivos estratégicos*, organizados bajo cuatro líneas de acción:

1. Crecimiento.
2. Eficiencia operativa.
3. Responsabilidad corporativa.
4. Modernización de la gestión.

Líneas de acción y objetivos del Plan Pemex 2012-2016



En el Plan Pemex 2012-2016, Pemex Gas contribuye de manera directa en cinco *objetivos estratégicos*, vinculados a las líneas de acción Crecimiento y Eficiencia operativa.

Objetivos del Plan Pemex con participación directa de Pemex Gas

Línea de acción	Objetivo estratégico
Crecimiento	Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico.
	Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria.
	Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos.
Eficiencia operativa	Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación.
	Fortalecer la orientación a los clientes.

Asimismo, Pemex Gas participa de manera transversal en los objetivos ligados a las líneas de acción Responsabilidad corporativa y Modernización de la gestión, cuya responsabilidad recae en diversas áreas corporativas de Petróleos Mexicanos.

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 objetivos plasmados en el Plan Pemex.

2. Resultados operativos

a) Producción

Durante 2012, Pemex Gas procesó 4,382 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMpcd), volumen 3.2% inferior al registrado en 2011, esto ocasionado por: una caída de 99 MMpcd en la oferta de Pemex Exploración y Producción (PEP) de gas húmedo amargo en el sureste, así como por la disminución en 56 MMpcd en la oferta de gas húmedo en Burgos y por la transferencia de gas húmedo dulce para bombeo neumático a la región marina de PEP.

Proceso de gas y condensados

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Proceso					
Gas húmedo total (MMpcd)	4,527.4	4,348.4	4,382.0	-3.2	0.8
Gas húmedo amargo	3,445.4	3,388.7	3,395.4	-1.5	0.2
Gas húmedo dulce	1,082.0	959.8	986.7	-8.8	2.8
Condensados ^a (Mbd)	56.6	59.4	45.7	-19.2	-23.0
Producción					
Gas seco (MMpcd)	3,691.6	3,527.6	3,628.3	-1.7	2.9
Gas licuado (Mbd)	185.4	178.9	176.0	-5.1	-1.6
Etano (Mbd)	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Gasolinas (Mbd)	81.7	79.5	72.3	-11.5	-9.0
Azufre (Mt)	636.1	599.9	591.5	-7.0	-1.4

a. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

En comparación con el Programa Operativo Anual (POA), el volumen procesado de gas húmedo fue 0.8% superior a lo esperado, como resultado de la mayor oferta de gas húmedo dulce, principalmente de Burgos (75 MMpcd) y de gas húmedo amargo, principalmente del mesozoico (40 MMpcd).

En el caso de los condensados, se procesó un promedio de 45.7 Mbd, lo que representó un volumen inferior en 19.2% y 23% con respecto al volumen procesado en el año pasado y al programado, respectivamente. Lo anterior se explica por un menor recibo de condensados amargos y dulces de PEP.

La producción de gas seco se ubicó en 3,628.3 MMpcd, volumen inferior en 63.4 MMpcd a la producción de 2011, ocasionado, principalmente, por una menor oferta de gas húmedo amargo en el sureste y del gas húmedo dulce en Burgos.

Respecto a la producción de gas licuado, etano, gasolinas y azufre fueron inferiores con respecto al año anterior, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo marino (52 MMpcd) y mesozoico (47 MMpcd) y a la menor oferta de condensados amargos (6 Mdb) y dulces (4 Mbd). En el caso de la producción de gas licuado y gasolinas también contribuyó el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del complejo Cangrejera de Pemex Petroquímica ya que se dejaron de recibir los líquidos que este complejo envía a Pemex Gas para su fraccionamiento.

Con respecto al POA, la producción de gas seco fue 2.9% superior, debido principalmente a la mayor disponibilidad de gas húmedo dulce de Burgos y de gas húmedo amargo del mesozoico.

En contraparte, un menor recibo de condensados amargos y dulces provocó que la producción de gas licuado, gasolinas naturales y etano resultaran 1.6%, 9% y 5.1% por abajo de lo programado. En este mismo sentido se comportó la producción de azufre que resultó 1.4% por abajo del programa, debido principalmente a un menor proceso de gas húmedo amargo.

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 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 los procesos de endulzamiento de gas húmedo amargo y de condensados amargos en el organismo.

Porcentaje de utilización de plantas de proceso

Tipo de proceso	2011	2012			Variación del 2012 vs		
		POA	Real	Referencia ^a	2011	POA	Referencia
Endulzamiento de gas	76.5	75.3	75.4	80	-1.1	0.1	-4.6
Endulzamiento de condensados	29.4	31.2	25.0	80	-4.5	-6.2	-55.0
Recuperación de líquidos	78.0	75.2	75.7	80	-2.3	0.5	-4.3
Fraccionamiento de líquidos	61.8	60.3	57.8	80	-4.0	-2.6	-22.2
Proceso de gas ácido	72.0	67.3	67.6	80	-4.4	0.3	-12.4

a. Solomon Associates, Worldwide Natural Gas Processing Plant Performance Analysis, 2009.

Durante 2012 los índices de utilización presentaron el siguiente comportamiento:

- La utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 75.4%, 1.1 puntos porcentuales inferior a la utilización del año anterior, como consecuencia de la menor oferta de gas amargo proveniente de la región marina por parte de PEP. Respecto al programa (POA) la utilización presenta un ligero incremento por el efecto de la mayor oferta de gas del mesozoico.

- Ante la menor oferta de condensados amargos, provenientes de la región del mesozoico, el índice de utilización de las plantas de endulzamiento de condensados se ubicó en 25%, 4.5 puntos porcentuales por debajo del año anterior y 6.2 puntos porcentuales inferior al programa.
- La utilización de las plantas de proceso de recuperación de líquidos en plantas criogénicas fue de 75.7%, menor en 2.3 puntos porcentuales al año anterior. Respecto al programa la utilización presenta un incremento 0.5 puntos porcentuales.
- Por su parte, el proceso de fraccionamiento de líquidos registró una utilización de 57.8%, cuatro puntos porcentuales inferior al años anterior y 2.6 puntos porcentuales inferior al programa. Este resultado es consecuencia de la reducción en la recuperación de líquidos del gas principalmente porque el complejo procesador de gas Nuevo Pemex salió de operación durante ocho días por una falla eléctrica en la subestación no. 5. También contribuyeron la menor oferta de condensados por parte de PEP y que el complejo petroquímico de Cangrejera no entregó los líquidos correspondientes debido a que la planta reformadora de naftas está fuera de operación por reconfiguración.
- Finalmente, el proceso de gas ácido registró una utilización de 67.6%, 4.4 puntos porcentuales inferior a 2011, debido a la menor oferta de gas amargo proveniente de la región marina.

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 2012 se ubicó en 5.2%. Con este resultado el indicador presenta

un desempeño superior al año anterior, al programa y a la referencia internacional que ubica el porcentaje de autoconsumo en un 6%.

Por su parte, el indicador recuperación de propano se ubicó en 95.6%, menor en 1.8 y 1.0 puntos porcentuales al establecido en el POA y al registrado en 2011, respectivamente. Este indicador presenta un desempeño ligeramente superior a la referencia internacional.

Los factores que influyeron en la menor recuperación de propano fueron:

- En el complejo procesador de gas de Ciudad Pemex se debió a la disminución de la eficiencia de transferencia de calor de los condensadores, por el taponamiento del filtro de entrada de carga a la caja fría de la planta criogénica 2.
- En el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, las plantas criogénicas 1 y 2 presentaron una reducción en la eficiencia de recuperación de líquidos por problemas operativos en los sistemas de refrigeración; adicionalmente, durante ocho días de diciembre el complejo procesador de gas Nuevo Pemex salió de operación por la falla eléctrica en la subestación no. 5 con su consecuente impacto en el indicador.
- En el complejo procesador de gas Burgos un factor que afectó el desempeño fue el accidente en la estación de medición de gas de PEP que ocasionó que entre el 18 de septiembre y el 25 de octubre el complejo procesador de gas Burgos estuviera fuera de operación.

Indicadores de desempeño

	2011 (1)	2012		Variación		Referencia
		POA	Real	2011	POA	
		(2)	(3)	(3)-(1)	(3)-(2)	
Autoconsumos en procesamiento de gas ^a	5.4	5.3	5.2	-0.1	-0.1	<6.0
Recuperación de propano en los CPG ^b	96.6	97.4	95.6	-1.0	-1.8	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 2012, se ubicó en 4,705 MMpcd, volumen superior en 54 MMpcd respecto al año anterior. El mayor volumen transportado de gas natural se explica, entre otras cosas, por la regularización del consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Sonora, ya que en 2011 se registraron mantenimientos en sus plantas.

El gas natural transportado en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) se ubicó en 4,625 MMpcd, superior en 43 MMpcd a lo realizado en 2011. De acuerdo con la capacidad de transporte de 5,012 MMpcd, el porcentaje de utilización del SNG fue de 92.3%.

Volumen transportado de gas natural, 2012

millones de pies cúbicos diarios

	2011	2012		Variación % vs 2012	
		POA	Real	2011	POA
Total	4,651	4,780	4,705	1.2	-1.6
Sistema Nacional de Gasoductos	4,582	4,704	4,625	0.9	-1.7
Sistema Naco-Hermosillo	69	76	80	15.9	5.3

En 2012, el ducto Naco-Hermosillo, que está conectado a Estados Unidos, transportó 80 MMpcd, cifra superior en 11 MMpcd con respecto a 2011, debido a que se tuvo un consumo regular por parte de la CFE en Sonora, como ya se comentó previamente.

Durante 2012 se presentaron en el SNG 22 alertas críticas, 10 de ellas fueron derivadas de incrementos en los consumos de los clientes o por bajas inyecciones de gas en el sureste del país; 3 alertas más se declararon por fallas en la infraestructura de procesamiento o transporte, siendo de este tipo las de menor incidencia y las 9 alertas críticas restantes se debieron a causas de fuerza mayor, de las cuales la de más larga duración se presentó en septiembre y fue resultado del accidente en la estación de medición de gas de PEP ubicada en el norte del país.

El siguiente cuadro muestra un resumen con la información más relevante de las alertas críticas que se presentaron en el 2012.

Alertas críticas en 2012

Núm.	Origen de la alerta	Efecto	Duración
1	Bajas condiciones en el SNG debido a reducción de la oferta de gas seco en el sureste.	Reducción de 150 MMpcd entre los usuarios en las zonas afectadas.	2 días (48 hrs)
2	Ruptura de línea del gasoducto de 24" en el km 670+022.	Se solicitó que el consumo de Chihuahua y la CFE en las plantas de El Encino no excedan la Importación de Gloria a Dios (inyección mínima de 125 MMpcd).	18 días con 19 hrs y 25 min (451 hrs 25 min)
3	Bajas inyecciones en el Sureste del País.	Reducción de 200 MMpcd entre los usuarios conectados en el centro-occidente del país.	4 días (96 hrs)
4	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 150 MMpcd en las zonas centro y occidente y de 150 MMpcd en gasoducto de 48" tramo Cempoala - India Bonita.	10 días con 3 hrs (243 hrs)
5	Paro de la unidad 2 de la estación Santa Catarina.	Se ajustó el consumo de las plantas de CFE en Saltillo, Torreón y Durango para no sobrepasar los 200 MMpcd.	2 días con 17 hrs (65 hrs)
6	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 200 MMpcd en la zona centro-occidente.	3 días (72 hrs)
7	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 250 MMpcd entre los usuarios conectados en el centro-occidente del País.	5 días con 23 hrs (143 hrs)

Núm.	Origen de la alerta	Efecto	Duración
8	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 300 MMpcd entre los usuarios de los sectores de ductos Veracruz y Madero.	5 días con 7 hrs (127 hrs)
9	Perforación por un tercero del ducto de 18" km 190+62.	Reducción del volumen de consumo total a dos clientes.	1 día con 21 hrs y 30 min (45 hrs 30 min)
10	Perforación por un tercero del ramal de 2".	Reducción del volumen de consumo total a un cliente.	7 hrs
11	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción del consumo en 300 MMpcd, se afectó en 150 MMpcd al centro-occidente y los restantes 150 MMpcd en el Golfo (Madero-Veracruz-Minatitlán).	4 días (96 hrs)
12	Bajas inyecciones en el sureste y salida de operación de la estación de compresión Cempoala por efecto del Huracán Ernesto.	Reducción de 400 MMpcd entre los clientes del centro-occidente.	1 día con 23 hrs (47 hrs)
13	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 150 MMpcd en centro-occidente y 150 MMpcd en el Golfo (Madero, Veracruz y Minatitlán).	3 días (72 hrs)
14	Reducción de 200 MMpcd del campo Cauchy por problemas ocasionados por una descarga atmosférica (Tormenta eléctrica).	Reducción de 200 MMpcd en centro-occidente del país. Se solicitó una reducción adicional en la zona Golfo por 200 MMpcd.	5 días (120 hrs)
15	Reducción de la inyección de Campo Cauchy y de las inyecciones en el sureste del país.	Reducción de 300 MMpcd en centro-occidente.	4 días (96 hrs)

Núm.	Origen de la alerta	Efecto	Duración
16	Reducción de la Inyección de 900 MMpcd del CPG Burgos. Derivado del accidente en la Estación de Medición del Km 19 de Burgos perteneciente a Pemex Exploración y Producción.	<ul style="list-style-type: none"> • 18 septiembre 2012, 11:00 hrs, se solicitó una reducción de 80 MMpcd en el norte del estado de Tamaulipas. • 19 septiembre 2012, 10:00 hrs, se modificó el volumen a reducir a 580 MMpcd; se afectó a la zonas norte, centro-occidente y golfo. • 24 septiembre 2012, 13:00 hrs, se modificó el volumen a reducir cambiando de 580 MMpcd a 370 MMpcd, se afectó a la zonas norte, centro-occidente y golfo. • 11 octubre 2012, 10:00 hrs, se modificó el volumen de reducción para un total de 470 MMpcd, se afectó a la zonas Norte, Centro-Occidente y Golfo. • 11 octubre 2012, 21:00 hrs, se modificó el volumen de la reducción a 570 MMpcd, se afectó a la zonas norte, centro-occidente y golfo. • 24 de Octubre 2012, 13:00 hrs, se modificó el volumen a reducir a 420 MMpcd, se afectó a la zonas norte, centro-occidente y golfo. • 27 de Octubre 2012, 9:00 hrs se modificó el volumen a reducir a 280 MMpcd, se afectó las zonas centro-occidente y golfo. • 27 de Octubre 2012 a las 13hrs. se modificó el volumen a reducir a 220 MMpcd, en las zonas centro-occidente y golfo. • 27 de Octubre 2012 a las 15:00 hrs se modificó el volumen a reducir a 80 MMpcd, en la zona centro-occidente. • 28 de Octubre 2012 a las 09:00 hrs se terminó la alerta crítica. 	39 días con 22 horas (958 hrs)
17	Falla en el suministro por 425 MMpcd en el ducto del proveedor Kinder Morgan Monterrey debido a un problema en su sistema de transporte en EUA.	Reducción en el consumo en 340 MMpcd en el área Huinala y en 85 MMpcd en el área de Monterrey.	3 hrs.
18	Consumos mayores a las inyecciones.	Reducción de 200 MMpcd en el centro-occidente del país. El 9 de noviembre a las 10:00 hrs se solicitó continuar con el ajuste por 48 hrs.	4 días (96 hrs)
19	No disponibilidad de dos unidades de la estación de compresión Los Indios del Sistema San Fernando.	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de 200 MMpcd en el centro-occidente. • Adicionalmente, se solicitó una reducción de 350 MMpcd, con 200 MMpcd en el centro-occidente y los 150 MMpcd adicionales de la zona golfo (Madero-Veracruz-Minatitlán). • El 28 de noviembre 2012 terminó la alerta crítica a las 9:00 hrs. 	7 días (19 hrs)

Núm.	Origen de la alerta	Efecto	Duración
20	Salida de operación del CPG. Nuevo Pemex por problemas operativos	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de 800 MMpcd por 24 hrs. • Se solicitó en tres ocasiones mantener la reducción por 72 hrs adicionales y el mismo volumen. • A partir del día 8 de diciembre 2012, a las 13:00 hrs, se modificó la restricción a 500 MMpcd, por un periodo de 24 hrs. • Terminó la alerta crítica a partir de las 10:00 hrs del día 9 de diciembre 2012. 	9 días
21	Golpe y fuga en un gasoducto ocasionado por un tercero.	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción a un máximo de 70 MMpcd el consumo total entre Los Encinos y la Red de Chihuahua. • La CFE ajustó a 200 MMpcd máximo el consumo en Saltillo, Torreón y Durango. • La importación por Gloria a Dios se canceló. 	1 día (12 hrs)
22	Inyecciones menores a los consumos.	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de: 400 MMpcd por 48 hrs; 200 MMpcd en las zonas centro y occidente y los 200 MMpcd restantes en las zonas sur (sector Minatitlán) y golfo (sectores Veracruz y Madero). • Se solicitó mantener la reducción por 48 hrs, en las mismas condiciones (400 MMpcd). • Se solicitó mantener la reducción por 48 hrs, e incrementar el volumen a 500 MMpcd (250 MMpcd en la zona centro y occidente y 250 MMpcd la zona sur y golfo). • Se solicitó continuar la reducción por 48 hrs por 500 MMpcd. • Se solicitó continuar la reducción por 48 hrs por 500 MMpcd. • Terminó la alerta crítica el 24 de diciembre de 2012 a las 10:00 hrs. 	10 días

Para atenuar los efectos de la disminución en la oferta nacional de gas, Pemex Gas ha utilizado prácticamente al nivel máximo disponible la capacidad de importación en base firme contratada en el sur de Texas y ha incrementado en la medida de lo posible el uso de la capacidad de importación en base variable. Cabe destacar que en el último trimestre de 2012 la importación de gas proveniente del sur de Texas alcanzó niveles históricos. Por su parte, la Secretaría de Energía en conjunto con Pemex, la CFE y la CRE están

implementando un mecanismo de importación de gas natural licuado a través de las terminales de Altamira y Manzanillo.

Gas licuado

El volumen total transportado de gas LP fue de 200 Mbd, lo que representó un decremento marginal de 0.5 Mbd respecto al 2011. En el ducto Cactus-Guadalajara se transportaron 183.5 Mbd, volumen ligeramente inferior al reportado el año anterior.

La reducción en el volumen transportado está relacionada con dos alertas críticas que se registraron en el ducto Cactus-Guadalajara. La primera fue el 18 de octubre y la ocasionó un golpe de maquinaria en el ducto de 14” en el tramo Santa Rita-Guadalajara, situación que afectó durante dos días el recibo de gas en la terminal distribuidora de gas licuado de Guadalajara. El segundo evento fue el 22 de octubre y se originó por una toma clandestina en el LPG-Ducto de 20”, tramo Venta de Carpio-Santa Ana, lo que afectó el sistema de transporte gas licuado, ya que fue necesario reducir el transporte en 151 Mbd durante tres días.

Volumen transportado de gas licuado, 2012

miles de barriles diarios

	2011	2012		Variación % vs 2012	
		POA	Real	2011	POA
Total	200.5	181.8	200.0	-0.2	10.0
Cactus-Guadalajara	184.1	166.1	183.5	-0.3	10.5
Hobbs-Méndez	16.5	15.7	16.5	0.3	5.0

En el ducto Hobbs-Méndez se transportaron 16.5 Mbd, cabe destacar que en el último trimestre se observó un incremento de 2.3 Mbd en el volumen transportado en este sistema, lo que permitió revertir la tendencia observada de enero a septiembre de 2012 y provocó que el promedio anual fuera similar a lo transportado en el año anterior.

d) Mercados de productos

Mercado de gas natural

Durante 2012, el mercado de gas natural estuvo determinado por la tendencia a la baja en la oferta de gas seco de campos, así como por los incidentes operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex, previamente comentados; hechos que provocaron un fuerte incremento en las importaciones para satisfacer la demanda total.

Balance de gas seco

millones de pies cúbicos por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	5,603.6	5,641.6	5,692.3	1.6	0.9
Oferta	4,812.7	4,570.1	4,603.1	-4.4	0.7
Oferta de Pemex Gas ^a	3,767.4	3,590.8	3,692.0	-2.0	2.8
Directo de campos	1,045.3	979.4	911.1	-12.8	-7.0
Importación	790.8	1,071.4	1,089.3	37.7	1.7
Destino	5,571.5	5,641.6	5,676.3	1.9	0.6
Consumo Pemex	2,187.5	2,298.2	2,273.1	3.9	-1.1
Ventas a otros organismos	1,895.5	2,000.9	1,998.3	5.4	-0.1
Exploración y Producción	1,242.1	1,260.4	1,313.8	5.8	4.2
Refinación	332.9	412.5	343.5	3.2	-16.7
Petroquímica	320.0	327.5	340.6	6.4	4.0
Corporativo	0.5	0.5	0.3	-25.0	-32.2
Autoconsumo Pemex Gas	292.0	297.3	274.8	-5.9	-7.6
Exportación	1.3	0.0	0.9	-29.4	---
Ventas internas	3,382.7	3,343.4	3,402.3	0.6	1.8
Sector eléctrico	1,884.2	1,885.8	1,902.9	1.0	0.9
Industrial y distribuidoras ^b	1,325.4	1,389.5	1,374.5	3.7	-1.1
Sector Comercializadores	173.1	68.0	124.9	-27.9	83.7
Diferencias ^c	32.0	0.0	16.0	---	---

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. La oferta total de gas seco fue de 5,692.3 MMpcd, este volumen considera la oferta proveniente de los complejos procesadores de Pemex Gas, el gas seco directo de campos y las importaciones.

La producción de Pemex Gas fue de 3,692 MMpcd, lo que significó un decremento de 75.5 MMpcd respecto al año anterior, como consecuencia principalmente de una menor oferta de gas húmedo amargo del sureste (99 MMpcd) y de una menor oferta de gas húmedo dulce en Burgos (56 MMpcd).

En el rubro de disponibilidad de gas seco de campos continúa la tendencia a la baja; en el 2012 se recibieron 911.1 MMpcd, lo que representó una reducción de 134.2 MMpcd respecto a 2011, lo cual se explica fundamentalmente por una menor producción de gas proveniente del activo Veracruz de PEP (105.8 MMpcd) y una menor producción de gas de Burgos (23.8 MMpcd).

En comparación con el programa, la producción de gas en los complejos de proceso fue superior en 101.2 MMpcd, la mayor producción en las plantas de Pemex Gas se debe al incremento de 75 MMpcd en el gas húmedo dulce de Burgos y al aumento de 40 MMpcd en el gas húmedo amargo del mesozoico. En contraparte, el gas directo de campos resultó 7% inferior al POA, esto es 68.3 MMpcd debido a una menor producción de gas de Burgos (85.8 MMpcd).

Demanda. Durante 2012 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, los consumos del sector petrolero y las exportaciones, fue de 5,676.3 MMpcd, volumen superior en 104.8 MMpcd al registrado en el año anterior.

El comportamiento de la demanda se explica por el consumo del sector petrolero con 2,273.1 MMpcd, cifra 3.9% superior a 2011 y que representó un aumento por 85.6 MMpcd; el principal incremento se presentó en PEP en la región marina (71.7 MMpcd), en Pemex Petroquímica en los complejos Cosoleacaque y Morelos (20.6 MMpcd) y en Pemex Refinación en las refinерías de Madero y Salamanca (10.6 MMpcd).

En el rubro de ventas internas se registró un consumo de 3,402.3 MMpcd, lo que representó un ligero incremento de 19.6 MMpcd en comparación con 2011. El crecimiento más importante se presentó en el rubro del sector industrial-distribuidoras que promediaron 1,374.5 MMpcd, volumen superior en 49.1 MMpcd respecto a 2011, lo que se explica por el comportamiento de la industria del acero, que incrementa su producción cuando existe disponibilidad de gas natural.

Por su parte, las ventas en el sector eléctrico promediaron 1,902.9 MMpcd, volumen ligeramente superior (18.7 MMpcd) a 2011. Cabe destacar que fue en el último trimestre de año cuando se registró un mayor consumo en este sector, esto por la menor generación en las plantas hidroeléctricas y por las restricciones en el suministro de gas licuado a CFE.

En contraparte, en el sector comercializadores se observó una reducción de 48.2 MMpcd, debido a los ajustes en los consumos de los clientes que se han tenido que solicitar para mitigar las alertas críticas que se presentaron durante 2012.

Respecto a las alertas críticas en el Sistema Nacional de Gasoductos, estas se suscitaron principalmente por un mayor volumen de extracciones de gas respecto las inyecciones, lo que provocó que en determinados eventos el gas necesario para operar el sistema de ductos (el empaque) haya disminuido por

debajo del límite mínimo de seguridad, con las alertas críticas se busca restablecer el nivel idóneo de empaque en dicho sistema.

En comparación con el POA, la oferta nacional se ubicó 0.7% por arriba de lo esperado debido a una mayor producción en las plantas de Pemex Gas como resultado de un incremento en el gas húmedo dulce de Burgos y en el gas húmedo amargo del mesozoico. Lo anterior, no obstante la declinación en la oferta de gas seco directo de campos por 68 MMpcd, principalmente de Burgos.

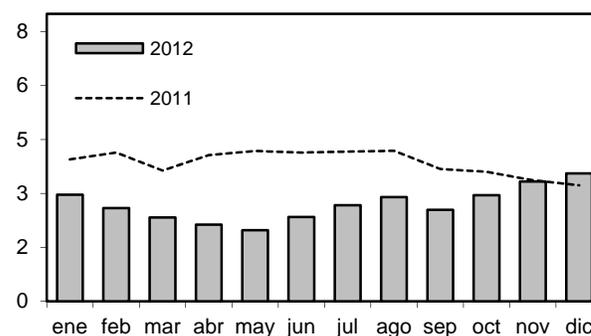
Por su parte el consumo de gas creció en 34.7 MMpcd. El crecimiento se explica por el comportamiento de las ventas internas, que fueron superiores en 59 MMpcd. En contraparte, los consumos en el sector petrolero resultaron inferiores en 25.2 MMpcd a los programados; la reducción más importante se presentó en Pemex Refinación que disminuyó su consumo en 69 MMpcd, principalmente en las refinerías Minatitlán, Tula y Cadereyta. En contraparte, los consumos en Pemex Exploración y Producción fueron superiores en 53.4 MMpcd.

Comercio Exterior. Como resultado principalmente de la menor producción de gas seco de las plantas de Pemex Gas y de la menor disponibilidad de gas directo de campos por parte de PEP, en el 2012 fue necesario importar 1,089.3 MMpcd, lo que representó un incremento de 298.5 MMpcd respecto al año anterior.

Es importante mencionar que, principalmente en el segundo semestre de 2012, como resultado de los problemas operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex, así como por el incremento en la demanda, Pemex Gas ha utilizado prácticamente al máximo la capacidad de importación en base firme contratada con el Sur de Texas y ha incrementado en la medida de lo posible el uso de la capacidad de importación en base variable.

Precios. En 2012, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (sur de Texas) fue de 2.69 dólares por millón de Btu, lo que representó una disminución de 1.17 dólares respecto a lo registrado en 2011.

Dólares por millón de Btu, ene-dic.



Durante 2012, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios en el mercado norteamericano fueron:

- La producción de Estados Unidos fue de 64.7 MMMpcd, 4% superior al promedio de 2011, lo que representa el nivel más alto históricamente y se explica principalmente por la producción de fuentes no convencionales (shale gas³), segmento que en 2012 representó el 44.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 23.13 MMMpcd en 2011 a 28.64 MMMpcd en 2012.
- La demanda de gas natural en Estados Unidos, promedió 69.7 MMMpcd, superior en 4.1% a la registrada en el año anterior. El incremento se explica principalmente por el crecimiento de la demanda del sector eléctrico, la cual se ubicó en 25 MMMpcd, lo que representó un aumento de 20.6% respecto de 2011; ello como resultado del efecto sustitución en la generación eléctrica a favor del gas natural por su menor precio respecto a otros combustibles. Adicionalmente, se debe

Demanda de gas natural en EU
MMMpcd

	2011	2012
Total	66.9	69.7
Residencial y comercial	21.6	19.2
Eléctrico	20.8	25.0
Industria	18.4	18.7
Otros consumos	6.2	6.7

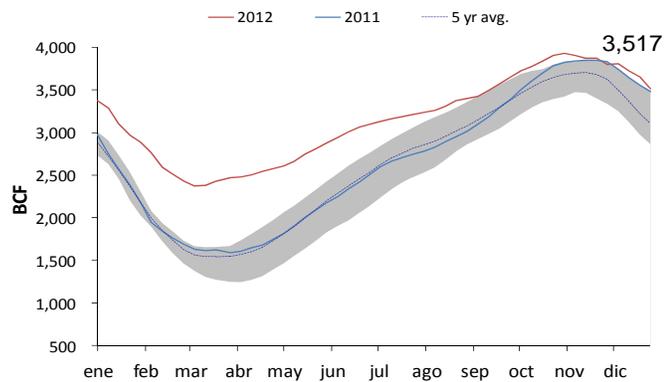
Fuente: PIRA, Energy Group, 21 de diciembre de 2012.

³ 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.

considerar que como resultado de una regulación más estricta en materia de generación nucleoelectrónica se presentaron interrupciones en la operación de las plantas con esta tecnología. En contraparte, el sector comercial y residencial presentaron una reducción de 10.8% en su consumo por un invierno menos frío que el promedio histórico.

- Las importaciones totales de Estados Unidos registraron un promedio de 6.3 MMMpcd, las provenientes de Canadá fueron de 5.8 MMMpcd. Por su parte, las importaciones de gas natural licuado (GNL) fueron de 0.5 MMMpcd, menores a las de 2011, como consecuencia del alto nivel de producción interna y de los menores precios relativos del gas natural en Estados Unidos con respecto a los observados en Europa y Asia.
- El incremento en la producción propició que el inventario se mantuviera elevado; sin embargo, ante la fuerte demanda del sector eléctrico registrada en el verano, el inventario empezó a disminuir en junio y para diciembre se ubicó en un nivel de 3,517 MMMpc, volumen similar al registrado en 2011.

Almacenamiento de gas natural en Estados Unidos, 2012



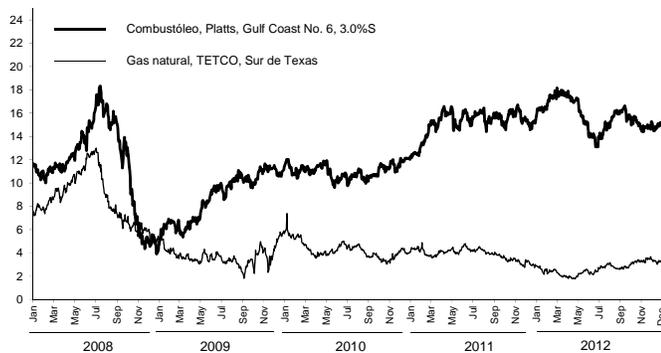
Precios relativos

dólares por millón de Btu

Combustible	2011	2012	Diferencial en dólares
Gasolina	23.087	23.982	21.289
Diesel	20.896	21.815	19.122
Crudo WTI	16.243	16.391	13.698
Propano	15.910	11.634	8.941
Combustóleo	14.895	15.776	13.083
Gas natural	3.860	2.693	--

Precios de referencia del gas natural vs. combustóleo

dólares por millón de Btu



Durante 2012, nuevamente el gas natural se mantuvo como el combustible de menor precio en el mercado. En comparación con el combustóleo su principal competidor, dado que ambos combustibles son sustitutos para la generación eléctrica, el diferencial de precios se mantuvo en niveles similares a los del 2011, por lo que el gas natural fue 13 dólares más barato. En comparación con otros combustibles como el diesel y la gasolina, los precios de estos fueron superiores respecto al precio del gas natural en más de 19 dólares.

Mercado de gas licuado

Durante 2012, el mercado nacional de gas licuado estuvo determinado por una disminución en la oferta. Por su parte, las ventas internas presentaron un comportamiento similar con respecto a 2011 y los precios de referencia fueron inferiores a los que predominaron durante el año anterior.

Balance de gas licuado

miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	292.9	293.3	292.0	-0.3	-0.4
Oferta nacional	210.5	208.7	206.4	-1.9	-1.1
Producción Pemex Gas	185.4	178.9	176.0	-5.1	-1.6
Otros organismos	25.1	29.8	30.4	21.0	1.9
Importaciones	82.4	84.6	85.6	3.9	1.2
Consumo total	291.9	293.2	291.0	-0.3	-0.8
Ventas internas	284.8	286.4	285.5	0.2	-0.3
Industriales	0.9	1.0	1.0	5.7	1.3
Otros organismos	3.9	5.4	3.8	-4.0	-30.0
Autoconsumos Pemex Gas	0.7	0.4	0.6	-14.4	43.5
Exportaciones	1.5	0.1	0.1	-92.4	38.3
Variación de existencias ^a	1.0	0.1	1.1	---	---

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 206.4 Mbd, volumen inferior en 1.9% al alcanzado en 2011, lo que se explica por una reducción de 5.1% en la producción de Pemex Gas, como resultado de la menor oferta de gas húmedo amargo y de condensados amargos, asimismo influyeron los problemas operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex. Adicionalmente, contribuyó el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del complejo Cangrejera de Pemex Petroquímica ya que se dejaron de recibir los líquidos que esta planta envía a Pemex Gas para su fraccionamiento.

En contraparte, las compras a otros organismos aumentaron 21%, principalmente a Pemex Refinación en las refinerías de Tula y Minatitlán.

Con respecto al programa, la oferta nacional de gas LP fue inferior en 2.3 Mbd, debido a que la producción en Pemex Gas presentó una reducción de 2.8 Mbd, efecto que fue parcialmente compensado por la oferta de 0.6 Mbd de otros organismos.

Consumo. Las ventas totales de gas licuado, que consideran las ventas internas, industriales, al sector petrolero y las exportaciones, fueron de 291 Mbd, volumen ligeramente inferior en 0.9 Mbd al registrado en 2011.

Por su parte, las ventas internas fueron de 285.5 Mbd, volumen ligeramente superior al registrado en el año anterior, dicho incremento en la demanda se debe principalmente a mayores consumos en el norte y centro del país. Por su parte, las ventas a otros organismos de Petróleos Mexicanos disminuyeron 0.2 Mbd.

Con respecto al POA el decremento en las ventas totales de gas licuado fue de 2.2 Mbd, la principal reducción se presentó en las ventas internas con 0.9 Mbd y en el consumo de otros organismos de Petróleos Mexicanos (1.6 Mbd), efecto que fue compensado por mayores autoconsumos de Pemex Gas (0.2 Mbd).

Comercio exterior. Las importaciones fueron de 85.6 Mbd, volumen superior en 3.2 Mbd con respecto a 2011. El incremento en las importaciones responde a la reducción en la oferta; así como a factores operativos que afectaron la logística de suministro de gas LP. En este último caso está el accidente en la estación de medición de gas de PEP que ocasionó que entre el 18 de septiembre y el 25 de octubre el complejo procesador de gas Burgos saliera de operación; así como los incidentes en el ducto Cactus-Guadalajara.

Precios. Durante 2012 el precio de referencia internacional del propano promedió 105.9 centavos de dólar por galón (UScts/gal), alcanzó su nivel más bajo en julio con 78.11 UScts/gal, a partir de ese momento cambió la tendencia y en diciembre subió a 92.66 UScts/gal. Este comportamiento está asociado a la estabilización de los precios del crudo y al nivel de inventarios en el mercado norteamericano.

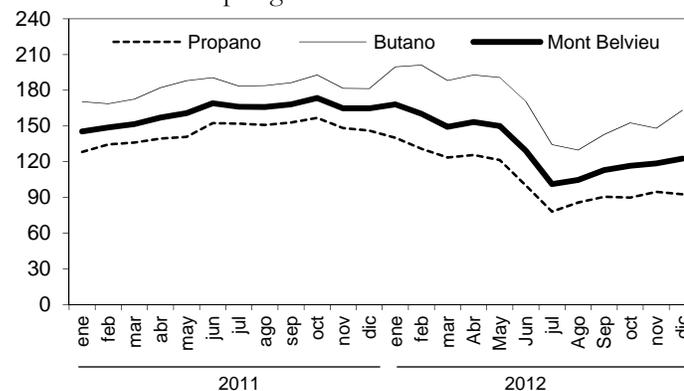
Precios relativos

centavos de dólar por galón, ene-dic

Combustible	2011	2012	Var. %
Propano ^a	144.9	105.9	-26.9
Butano ^a	181.9	167.7	-7.8
Mont Belvieu	161.4	132.1	-18.2

a. Las referencias para el propano y butano son Thomson Reuters, OPIS, Oil Price Information Service.

Precios de referencia del gas licuado vs. Mont Belvieu
Centavos de dólar por galón



El precio promedio de referencia internacional del butano en 2012 fue de 167.7 UScts/gal; sin embargo, en el primer semestre los precios tuvieron una importante reducción; sin embargo a partir de agosto la tendencia cambió y se revirtió la caída en los precios, esto último derivado del incremento en el consumo de las refinerías en el mercado norteamericano.

Por su parte, el precio de referencia internacional para el gas LP en Mont Belvieu promedió 132.1 centavos de dólar por galón, valor 29.3 UScts/gal inferior al registrado el año anterior.

El Ejecutivo Federal desde 2003 ha publicado diversos decretos por medio de los cuales, el precio del gas LP se ha sujetado a precio máximo de venta de

primera mano y de venta al usuario final. Derivado de lo anterior, durante 2012 el precio ponderado nacional al público se incrementó cada mes en 7 centavos por kilogramo con respecto al mes anterior, pasando de 9.41 pesos por kilogramo en enero a 10.18 en diciembre; de tal manera que para el periodo de enero a diciembre la política de precios representó un incremento de 8.18% en los precios al público.

Los decretos anteriormente mencionados tuvieron un impacto negativo para las finanzas de Petróleos Mexicanos de 20,936 millones de pesos, calculados en función de los precios observados en el mercado de referencia internacional durante 2012. Cabe destacar que en mayo de 2012, la Comisión Reguladora de Energía aprobó el cambio en los costos de internación (componente del precio con base en referencia internacional), se modificó principalmente el costo en Pajaritos, el cual pasó de 48.98 UScts/gal a 17.09 UScts/gal. Lo anterior, disminuyó el impacto económico para Petróleos Mexicanos.

De mantenerse la misma política de precios durante 2013, el impacto económico para Petróleos Mexicanos se estima en 3,465 millones de pesos. Cabe señalar que en dicha estimación se observa una ligera recuperación de los ingresos durante el primer semestre, cuyo efecto se espera sea revertido durante el segundo semestre de 2013, una vez que la Comisión Reguladora de Energía autorice la actualización de costos de internación que reflejen las condiciones actuales del comercio internacional.

Mercado de gasolinas naturales

Durante 2012, la oferta de gasolina natural promedió 73.6 Mbd, 11.3% inferior a 2011 debido a una menor oferta de gas húmedo amargo marino y mesozoico, así como por una menor oferta de condensados. Del total de la oferta, 72.3 Mbd provinieron de los complejos procesadores de gas y 1.3 Mbd de otros organismos (complejos petroquímicos y campos de PEP). En el caso de la oferta de Pemex Gas la reducción de 9.4 Mbd se debe principalmente a una menor oferta de gas húmedo y de condensados previamente comentado.

Por su parte, las ventas a otros organismos promediaron 2.5 Mbd, volumen inferior (4.5 Mbd) al registrado en el año precedente. La contracción en el consumo persistió durante todo el año como consecuencia principalmente de la menor demanda de Pemex Petroquímica (3.8 Mbd) por el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del CPQ Cangrejera.

Balance de gasolina natural

miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	83.0	81.0	73.6	-11.3	-9.1
Oferta Pemex Gas	81.7	79.5	72.3	-11.5	-9.0
Otros organismos	1.2	1.6	1.3	1.1	-18.7
Destino	82.2	81.0	71.9	-12.6	-11.3
Ventas a otros organismos	7.0	22.3	2.5	-64.8	-89.0
Exploración y Producción	1.2	1.0	0.5	-58.1	-50.2
Refinación	1.4	11.9	1.3	-5.3	-89.0
Petroquímica	4.5	9.4	0.7	-85.0	-92.9
Exportación	75.2	58.7	69.4	-7.7	18.3
Variación de existencias	0.8	0.0	1.7	---	---

a. Incluye variación de existencias, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

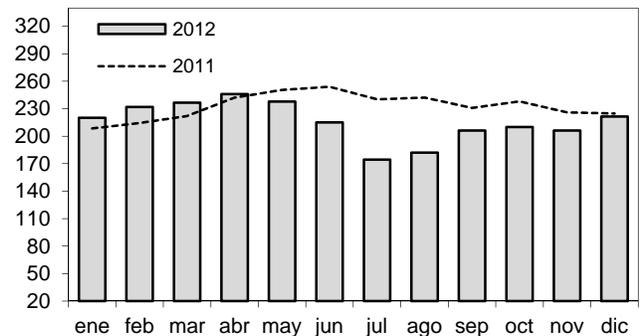
Como resultado de la reducción en la oferta de Pemex Gas, en 2012 las exportaciones se ubicaron en 69.4 Mbd, 5.8 Mbd menores a las registradas el año anterior.

En comparación con el programa, la oferta de gasolina natural fue inferior en 7.4 Mbd a lo esperado, esto por la menor producción de Pemex Gas como resultado de menor oferta de condensados amargos y dulces.

Por su parte, las ventas a otros organismos resultaron inferiores en 19.9 Mbd a lo programado, porque no se pudieron entregar 9 Mbd de naftas a Pemex Petroquímica debido al retraso de la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del CPQ Cangrejera. Mientras que en el caso de Pemex Refinación se había programado un consumo adicional de 10 Mbd, el cual no se realizó ya que este organismo no ha terminado de rehabilitar la infraestructura de transporte requerida para que se le pueda suministrar la gasolina natural.

Precios. Durante 2012, el precio promedio de la gasolina natural se ubicó en 215.5 centavos de dólar por galón, 7.5% menor al valor registrado en 2011. Este producto se emplea como componente en la mezcla de la gasolina automotriz, por lo tanto el precio se ve afectado por los precios de la gasolina automotriz.

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



Mercado de etano

La oferta de etano fue de 115.3 Mbd, volumen 4.4% inferior con relación a 2011, lo que representó una disminución de 5.3 Mbd por una menor oferta de gas húmedo amargo marino y del mesozoico.

Por su parte, la demanda de Pemex Petroquímica presentó un comportamiento similar al registrado en 2011, por lo cual ante la reducción de la oferta, los excedentes inyectados a ductos de gas seco fueron de 42 Mbd, cifra inferior en 11.4% a lo registrado en el año anterior.

Balance de etano

miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Producción Pemex Gas	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Destino	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.0
Otros organismos	73.2	81.6	73.3	0.2	-10.2
Inyectado a ductos	47.4	39.8	42.0	-11.4	5.6
Diferencia Estadística	0.0	0.0	-0.1	---	---

Con relación al POA, la producción resultó inferior en 6.1 Mbd debido a la menor oferta de gas marino. En tanto que los consumos de Pemex Petroquímica resultaron inferiores en 8.3 Mbd, debido a los altos niveles de inventarios de etileno, a problemas operativos en los complejos petroquímicos de Morelos y Pajaritos y por la salida de operación de la planta Swing ubicada en Morelos. Por lo anterior, como resultado de la disminución en la demanda las inyecciones de etano a los ductos de gas seco fueron superiores en 2.2 Mbd.

Mercado de azufre

La oferta de azufre se ubicó en 1,006.5 Mt, 5.3% superior a lo registrado en 2011, debido principalmente a que Pemex Refinación aumentó su oferta en 94.2 Mt, principalmente en las refinerías de Minatitlán, Madero y Cadereyta.

Por su parte, las ventas internas se incrementaron en 1.3 Mt. En tanto que como resultado del incremento en la producción de Refinación las exportaciones crecieron en 61.5 Mt.

Balance de azufre miles de toneladas					
	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	956.0	1,094.2	1,006.5	5.3	-8.0
Producción Pemex Gas	636.1	599.9	591.5	-7.0	-1.4
Pemex Refinación	319.8	494.3	413.9	29.5	-16.3
Pemex Exploración y Producción	0.2	0.0	1.0	469.4	0.0
Consumo total	945.0	1,094.2	1,007.7	6.6	-7.9
Ventas internas	647.8	752.6	649.1	0.2	-13.8
Exportación	297.2	341.6	358.7	20.7	5.0
Variación de existencias ^a	11.0	0.0	-1.2	---	---

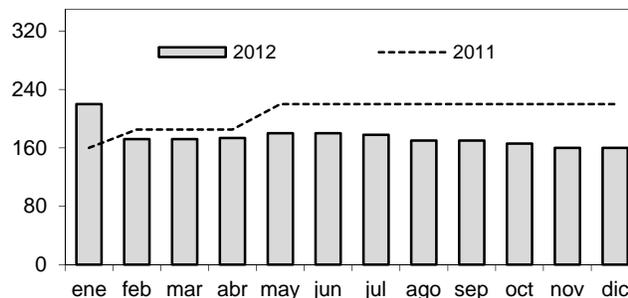
a. Incluye variación de inventarios, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

En comparación con el programa, la oferta de azufre fue 87.7 Mt inferior a lo estimado, lo que se explica principalmente por la menor oferta por parte de Pemex Refinación en Minatitlán, Cadereyta, Madero y Salina Cruz (80 Mt).

Por su parte, las ventas internas registraron una disminución de 103.5 Mt debido a que en el programa se consideró una mayor demanda de azufre para la industria química. Como resultado de la reducción en la demanda, las exportaciones de azufre fueron superiores en 17.1 Mt con respecto a lo programado.

Precios. En 2012 el precio contractual del azufre registró un comportamiento a la baja, sobre todo en el último trimestre del año, lo que es reflejo de la reducción en el precio de referencia y de la sobre oferta del producto en el mercado internacional.

Precio contractual en Tampa
dólares por tonelada larga



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 para atención de todos los organismos subsidiarios y cinco le aplican exclusivamente a este organismo.

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:

1. Incrementar la productividad por millar de pie cúbico procesado.
2. Mejorar el desempeño operativo de los complejos procesadores de gas.
3. Mejorar la calidad de los productos de los complejos procesadores de gas.
4. Propiciar mejoras en el desempeño de los sistemas de transporte y distribución de gas y petroquímicos básicos.
5. 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 y las medidas correctivas implementadas.

Desde el inicio de este programa, Pemex Gas ha presentado dieciocho informes: dos trimestrales en 2008, cuatro en 2009, cuatro en 2010, cuatro en 2011 y cuatro más en 2012.

De las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 10 acciones estaban concluidas al iniciar 2012 y tres se concluyeron como resultado de las actividades realizadas por el organismo en el ejercicio 2012, siete están en proceso de atención y una se reprogramó.

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 ⁴ .	<p>Concluida. Al 15 de febrero de 2013 el proyecto se encuentra concluido.</p> <p>El arranque de la planta inició el 9 de noviembre de 2012 y la prueba de desempeño se llevó a cabo la primera semana de diciembre de dicho año, misma que fue satisfactoria. Actualmente, la planta opera de acuerdo a las condiciones de carga de gas húmedo dulce disponible.</p> <p>Se estima que el cierre administrativo del proyecto se realice en la segunda quincena de abril de 2013.</p>
3	Incrementar la producción de líquidos en la planta criogénica e instalar sección de fraccionamiento en el CPG Arenque.	<p>Reprogramada. Con base en los escenarios de oferta de gas húmedo de PEP, actualizados en el Ciclo de Planeación 2012, será hasta 2016 cuando se requiere contar con capacidad criogénica incremental en el CPG Arenque.</p>

Línea de acción: Eficiencia operativa

No.	Descripción	Avance
4	Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex ⁵ .	<p>Concluida. Al 15 de febrero de 2013 el proyecto mecánicamente está concluido.</p> <p>Las pruebas funcionales de los generadores de vapor de los recuperadores de calor HRSG-1 y 2, el sistema automático de control de temperatura de gas combustible para los turbogeneradores y el soplado y la interconexión definitiva del sistema de vapor, se concluyeron a finales de enero.</p> <p>La planta se encuentra en ajustes técnicos menores, previos a la realización de las pruebas de operación y desempeño, las cuales se estima realizar en la primera quincena de marzo.</p> <p>Se tiene previsto que la prestación del servicio inicie la segunda quincena de marzo de 2013.</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>El 6 de julio de 2012, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) requirió a Pemex Gas la presentación de la versión definitiva de los TYCVPM de gas LP y de sus respectivos Lineamientos Operativos de Condición Financiera y Suspensión de Entrega (LOCFSE).</p>

⁴ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas.

⁵ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas.

No.	Descripción	Avance
		<p>Por lo anterior, el 27 de agosto de 2012 mediante oficio PEMEX GAS-SP-GR-475-2012, se entregó la versión definitiva de la propuesta de ambos documentos. La versión incluye la propuesta de asignación impulsada por Pemex Gas, con lo que se espera la publicación por parte de la CRE para su aplicación.</p> <p>En noviembre de 2012 y con el objetivo de evitar la <i>negativa ficta</i> al cabo de tres meses de su entrega, se consultó a esta autoridad sobre el estatus de la propuesta presentada, tanto de TYCVPM como de sus lineamientos financieros, LOCFSE. Se espera el análisis y, en su caso, aprobación por parte del pleno en las próximas fechas para estar en condiciones de presentarla a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Economía como una propuesta única por parte de Pemex Gas y de la CRE. Al cierre de 2012 no se han recibido comentarios de la Comisión.</p> <p>Por lo que respecta a la Directiva de Precios, la CRE emitió en mayo de 2012, la resolución RES/149/2012, mediante la cual autorizó a Pemex Gas la aplicación de los costos de internación a que se refiere la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano para los puntos de internación del gas LP.</p> <p>Dichos costos, constituyen uno de los componentes metodológicos de la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano que se sustituyen en virtud de la política de precios emitida por el Ejecutivo Federal mediante Decreto.</p> <p>Debido a que no se autorizó el cambio de metodología para el cálculo de precios durante septiembre de 2012 como estaba previsto, los precios del último trimestre de 2012 se determinaron conforme a los Decretos y Resoluciones mensuales correspondientes, estos precios continúan calculándose con el mecanismo vigente en la Directiva DIR-GLP-001-2008.</p>

Línea de acción: Responsabilidad corporativa

No.	Descripción	Avance
6	Construir los libramientos de Xalapa, Veracruz; Morelia, Michoacán y El Durazno, Guanajuato.	En proceso. El libramiento de Xalapa ⁶ acumuló un avance físico de 95%. El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato para la terminación del libramiento con la empresa Líneas de Producción, S.A. de C.V. / LIPSA Industrial, S.A. de C.V, la empresa

⁶ El libramiento Xalapa por sus características forma parte de la línea de acción de crecimiento.

No.	Descripción	Avance
		<p>inició los trabajos el 12 de marzo y a diciembre del 2012 se tiene un avance físico de 23%.</p> <p>La construcción del libramiento de Morelia, Michoacán tiene un avance de 99%. No obstante que el ducto está mecánicamente terminado aún se están atendiendo algunas observaciones y hallazgos determinados por la empresa Verificadora Lloyd Germánico.</p> <p>Por otra parte, la construcción del libramiento El Durazno, Guanajuato se encuentra totalmente terminado. Actualmente se realizan trabajos complementarios de integración de las trampas de diablos con la interconexión del libramiento.</p>
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. A diciembre de 2012 se han inspeccionado con equipos instrumentados los tramos: Los Herrera-Cadereyta, Zavalza-Camargo y Camargo-Chihuahua. En 2013 se inspeccionará el tramo Chávez-Zavalza, así como la rehabilitación y certificación de los cuatro tramos.</p> <p>El avance global de las tres fases a diciembre de 2012 es de 74.57%.</p>
14	Modernizar redes contra incendio en los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.	<p>En proceso. La modernización de las redes contra incendio de los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex presenta un avance de 83.1% y 79.5%, respectivamente (el avance físico se actualizó de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-4).</p> <p>Para la red en el CPG Nuevo Pemex la nueva fecha de término de acuerdo a este nuevo convenio de ampliación es para el 28 de febrero de 2013.</p> <p>En el caso de la red contra incendio del CPG Ciudad Pemex, con la formalización del convenio de ampliación D-4, la nueva fecha de término es para el 24 de julio de 2013.</p>
15	Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Ciudad Pemex.	<p>En proceso. Como consecuencia de la desviación registrada entre los avances físico y financiero programados y reales de la obra y con base en la normatividad correspondiente, con fecha 28 de marzo de 2011 Pemex Gas notificó la rescisión del contrato a la compañía DICA, Infraestructura, S.A. de C.V., asimismo el 28 de junio de 2011 ratificó la</p>

No.	Descripción	Avance
		<p>determinación de rescindir el contrato y se inició el proceso de finiquito correspondiente.</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> <p>En julio de 2012 se sometió a aprobación la contratación de la primera etapa en la sesión extraordinaria del Grupo de Trabajo de apoyo del Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. El día 27 de agosto 2012 se firmó el contrato PEMEX GAS-SP-GRM-0027/2012 con la compañía Tradeco Industrial S.A. de C.V para la terminación de la obra con un plazo de 127 días naturales a partir de esta fecha.</p> <p>Para esta primera etapa se cuenta con un avance del 90% en el suministro de materiales para los trabajos de integración de los servicios principales (gas combustible y tubería para líquidos) y un avance del 40% en la ejecución de los trabajos de obra.</p>
16	Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los complejos procesadores de gas.	<p>En proceso. Durante 2012 se realizaron las siguientes actividades:</p> <p>Se concluyó con los paquetes documentales requeridos por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con el objeto de generar el alta de un proyecto de inversiones para la modernización y reforzamiento de la infraestructura de seguridad física en los complejos procesadores de gas que integran la Subdirección de Producción. Esta documentación se está consolidando para su entrega a la SHCP.</p> <p>El área corporativa de recursos humanos realizó las gestiones para integrar la plantilla de personal de confianza, responsable de la función de seguridad física en los complejos procesadores de gas. Para su aplicación en enero de 2013.</p> <p>Se finiquitaron los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo a los sistemas de acceso y control de asistencia (SAYCA) de los CPG, efectuándose los cierres documentales correspondientes. Asimismo se preparan los requerimientos de servicio y refaccionamiento asociado para el mantenimiento preventivo del ejercicio 2013 para todos los CPG.</p> <p>El avance al cierre de 2012 se mantiene en 54%.</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>Concluido. Avance de las principales actividades durante 2012:</p> <p>Se realizó el proyecto de Bóveda Única para la emisión de facturas para todo Petróleos Mexicanos en donde están incluidas las operaciones de Pemex Gas en el rubro de facturación. Estas consideran los últimos requerimientos del SAT en materia de facturación con los CFDI bidimensionales certificados. Desde septiembre de 2012 se encuentra operando normalmente.</p> <p>El fideicomiso para la reposición de activos está operando normalmente. Durante 2012 sólo se solicitaron algunos cambios para la reincorporación de clientes y para aumentar el margen de tolerancia.</p> <p>Se terminaron los siguientes desarrollos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El Transport Allocation, que consistió en el desarrollo de una aplicación en R3-SAP para la asignación de compras en los diferentes contratos de transporte en base a sus capacidades, costos, rutas, etc. • El Trading Application que consistió en el desarrollo de una aplicación para capturar y administrar en R3-SAP las compras y ventas en base a los requerimientos y necesidades del Sistema Nacional de Gasoductos. • El Electronic Data Interchange (EDI) módulo integrado a SAP que envía el resultado de la asignación de transporte "Transport Allocation" a través del EDI vía el adaptador de la North American Energy Standards Board (NAESB), el cual es el estándar internacional de la industria del gas natural, directamente al gasoducto americano.
19	Reducir costos de suministro de bienes y servicios ⁷ .	<p>En proceso. El desarrollo del Sistema Integral de Información de Adquisiciones y Obras Públicas (SIIAOP) no registró ningún avance, en razón de no se tuvieron los recursos humanos necesarios para este desarrollo por parte del área de Tecnologías de Información y Procesos de Negocios, en virtud de su nueva estructura organizacional.</p> <p>Como parte de la estrategia de suministros, la Dirección Corporativa de Operaciones de Petróleos Mexicanos, a través de la Subdirección de Suministros</p>

⁷ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas

No.	Descripción	Avance
		<p>implementó Contratos Preparatorios Nacionales, con el objeto de proporcionar bienes y servicios a los organismos subsidiarios con proveedores primarios que cuentan con los derechos exclusivos de marca y/o patente.</p> <p>Durante 2012, Pemex Gas se adhirió a cinco Contratos Preparatorios Nacionales.</p> <p>Durante este periodo, se continuó el proceso de actualización de la documentación legal con la que los proveedores acreditan los derechos exclusivos de suministro de bienes y servicios; y se realizó el alta en el catálogo electrónico de dos proveedores que presentaron la titularidad de los derechos exclusivos.</p> <p>De lo anterior resultó que en 2012 se tienen 49 convenios para la transmisión y recepción de información a través de medios electrónicos, que consideran la inclusión de los precios y condiciones de los bienes y servicios que proporciona el proveedor primario incorporados en el catálogo electrónico pactado con Pemex Gas.</p> <p>Con respecto a los mecanismos de colaboración y relación con los clientes internos. Durante 2012 se continuó trabajando con las áreas de contratación en las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualización de condiciones y términos de contratación. • Especificaciones técnicas sobre mantenimiento vehicular. • Prontuario sobre beneficios de las Disposiciones Administrativas de Compras (DAC). • Desarrollo de la solución tecnológica denominada eRoom, herramienta que permitirá, por vía remota (RED), revisar los requerimientos de contratación y los documentos soporte, antes de su admisión en el Módulo de Recepción de Requerimientos (MRR), involucrando a todas las áreas responsables: Administradora del Proyecto, Planeación, Proyecto y Construcción, Jurídico, Finanzas, Recursos Materiales, todas como Áreas Supervisoras, con el objeto de fortalecer, complementar, observar y enriquecer los proyectos, previo al inicio del procedimiento de contratación.

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 una adecuada infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de PEP, contar con una flexibilidad operativa en el sistema de transporte, aprovechar el potencial de cogeneración eléctrica, así como atender la demanda de etano requerida por el mercado. 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.
 - Contrato de servicio para el transporte de etano.

Es conveniente señalar que en reportes anteriores Pemex Gas reportaba dos proyectos: Ductos Petroquímicos Vía Agave y Transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos, ambos asociados al proyecto Etileno XXI; sin embargo, debido a que dichos proyectos serán realizados por un tercero y Pemex Gas firmará un contrato de servicios para el transporte de etano, en este documento se reporta el contrato en cuestión.

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.

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 1,270 MMpcd¹.

1. La capacidad de transporte de esta infraestructura se ajustó con base en los resultados del Ciclo de Planeación 2012, lo cual motivó que se modificara de 1,389 a 1,270 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. y
- Líneas de Producción 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	mar/13
Interconexión	mar/13	mar/13
Inicio de operación		abr/13

Indicadores económicos* mm\$

Costo total (proyecto en ejecución)	1,853
VPN	2,721
TIR (%)	20

* Resultados correspondientes al Ciclo de Planeación 2012. Los indicadores de rentabilidad (VPN y TIR) se incrementaron como resultado de un manejo de gas promedio anual superior al estimado en el ciclo anterior.

Inversión*

mm\$

Concepto	Ejercido			Programa 2013	Total
	Acum. a 2010	Cierre 2011	Ene-Dic 2012		
Est. comp.	512	16	-	-	528
Libramiento e interconexión	1,106	11	93	115	1,325
Total	1,618	27	93	115	1,853

* Cifras en pesos constantes 2012.

Fuente: Acum. a 2010 y cierre 2011: reportes anuales de Cuenta Pública.

Ene-Dic 2012: Ejercicio de cierre preliminar al 11 de enero de 2013.

2013: estimado para finalizar el proyecto.

Concepto	Físico		Financiero	
	Prog.	Real	Prog.	Real
Est. comp.	-	100	-	100
Libramiento e interconexión	92	90	91	91
Total	92	90	93	93

* Avance al cierre de diciembre de 2012. La diferencia entre los avances físico y financiero del proyecto global, se debe a que las compañías contratistas (construcción de libramiento e interconexión) aún no devengan los anticipos que se le pagaron.

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2012:

- La estación de compresión está concluida y operando.
- La empresa Condux S.A. de C.V. construyó el 63% del libramiento Xalapa, sin embargo, debido a los atrasos que presentó, el 17 de junio de 2011 se firmó unilateralmente el acta de finiquito con esta empresa.
- El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato con la empresa Líneas de Producción S.A. de C.V. (LIPSA) para realizar las obras complementarias del libramiento. Los trabajos del libramiento se retomaron el 12 de marzo y la conclusión de la parte mecánica se estima para marzo de 2013. El monto del contrato asciende a 94 millones de pesos.
- Por otra parte, una vez que se concluya el libramiento se iniciarán los trabajos de interconexión con el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana. La interconexión se asignó, a través de una licitación internacional, a la empresa T.D. Williamson de México, S.A. de C.V. Para ello, ya se cuenta con todos los accesorios requeridos en sitio.
- Actualmente está en proceso de autorización un convenio de ampliación con la compañía LIPSA. Con base en lo anterior, se tiene previsto que la interconexión se realice en marzo de 2013 y la operación del libramiento inicie a partir de abril de 2013.

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 y Petroquímica Básica, 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 ^b	nov			
Contratación del IPC		jun		
Procura y construcción		ago		sep
Pruebas y arranque				dic

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	5,041
VPN	6,425
TIR (%)	24

Avance del proyecto(%)^{*}

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
100.0	99.0	93.5	93.4

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido				Programa	Total
	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	747	1,969	1,181	829	315	5,041
Estudios	-	-	-	-	-	-
Ejecución	747	1,969	1,181	829	315	5,041

* Cifras en pesos constantes 2013. 2009-2012 reportes de Cuenta Pública, 2013: Estimado para concluir el proyecto y finiquito.

* La diferencia entre los avances físico y financiero obedece a que, se encuentra en un proceso de conciliación la obra extraordinaria realizada en el proyecto. Lo anterior, modificó el costo estimado para concluir el proyecto, por lo cual el avance financiero difiere de los que se han venido reportando.

Observaciones⁸

Al 15 de febrero de 2013:

1.El proyecto se encuentra concluido. El arranque de la planta inició el 9 de noviembre de 2012 y la prueba de desempeño se llevó a cabo la primera semana de diciembre de dicho año, misma que fue satisfactoria. Actualmente la planta opera de acuerdo a las condiciones de carga de gas húmedo dulce disponible.

2. Se estima que el cierre administrativo del proyecto se realice en la segunda quincena de abril de 2013.

⁸ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas.

Cogeneración en el CPG Nuevo Pemex

Objetivo

Aprovechar el potencial de cogeneración del complejo 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 t/h 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	12	13
Bases de usuario	ago			
Bases de licitación IPC	ago			
Contratación del IPC ^a		sep		
Desarrollo de las instalaciones		sep	dic	
Inicio prestación del servicio ^b				mar

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).
b. Fecha establecida en el contrato con ACT, 18 de septiembre de 2012.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total	6,498
VPN	3,320
TIR (%)	16.4

*Después de impuestos. Incluye el beneficio de cogeneración eficiente. El tipo de cambio considerado en la evaluación es de 12.9 pesos por dólar (paridad utilizada para el ciclo de planeación 2013).

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido				Total
	Acum. a 09	10	11	12	
Total	-	-	-	-	6,498
Estudios	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	6,498

*Cifras en pesos constantes 2013. Incluye inversión física por un monto de 461.1 millones de dólares (oferta ganadora), equivalente a 5,948 MM\$, 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 550 MM\$.

Avance del proyecto (%)

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
100	99.98	100	99.98

Observaciones⁹

Al 15 de febrero de 2013:

- El proyecto mecánicamente está concluido. Las pruebas funcionales de los generadores de vapor de los recuperadores de calor HRSG-1 y 2, el sistema automático de control de temperatura de gas combustible para los turbogeneradores y el soplado y la interconexión definitiva del sistema de vapor, se concluyeron a finales de enero.
- La planta se encuentra en ajustes técnicos menores, previos a la realización de las pruebas de operación y desempeño, las cuales se estima realizar en la primera quincena de marzo.

Se tiene previsto que la prestación del servicio inicie la segunda quincena de marzo del 2013.

⁹ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas.

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				Progra-	Total
	Acum. a 09	10	11	12	mado 13+	
Total	-	-	-	-	-	40,832
Estudios	-	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	-	-

* Cifras en millones de pesos constantes 2012.

Fuente: Inversión estimada en 3,200 millones de dólares (cifra actualizada por el consorcio). Tipo de cambio: 12.76 pesos por dólar. (paridad considerada para el Ciclo de Planeación 2012). 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 CRE emitió la resolución RES/036/2010, en la que 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.

En sesiones de trabajo realizadas en la SENER con Braskem-Idesa, personal de Pemex Gas y la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos, analizaron y acordaron diversos puntos de orden contractual que incidían en la consideración de las partes financieras, para otorgar el financiamiento respectivo, además de analizar las alternativas para sustituir la garantía corporativa originalmente solicitada.

Contrato de servicio para el transporte de etano

Objetivo

Contratar un servicio de transporte de etano líquido y gaseoso desde los Complejos Procesadores de Gas de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos y garantizar el suministro de este petroquímico al proyecto Etileno XXI y a Pemex Petroquímica.

Alcance

Pemex Gas firmará un contrato de servicio de largo plazo (21 años: 20 años de operación comercial más uno de pruebas) con Gasoductos del Sureste S. de R.L. de C.V., para el transporte de hasta 105.6 Mbd de etano. Este sistema de transporte implicará la construcción de un ducto de aproximadamente 74 km para movimiento de C₂+ del CPG Ciudad Pemex al CPG Nuevo Pemex, así como un ducto del 148 km para el transporte de etano gas de los CPG Nuevo Pemex y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalcos.

Actividades relevantes*

Actividades	12	13	14
Contratación del prestador del servicio	sep-dic		
Localización trazo y perfil, estudios topográficos e ingeniería básica	oct	mar	
Trámites ambientales y compra de DDV estratégicos	oct	dic	
Procura y construcción		ene	jun
Pruebas y puesta en operación			abr-jun
Inicio de prestación de servicios			jul

*A excepción de la contratación del prestador del servicio por parte de Pemex Gas, el resto de las actividades correrán a cuenta del prestador del servicio de transporte.

Indicadores económicos mm\$

Costo *	3,818
VPN**	9,605
TIR (%)**	28

* Valor presente del pago de servicio de transporte.
 ** Después de impuestos. El indicador es integral, ya que por una parte contempla, del lado de los egresos los costos relativos al pago del servicio de este contrato de transporte y la inversión de las obras de proceso, y por los ingresos, el beneficio que proviene del diferencial de precio que presenta el etano como energético respecto al etano petroquímico.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido		Programado		Total
	Acum. a 11	12	13	14	
Total					3,540

* Cifras en pesos constantes 2012. Tipo de cambio: 12.76 pesos/dólar.
 El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado. Estimado de costo Clase IV.

Observaciones¹⁰

- Las actividades se programaron con el fin de concluirlo antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI (finales de jun-2014).
- El 10 de agosto de 2012, el GTI-Pemex ratificó la acreditación de la etapa FEL I.
- El 29 de agosto de 2012 el SubCAAOS de Pemex Gas dio su opinión favorable para la contratación, por lo que, el 17 de septiembre de 2012 se obtuvo la opinión favorable del CAAOS de Pemex Gas con relación a la contratación del servicio y dictaminó procedente la excepción a la licitación.
- El 28 de septiembre de 2012 el Consejo de Administración de Pemex Gas aprobó los términos y condiciones del contrato de "Servicio de transporte de etano" y determinó los términos y condiciones que no podrán ser modificados sin su consentimiento.
- El 9 de octubre de 2012 el CAAOS de Petróleos Mexicanos opinó favorablemente respecto al contrato.
- El 29 de octubre de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el contrato de "Servicio de transporte de etano" y determinó que los términos y condiciones de dicho contrato no podrán ser modificados sin su consentimiento".
- El 13 de diciembre de 2012 se firmó el contrato para la prestación del servicio de transporte de etano entre Pemex Gas y Gasoductos del Sureste.
- El 21 de diciembre de 2012 se firmó el contrato del IPC entre Gasoductos del Sureste y Techint.
- El 21 de enero se obtuvo la Manifestación de Impacto Ambiental.

¹⁰ Acción actualizada para atender el compromiso 152/1 derivado de la sesión 152 del Consejo de Administración de Pemex Gas.

5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

a) Seguridad industrial

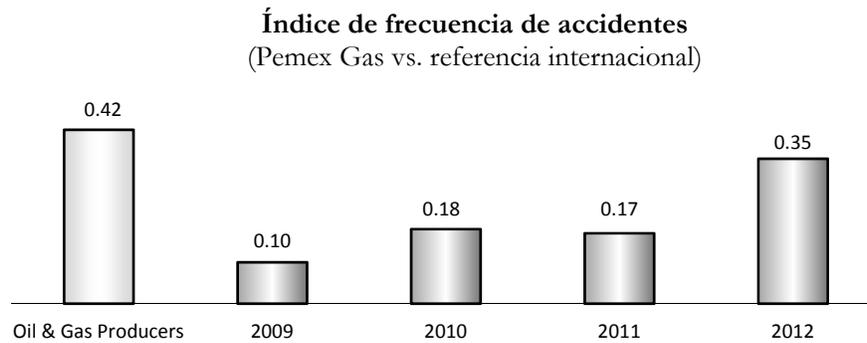
Durante 2012, Pemex Gas registró diez accidentes incapacitantes en sus instalaciones; el 7 de febrero en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, el 14 de febrero en el sector ductos Salamanca, el 12 de abril en el complejo procesador de gas Cactus, el 19 de abril en el complejo procesador de gas Poza Rica, el 11 de julio en el sector ductos Chihuahua, el 4 de agosto en el complejo procesador de gas Matapionche, el 8 de octubre y el 9 de noviembre en el complejo procesador de gas Área Coatzacoalcos, el 15 de noviembre en el sector ductos Mendoza y el 29 de noviembre en el complejo procesador de gas Poza Rica.

Conforme a los eventos registrados, al concluir 2012, el índice de frecuencia se ubicó en 0.35, superior al 0.17 observado al cierre del año anterior y superior a la meta establecida de 0.16; por su parte, el índice de gravedad se ubicó en 21.31, superior al 15.35 del cierre de 2011 y mayor a la meta establecida en 20.

Resumen de accidentalidad en Pemex Gas, 2011 – 2012

	Número de accidentes		Trabajadores lesionados		Fatalidades		Días perdidos		Índice de frecuencia		Índice de gravedad		Días desde el último accidente
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	
Total Pemex Gas	4	10	3	11	2	0	464	662	0.17	0.35	15.35	21.31	32
Producción	3	7	3	8	0	0	104	488	0.14	0.38	5.02	23.08	32
Ductos	1	3	0	3	2	0	360	174	0.39	0.56	70.56	32.30	46
Gas Licuado y PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	3,631
P. A. Texistepec	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	3,010
Oficinas Centrales	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	2,192
Contratistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	1,517

La International Association of Oil & Gas Producers (OGP) determinó para 2011 una referencia para el índice de frecuencia de accidentes de 0.42¹¹. En Pemex Gas, al cierre de 2012 se registraron 11 trabajadores lesionados, no obstante, el índice de frecuencia (0.35) se ubicó por debajo de la referencia internacional.



Los diez accidentes que se presentaron durante 2012 se describen a continuación:

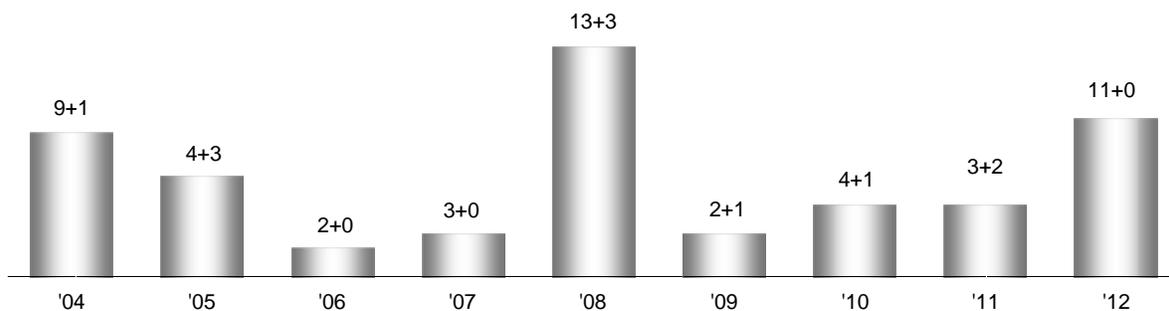
1. El 7 de febrero en el CPG Nuevo Pemex, un operador que realizaba maniobras de izaje para la extracción del rotor de un turbogenerador sufrió una lesión en los dedos anular y medio de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 10 de octubre de 2012.
2. El 14 de febrero en el sector de ductos Salamanca, durante los trabajos de integración del libramiento Morelia (gasoducto de 24" Valtierra-Lázaro Cárdenas), un ayudante de operador, mientras apoyaba un polín en la parte baja de un tubo se lesionó los dedos anular y medio de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 22 de abril.

¹¹El índice de frecuencia se calcula a partir del número de trabajadores lesionados por millón de horas hombre laboradas. La referencia de la International Association of Oil & Gas Producers considera el promedio de las principales compañías que integran dicha asociación.

3. El 12 de abril en el CPG Cactus, durante los trabajos de mantenimiento en un separador de gas amargo, un trabajador se resbaló del peldaño superior de la escalera y en la caída se golpeó en la cadera y en el brazo derecho contra el muro de concreto. El trabajador recibió el alta médica el 8 de agosto.
4. El 19 de abril, en el CPG Poza Rica, cuando se realizaba el mantenimiento de la subestación eléctrica número 10 de la planta criogénica, un brinco de corriente en el interruptor de una motobomba provocó un arco eléctrico, lo cual lesionó a un trabajador en la mejilla izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 27 de abril.
5. El 11 de julio, en el sector de ductos Chihuahua, durante las labores para corrección de un deslave en el km 31+200, un obrero que realizaba maniobras para retirar piedras en el derecho de vía se lesionó el dedo anular de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 9 de septiembre.
6. El 4 de agosto, en el CPG Matapionche, cuando se realizaban los trabajos de cimbra en el interior de una cámara de combustión, a un trabajador se le resbaló un martillo y se lesionó el dedo medio de la mano izquierda. El trabajador recibió alta médica el 6 de agosto.
7. El 8 de octubre en el CPG Área Coatzacoalcos, un obrero que realizaba maniobras de desmontaje en un cambiador de calor de la planta criogénica de Pajaritos, se lesionó el mentón y el tobillo derecho al ser proyectado por efecto de la tensión del carrete. El trabajador recibió el alta médica el 6 de enero de 2013.
8. El 9 de noviembre en el CPG Área Coatzacoalcos, un operador que realizaba trabajos en el taller mecánico de piso, al intentar quitarle el filo al resorte de la válvula PSV se lesionó el dedo índice de la mano izquierda con la piedra abrasiva de un esmeril. El trabajador recibió alta médica el 21 de diciembre de 2012.

9. El 15 de noviembre, en el sector de ductos Mendoza, un obrero que realizaba un recorrido de revisión de las condiciones de operación de los sistemas de la estación 3 Arroyo Moreno, perdió el equilibrio y se lesionó el brazo derecho al intentar bajar tres escalones después de revisar el nivel de agua del calentador de gas del oleoducto. El trabajador tiene incapacidad médica el 12 de febrero del 2013.
10. El 29 de noviembre, en el CPG Poza Rica, un operario y un ayudante que realizaban trabajos para desviar condensados a la torre de enfriamiento sufrieron quemaduras de segundo grado en piernas y brazos, cuando les cayó condensado en diversas partes del cuerpo. Los trabajadores recibieron el alta médica el 21 de diciembre de 2012 y el 2 de enero de 2013.

Total de trabajadores con lesiones incapacitantes + trabajadores fallecidos, en Pemex Gas



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

- Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).
- Implantación del segundo ciclo de mejora del SSPA.

- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento de herramientas preventivas de Pemex-SSPA y la aplicación de las mismas:
 - a. Planeación de los trabajos con riesgos.
 - b. Análisis de seguridad del trabajo.
 - c. Auditorías efectivas como parte obligatoria durante la supervisión de trabajos.
 - d. Durante cambios en la planeación de los trabajos; suspender, replantear y analizar los nuevos riesgos asociados.
 - e. Inspección preventiva de riesgos contra cumplimiento de normatividad vigente en equipos, accesorios e instalaciones críticas de proceso, para que el personal ingrese, opere, mantenga y supervise en forma segura.
- Supervisión permanente de trabajos con riesgo mediante acciones para eliminar y/o administrar los riesgos.
- Campañas de izaje, manejo de cargas y seguridad del personal basado en comportamiento.
- Difusión de los análisis causa raíz e implementación obligatoria de recomendaciones en instalaciones similares.
- Capacitación para el personal de Pemex en la administración de la seguridad de los contratistas.

Con el propósito de reducir los índices de accidentalidad registrados durante 2012, Pemex Gas ha programado para 2013 las siguientes acciones:

- Reforzamiento a la línea de mando en el sistema Pemex SSPA.
- Homologación de la función de SSPA en los centros de trabajo.

- Reforzamiento de la cultura, mejora de la calidad y el compromiso de la organización en el proceso de auditorías efectivas.
- Aplicación de la *campana cero tolerancia* de actos y condiciones inseguras.
- Mejoramiento del proceso de disciplina operativa en los procedimientos de operación y prácticas seguras, con estricto cumplimiento a nivel gerencial, y mandos medios (confianza y sindicalizados).
- Realización de auditorías a los programas de inspección con expertos en integridad mecánica, integridad eléctrica, contra incendio, análisis de riesgos y administración de cambios.
- Cumplimiento estricto al proceso de investigación y análisis de incidentes, atención de recomendaciones y difusión de incidentes.
- Establecimiento del sistema de reconocimientos y sanciones del personal.

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

Como resultado del esfuerzo para realizar las operaciones bajo normas de seguridad y protección ambiental, al cierre de diciembre, los complejos procesadores de gas Arenque y Burgos cumplieron más de siete años sin accidentes incapacitantes.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en CPG, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Poza Rica	32	0.1
Área Coatzacoalcos	52	0.1
Matapionche	149	0.4
Cactus	263	0.7
Nuevo Pemex	328	0.9
Ciudad Pemex	672	1.8
La Venta	1,720	4.7
Arenque	2,598	7.1
Burgos	3,129	8.6

Por su parte, sin considerar a la terminal de gas LP de Monterrey que inició operaciones a partir de 2007, en todas las terminales de distribución de gas licuado se ha erradicado la accidentalidad laboral durante más de 9 años. Destacan trece terminales con más 15 años sin accidentes incapacitantes.

Número de días sin accidentes incapacitantes en terminales de gas LP, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Monterrey ¹	1,834	5.0
Topolobampo	3,631	9.9
Matapionche	5,812	15.9
Tula	5,836	16.0
TT Salina Cruz	6,153	16.9
Representación comercial gas licuado	6,209	17.0
Tepeji del Río	6,339	17.4
Poza Rica	6,451	17.7
Puebla	6,550	17.9
Zapopan	6,557	18.0
Rosarito	6,574	18.0
Abasolo	6,830	18.7
Cactus	7,057	19.3
Ciudad Juárez	7,107	19.5
Ixhuatepec	7,829	21.4

1. 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 y Torreón y la unidad de apoyo técnico Sur (UAT Sur), cumplieron 16 años o más sin accidentes incapacitantes. Otras dos unidades de apoyo técnico (UAT Centro y Norte) cumplieron más de 14 años sin accidentes ocupacionales.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en sectores de ductos, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Mendoza	46	0.1
Chihuahua	173	0.5
Salamanca	321	0.9
Minatitlán	564	1.5
Venta de Carpio	768	2.1
Monterrey	1,226	3.4
Reynosa	1,665	4.6
Veracruz	1,723	4.7
Cárdenas	2,510	6.9
San Fernando	3,337	9.1
Guadalajara	3,948	10.8
Tlaxcala	4,437	12.2
Nuevo Pemex	4,749	13.0
UAT Centro	5,451	14.9
UAT Norte	5,461	15.0
Torreón	5,836	16.0
UAT Sur	6,177	16.9
Madero	6,210	17.0

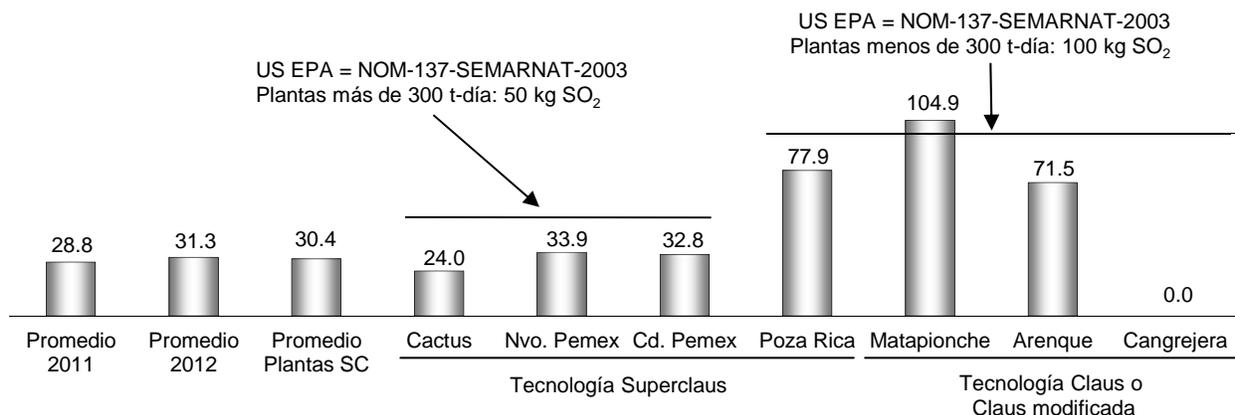
b) Gestión ambiental

Bióxido de azufre

En 2012, las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas se ubicaron, en promedio mensual, en 31.3 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado, cifra ligeramente superior a la registrada en el mismo periodo de 2011 (28.8 kg/t).

El incremento en las emisiones de bióxido de azufre se explica por la disminución de la eficiencia en plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex; como medida correctiva estas plantas se repararon durante noviembre y diciembre de 2012, como se observa en la gráfica siguiente ambos complejos procesadores cumplen con la NOM-137-SEMARNAT-2003.

Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 2012
kg de SO₂ por cada tonelada de azufre procesado

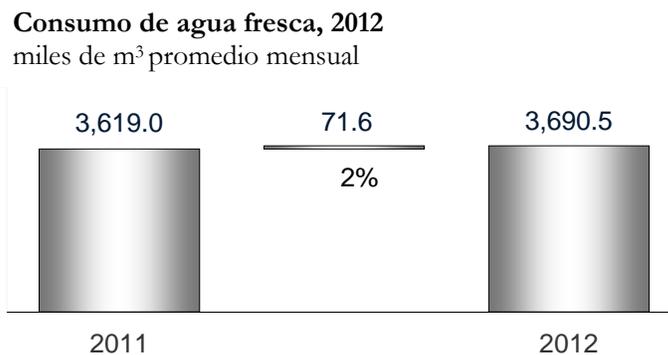


Por su parte, los complejos procesadores de gas Poza Rica y Arenque registraron emisiones por debajo del límite de 100 kg de SO₂ que contempla dicha norma para plantas recuperadoras con capacidad menor a 300 toneladas por día.

En el caso del complejo procesador de gas Matapionche, como resultado de las medidas operativas implementadas en la planta recuperadora de azufre número 2 y por la salida de operación de la planta recuperadora de azufre número 1 se logró disminuir en 77.1 kilogramos el bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado con respecto a lo reportado en 2011. Con lo anterior, la eficiencia promedio de la planta es de 94.77%, superior a la eficiencia mínima calculada en 94.27% conforme a su capacidad de diseño de acuerdo a lo establecido por la NOM-137-SEMARNAT-2003. Cabe aclarar que las emisiones de SO₂ de este complejo se ubican ligeramente por arriba del promedio establecido para las plantas de Pemex Gas con capacidad menor a 300 toneladas por día.

Consumo de Agua

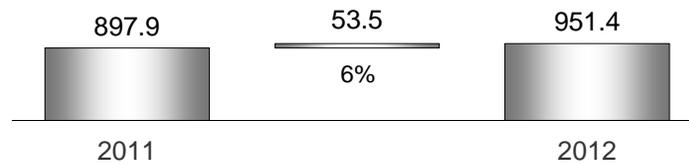
Durante 2012, Pemex Gas consumió 3,690.5 mil metros cúbicos de agua en promedio mensual, volumen similar al reportado en 2011.



Descargas de agua

En 2012 las descargas de aguas residuales fueron de 951.4 mil metros cúbicos en promedio mensual, volumen 6% mayor a las registradas en 2011. Cabe señalar que dichos parámetros están dentro de los límites establecidos en la normatividad aplicable, por lo que los centros de trabajo de Pemex Gas no han tenido que realizar pagos por multas impuestas por la autoridad.

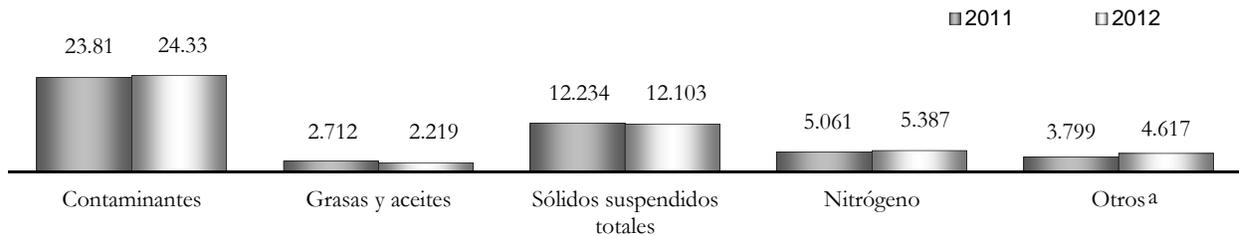
Descargas de agua, 2012
miles de m³ promedio mensual



Los contaminantes contenidos en las descargas de agua residual de los centros de trabajo de Pemex Gas, aumentaron 2% al pasar de 23.81 toneladas en promedio mensual en 2011 a 24.33 toneladas en 2012.

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, 2012
toneladas, promedio mensual



a. Fosfatos, sulfuros y metales.

Pasivos ambientales

Pemex Gas tiene declaradas 15.1 hectáreas (has) como pasivo ambiental, de las cuales, 11.5 has se encuentran en el complejo procesador de gas Reynosa, 2.9 has en La Venta y 0.7 has en Arenque. Para atender esta situación, durante 2012 se realizaron las siguientes acciones:

1. En el caso del complejo procesador de gas Reynosa, en cumplimiento al compromiso contraído en la reunión de trabajo del 22 de julio de 2011 con la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), y como parte de las actividades definidas en el programa de trabajo 2012-2014, durante el año continuó la recuperación de hidrocarburo en fase libre, se obtuvieron 39,816 litros de dichos hidrocarburos con trazas de agua.

Programa de trabajo 2012-2014

Actividades	Periodo
Recuperación de hidrocarburo en fase libre.	2012 a 2013
Estudio de riesgo ambiental.	Enero a diciembre de 2012
Reunión Pemex-SEMARNAT para revisión y análisis de las alternativas de remediación restauración.	Enero de 2013
Entrega del programa de remediación a la SEMARNAT.	Abril de 2013
Acuerdos con la Comisión Nacional del Agua.	Abril de 2013
Proceso concursal.	Abril a junio de 2013
Remediación-restauración del sitio.	Julio de 2013 a diciembre de 2014

En lo que se refiere al resto de las actividades del programa 2012-2014, en una reunión efectuada en octubre de 2012 con la autoridad competente, Pemex Gas propuso una redefinición y recalendarización de las actividades, debido a que el organismo se encuentra en proceso de definición de la estrategia a seguir, ya sea para proceder a la remediación del suelo, subsuelo y manto freático ya declarado o en su caso para proceder a las actividades

inherentes al proceso de abandono de sitio. Esta reprogramación será definida en 2013.

2. Referente al complejo procesador de gas La Venta, el 29 de febrero se llevó a cabo una reunión con la DGGIMAR en la que se presentaron los siguientes resultados: tratamiento del suelo contaminado en las tres fosas construidas; así como del monitoreo del sitio donde se extrajo el suelo para su tratamiento. Dichos resultados, demuestran que ya no existe contaminación y que se cumple con la normatividad tanto en el suelo tratado contenido en las celdas, como en el área de donde fue extraído.

Conforme a lo acordado en dicha reunión, mediante oficio PGPB-ASIPA-314-2012, el 11 de mayo de 2012, se entregó a la DGGIMAR el “Informe de conclusión de los trabajos de remediación del sitio contaminado del CPG La Venta”, correspondiente a 2.94 hectáreas. Adicionalmente se entregó la documentación probatoria del cumplimiento de las condicionantes de la autorización del Programa de Remediación (DGGIMAR.710/006557 del 08.10.2007).

En este sentido la DGGIMAR mediante oficio (DGGIMAR.710/005952) solicitó información adicional, la cual fue atendida el 7 de noviembre de 2012 con oficio PGPB-ASIPA-716-2012. Esta documentación se encuentra en revisión, por lo que, en caso de que la autoridad resuelva favorablemente, en el sentido de que se cumplieron los objetivos del programa, se procederá a la baja de este pasivo de la matriz de registro de sitios contaminados y pasivos ambientales.

3. Referente al complejo procesador de gas Arenque, se concluyó la revisión del informe final de los trabajos de remediación de 0.7 has del área de proceso, así como con el retiro parcial de material subsólido superficial del área de quemadores para su entrega a una planta de tratamiento.

Mediante oficio PGPB-ASIPA-315-2012, el 11 de mayo de 2012, se entregó a la DGGIMAR el “Informe de Conclusión de los Trabajos de Remediación del Sitio Contaminado del CPG Arenque”, correspondiente a 0.7 hectáreas del área de proceso. Anexo a este informe se entregó la documentación probatoria del cumplimiento de las condicionantes de la autorización del programa de remediación (DGGIMAR.710/006257 del 24.09.2007). Actualmente, este informe continúa en revisión por parte de la autoridad ambiental.

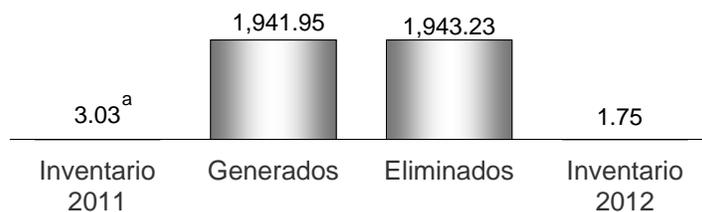
Con relación al área de quemadores, el 29 de febrero de 2012 se llevó a cabo una reunión con representantes de la DGGIMAR en la que el personal del centro de trabajo realizó una presentación de la metodología y de los resultados del estudio de caracterización efectuado después del retiro del material subsólido superficial en aproximadamente seis hectáreas del suelo subyacente.

Conforme a los acuerdos de dicha reunión, el centro de trabajo procedió a la integración del programa de remediación y propuesta de plan de manejo de los hidrocarburos semisólidos remanentes en el sitio, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y tomando en consideración los resultados del “Estudio de caracterización efectuado a aproximadamente 6 hectáreas del suelo subyacente, después del retiro del material semisólido superficial”, proceso en el que se registra un avance de 30%.

Residuos peligrosos

En 2012 se generaron 1,941.95 toneladas de desechos industriales clasificados como peligrosos y se eliminaron 1,943.23, con ello, el inventario al cierre del año se ubicó en 1.75 toneladas.

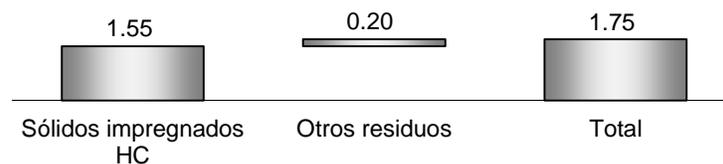
Evolución del inventario de residuos peligrosos, 2012
toneladas



a. Dato corregido en septiembre de 2012 como resultado de la revisión del sistema de información SISPA.

La mayor parte del inventario de residuos peligrosos son sólidos impregnados de hidrocarburos.

Clasificación del inventario de residuos peligrosos, 2012
toneladas



Derrames y fugas¹²

Durante 2012, Pemex Gas registró cinco fugas de hidrocarburos en sus instalaciones:

- El primero de febrero en el sector ductos Mendoza; el personal de la empresa Cal Química reportó al centro de trabajo un golpe con la maquinaria de dicha empresa al ramal de 8” por 12.038 kilómetros de longitud que le suministra gas natural y provocó una fuga de aproximadamente 0.87 MMpc de gas natural.
- La segunda fuga se registró el 22 de marzo en el gasoducto de 24” Chávez-Chihuahua en el derecho de vía compartido con Pemex-Refinación y ocasionó una pérdida de 52.3 MMpc de gas natural.
- El 22 de junio en el gasoducto de 18” Poza Rica - Venta de Carpio en el km 190+626, se presentó una fuga ocasionada por un tercero, cuando colocaba una carpa cerca del derecho de vía con un puntal metálico golpeó y perforó el ducto y ocasionó la pérdida de 4.494 MMpc de gas natural.
- El 18 de octubre, se presentó en el sector ductos Guadalajara una fuga de gas LP, la cual fue causada por personal de la empresa Cobra Construcciones mientras realizaba trabajos de despalme de terreno para la construcción de un acceso a la nueva terminal de almacenamiento de gas LP Zapotlanejo, el personal de la empresa golpeó con una maquinaria el LPG ducto de 14” Cactus-Guadalajara, tramo Santa Rita-Puente Grande, lo que provocó la fuga y quema de 4.99 Mb.
- El 13 de diciembre se presentó una fuga de gas natural en el km 217+750 del Gasoducto de 16” Chihuahua-Juárez en el tramo La Escuadra – Candelaria,

¹² Se basa en lo establecido por el lineamiento corporativo, número 800-80000-L-DCSIPA-001, del 16 de febrero de 2001, mediante el cual se reportan este tipo de eventos a las autoridades externas como SEMARNAT y PROFEPA.

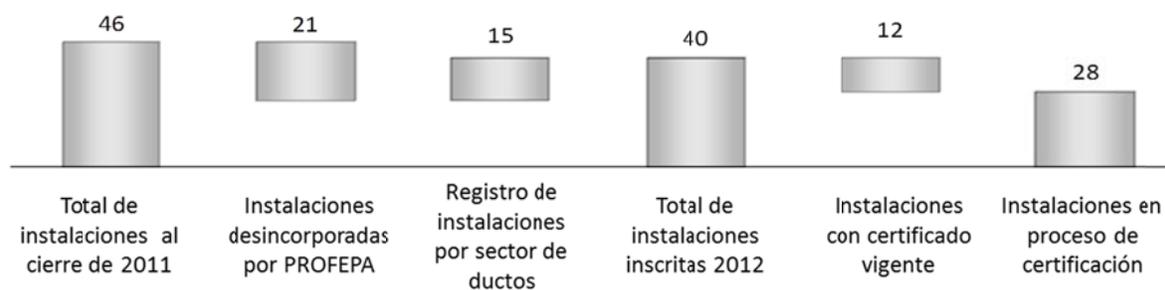
en el municipio de Ahumada, Chihuahua, el incidente se originó por un golpe de maquinaria agrícola, en dicho incidente se fugaron 4.9 MMpc de gas natural.

Es importante mencionar que en dichos eventos no se presentaron daños al personal ni a la comunidad y que Pemex Gas continúa reforzando los planes de acción orientados a prevenir fallas.

Industria Limpia

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, al inicio de 2012, Pemex Gas tenía registradas 46 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales (PNAA).

Evolución de las instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales



Durante 2012, la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) en cumplimiento al nuevo reglamento notificó la desincorporación de 21 instalaciones del PNAA. Al respecto, la Subdirección de Ductos gestionó la migración de las auditorías ambientales realizadas en años anteriores bajo el esquema de tramo de derecho de vía por un nuevo esquema que contempla

auditar cada sector de ductos, por lo que la autoridad solicitó que los 15 sectores de ductos se registraran en el programa para validar las nuevas auditorías ambientales; derivado de ello, el organismo tiene un total de 40 instalaciones inscritas.

Del total de instalaciones inscritas, 12 cuentan con certificados vigentes, tres complejos procesadores de gas (Ciudad Pemex, Poza Rica y La venta) y nueve terminales de distribución de gas licuado.

Instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales, 2012

	Instalaciones con certificado vigente	Instalaciones en proceso de certificación	Total de instalaciones al cierre de 2012
Complejos procesadores de gas	3	10	13
Sectores de ductos	0	15 ¹	15
Terminales de distribución de gas licuado	9	3	12
Total	12	28	40

De las 28 instalaciones en proceso de certificación, se reportan los siguientes avances:

- Los complejos procesadores de gas Burgos y Matapionche concluyeron el plan de acción y están en proceso de atender las recomendaciones realizadas al informe final de auditoría por la PROFEPA Central. Mientras que los complejos procesadores de gas Arenque, Cactus, Nuevo Pemex y los sectores Cangrejera, Morelos y Pajaritos, la terminal refrigerada Pajaritos y la terminal marítima de almacenamiento y distribución de Azufre correspondientes al Área Coahuila, entregaron el informe de auditoría en las Delegaciones Estatales y están en proceso de atención del plan de acción.
- Los 15 sectores de ductos que fueron incorporados al PNAA, entregaron su informe de auditoría ambiental a las Delegaciones Estatales correspondientes;

de estos, 9 fueron aprobados por la PROFEPA Estatal y 6 están en proceso de revisión por la autoridad ambiental.

- Con relación a las terminales de gas licuado Rosarito y Tepeji están en proceso de atención al plan de acción, mientras que la de Matapionche entregó el informe de auditoría a la delegación de PROFEPA en el Estado de Veracruz, el cual se encuentra en proceso de revisión por la autoridad ambiental.

Informe Anual 2012
Pemex-Petroquímica
(Artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos)

Febrero de 2013

Índice

	Página
1. Principales resultados operativos	1
1.1. Principales resultados operativos de Pemex-Petroquímica	1
1.1.1. Producción de petroquímicos	1
1.1.2. Mercado interno	4
1.1.3. Mercado internacional	6
1.2. Resumen ejecutivo del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) del Organismo	7
2. Inversiones	16
2.1. Presupuesto de inversión en devengable del Organismo	16
2.2. Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión durante 2012	19
3. Seguridad industrial y protección ambiental	20
3.1. Seguridad industrial	20
3.2. Protección Ambiental	21
Notas Temáticas	29
Integración de la cadena cloro-sosa/MCV	29

1. Principales resultados operativos

1.1. Principales resultados operativos de Pemex-Petroquímica

1.1.1. Producción de petroquímicos

Producción de Petroquímicos

Elaboración de Productos por Cadena, enero - diciembre 2012

(Miles de Toneladas)

Producto	2 0 1 1	POA	2 0 1 2	Variaciones				Producción Destinada a Ventas
				2012 vs 2011		2012 vs POA		
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	8,155	8,620	6,347	(1,808)	(22)	(2,273)	(26)	2,952
Derivados del metano	2,306	2,274	2,473	166	7	199	9	1,366
Derivados del etano	2,750	3,122	2,775	24	1	(347)	(11)	1,284
Aromáticos y derivados	923	1,062	166	(757)	(82)	(896)	(84)	102
Propileno y derivados	62	84	49	(13)	(21)	(35)	(41)	37
Otros productos	1,662	1,705	858	(804)	(48)	(847)	(50)	150
Petrolíferos	451	372	26	(425)	(94)	(346)	(93)	13

Nota: Ver desglose de la tabla en el anexo A de esta carpeta.

En 2012 se alcanzó la producción total de 6 millones 347 mil toneladas, cantidad inferior en 22 y 26 por ciento con relación al año previo y al POA. Esta cantidad principalmente es consecuencia a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este período y debido a esto se dejó de producir 1 millón 787 mil toneladas en relación al año anterior y 1 millón 784 mil toneladas de aromáticos, otros productos y petrolíferos respecto al POA. A continuación se presenta la explicación por cadena.

Derivados del metano

La cadena de derivados del metano resultó superior en 9 y 7 por ciento respecto al POA y al mismo período anterior, como resultado de que se dispuso de una tercera planta de Amoníaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque durante el último trimestre del año, así como al buen desempeño de la planta de Metanol II en el Complejo Petroquímico Independencia.

Derivados del etano

La cadena del etano superó en uno por ciento el volumen alcanzado en el mismo período del año anterior, y resultó 11 por ciento inferior al POA, debido principalmente a la disminución en la producción de etileno, el cual se afectó por la interrupción del tránsito ferroviario que se presentó del 18 de junio al 14 de julio, como resultado de la caída de dos puentes a consecuencia de las lluvias torrenciales que se abatieron sobre la zona después del paso del Huracán Carlotta; adicionalmente, del 18 al 31 de julio, se tuvieron restricciones en el abasto de etano debido a la libranza en Nuevo Pemex para la integración del Proyecto de Cogeneración.

Aromáticos y derivados

El volumen de producción de esta cadena resultó deficitario en 82 por ciento, respecto al año pasado, debido a que durante este período enero-diciembre, el tren de aromáticos y las plantas preparadoras de carga permanecieron fuera de operación por realizarse los trabajos de integración de la planta CCR. Así mismo, debido a la reprogramación de las corridas de prueba de la nueva CCR originalmente consideradas en marzo, esta cadena resultó inferior al POA en 84 por ciento.

Propileno y derivados

Esta cadena muestra un resultado inferior en 21 y 41 por ciento en comparación con año pasado y POA respectivamente, debido a que la planta de Acrilonitrilo presentó los siguientes eventos: a) durante el período del 14 de marzo al 6 de abril del presente, salió de operación por falta de propileno, declarándose por Pemex-Refinación como caso fortuito o fuerza mayor; b) del 22 de mayo al 30 de julio permaneció fuera de operación, debido a los bajos retiros del cliente; c) en septiembre se presentaron salidas de operación por falta de materia prima; y d) del 24 de octubre al 16 de diciembre salió de operación por altos inventarios, por lo que en este periodo se realizó el mantenimiento programado.

Petrolíferos

Durante 2012 no se tuvo producción, debido a los trabajos de integración, pruebas y puesta en operación de la nueva planta CCR.

Utilización de la Capacidad Instalada

Utilización de la Capacidad Total de Pemex-Petroquímica, enero-diciembre 2012

Centro	Capacidad Instalada (Mton)	Porcentaje de Utilización		
	Anual	Acum 2011	POA 2012	Acum 2012
Total	10,276	79%	84%	62%
Cosoleacaque	2,150	94%	93%	102%
Cangrejera	4,328	78%	77%	29%
Morelos	2,286	84%	96%	87%
Pajaritos	1,180	58%	81%	62%
Independencia	222	72%	71%	72%
Escolín	55	N.A.	N.A.	N.A.
Tula	55	N.A.	N.A.	N.A.

N.A.: No aplica.

Ver desglose de la tabla en el anexo B de esta carpeta.

El porcentaje de utilización de las plantas de Pemex-Petroquímica en 2012 resultó inferior al POA y al año previo, debido principalmente a que en el Complejo Petroquímico Cangrejera, se desfasaron las corridas de prueba de la planta CCR, por lo que el tren de aromáticos y las preparadoras de carga, permanecieron fuera de operación durante este período.

Por otra parte, la utilización de capacidad en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque resultó superior al POA y al 2011, debido a que la capacidad nominal de producción en este período, no incluye la operación de una tercera planta de Amoníaco a partir del último trimestre de 2012.

La utilización de la capacidad del Complejo Petroquímico Pajaritos superó en 4 puntos porcentuales lo logrado en el mismo período del año anterior, como resultado del buen desempeño de la planta de Cloruro de Vinilo; sin embargo, resultó inferior en 19 puntos respecto al POA; debido a que posterior a su mantenimiento, la planta de Etileno Pajaritos debió permanecer fuera de operación por restricción del abasto de etano, derivado de una falla eléctrica ocurrida el 29 de noviembre en el Complejo Procesador de Gas de Nuevo Pemex.

1.1.2. Mercado interno

Ventas acumuladas enero-diciembre 2012

	Miles de toneladas					Millones de pesos				
	2011	POA	2012	% Var. vs 2011	% Var. vs POA	2011	POA	2012	% Var. vs 2011	% Var. vs POA
Mercado interno	3,746	4,273	2,927	(22)	(32)	39,992	46,299	31,490	(21)	(32)
A nacionales	2,824	3,069	2,678	(5)	(13)	28,856	34,124	27,761	(4)	(19)
A interorganismos	922	1,205	249	(73)	(79)	11,136	12,176	3,729	(67)	(69)

Fuente: Sistema de Información Operativa Comercial (SIOOC)

Datos obtenidos al día 18/1/2013.

Las ventas al mercado interno cerraron con 31,490 millones de pesos, correspondientes a 2 millones 927 mil toneladas comercializadas a terceros y a otros organismos de Petróleos Mexicanos.

Los resultados fueron menores en relación al año previo y al POA debido a la escasez que se dio tanto de aromáticos, que alcanzó en mayor proporción al mercado interorganismos, así como a algunos derivados del etano, esto aunado a una menor demanda de amoníaco.

Los derivados de etano superaron en 2 y 2.4 por ciento al volumen y valor de ventas del 2011 por una mayor oferta de cloruro de vinilo y monoetilenglicol grado fibra, polietileno lineal y baja densidad. El incremento en la disponibilidad para los dos primeros petroquímicos, representó un incremento de 9 y 4 por ciento en volumen respecto al 2011.

Sobresalen las ventas de polietilenos con 601 mil toneladas, que es el mayor nivel alcanzado desde que se ofrecen los tres tipos de polietilenos, lineal, alta y baja densidad. Esto significó un crecimiento de ventas de 30 por ciento en el mercado de rotomoldeo, y un incremento de 5 por ciento de las resinas de la planta Swing.

Por su parte, la cadena del metano cerró con un desempeño económico favorable debido al comportamiento alcista de precios, superando en 12 y 8 por ciento al año previo y al POA. En volumen cerró con una diferencia de 2 y 6 por ciento respecto de las mismas referencias. El 2012 fue un año difícil para esta cadena por el menor consumo de amoníaco a causa de las condiciones climatológicas y falta de agua, la suspensión del tránsito ferroviario en el mes de junio, y en el último trimestre por la escasez de gas combustible.

Para asegurar la autosuficiencia de amoníaco al mercado nacional, en el último trimestre de 2012 se puso en marcha la planta V de Amoníaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, no obstante a causa de las alertas críticas de gas emitida por PGPB se administró y ajustó la producción con base a disponibilidad.

Destacan las ventas de metanol con 205 mil toneladas que superaron en 3 y 2 por ciento a las de 2011 y del POA respectivamente, por un incremento en los retiros de Pemex-Refinación. En valor se superó a las mismas referencias en 29 y 15 por ciento.

La oferta actual de metanol que combina la producción del Complejo Petroquímico Independencia con importaciones, se mantuvo altamente competitiva y cumplió el propósito de maximizar los ingresos.

En lo que corresponde a la cadena de aromáticos, los resultados reflejaron la escasez de oferta por los trabajos relacionados con el arranque de la reformadora CCR. La cadena cerró con 255 mil toneladas vendidas, que fueron menores en 54 y 45 por ciento al nivel de 2011 y del POA.

Los compromisos contractuales de venta de xileno y tolueno se cumplieron con importaciones que disminuyeron en el último trimestre con el arranque de la planta de Aromáticos.

Sobresale el esfuerzo para optimizar la economía de la cadena, con la operación del complejo de aromáticos utilizando reformado importado desde el mes de septiembre, acción que se decidió para disponer de solventes como xileno y tolueno, y del benceno como materia prima del estireno.

1.1.3. Mercado internacional

Comercio exterior enero-diciembre 2012

	Miles de toneladas					Millones de dólares				
	2011	POA	2012	% Var. vs 2011	% Var. vs POA	2011	POA	2012	% Var. vs 2011	% Var. vs POA
Total	93.9	92.8	65.8	(30.0)	(29.2)	142.7	84.3	4.8	(96.6)	(94.3)
Exportaciones	160.6	226.0	243.4	51.5	7.7	203.2	210.1	232.4	14.4	10.6
Amoníaco Anhidro	31.0	55.0	105.8	241.2	92.4	21.7	24.9	62.8	189.6	152.2
Benceno	3.5			(100.0)		4.2			(100.0)	
Butadieno crudo	32.7	35.2	42.6	30.3	21.0	61.7	24.1	70.8	14.8	193.9
Estireno	13.4	18.0		(100.0)	(100.0)	16.5	27.1		(100.0)	(100.0)
Etileno	8.9	62.0	50.9	470.4	(17.9)	9.3	65.0	47.6	414.3	(26.8)
PEAD	6.8	7.5	13.6	99.5	81.0	8.0	8.7	15.3	90.6	76.6
PEBD	34.9	6.0	8.2	(76.4)	37.1	49.1	10.1	10.3	(79.0)	2.5
PLBD	29.0	41.7	21.4	(26.2)	(48.8)	32.3	49.3	24.7	(23.3)	(49.8)
Trietilenglicol	0.5	0.6	0.9	85.8	46.6	0.5	1.0	0.9	59.2	(16.1)
Importaciones	66.7	133.2	177.6	166.3	33.4	60.5	125.8	227.6	276.1	81.0
Metanol	54.1	52.0	45.6	(15.7)	(12.4)	22.0	20.1	19.0	(13.6)	(5.3)
Xilenos 5°	6.3	15.0	62.2	886.4	315.0	7.9	18.7	80.9	928.1	333.4
Estireno		26.0	1.0		(96.2)		37.6	1.5		(96.0)
Tolueno		18.0	59.6		230.9		21.8	77.0		253.0
Otros	6.3	7.2	9.2	46.3	28.4	30.6	21.5	49.3	60.8	129.1

Fuente: Sistema de Información Operativa Comercial (SIOOC) y Base de Datos Institucional (BDI).

Datos obtenidos al día 18/1/2013.

La balanza comercial cerró superavitaria por efecto de las mayores ventas de amoníaco, etileno, butadieno crudo y polietileno de alta densidad. Las exportaciones de los dos primeros petroquímicos fueron por excedentes y aseguraron la continuidad operativa de las plantas.

Las importaciones por su parte fueron mayores a lo esperado, toda vez que se prescindió de oferta nacional por los trabajos que se realizaron a lo largo del año, para la modernización del Complejo de Aromáticos y la integración de la planta CCR.

1.2. 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 2012, 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 en dichas cadenas, así mismo se realizan mejoras con la finalidad de incrementar la eficiencia operativa, poniendo especial énfasis en la seguridad física del personal y 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 2012.

- **Implantación de la metodología FEL de SIDP para la evaluación de proyectos estratégicos**

Pemex-Petroquímica da seguimiento a sus proyectos mediante el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP). El 19 de junio

de 2012 se presentó al Grupo de Trabajo de Inversiones de Petróleos Mexicanos (GTI-PMX) la estrategia de Ejecución del proyecto de Óxido de Etileno.

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 C.P. Cangrejera (paquete 1)”, contrato que se formalizó con la compañía CCR Plattfoming Cangrejera, S. A. de C. V. Actualmente se encuentra en la etapa final de construcción.

- **Productividad del personal**

Al cierre de 2012, se observa un incremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina principalmente por la ocupación de plazas que estaban vacantes en la estructura, así como de la aplicación de los Convenios Administrativos Sindicales relativos a reaprovechamiento y definición del trato laboral del personal adscrito a las plantas de Amoníaco III y Amoníaco I (Hidrógeno) del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, así como el de la planta de Acetaldehído del Complejo Petroquímico Morelos.

Continúa pendiente el reaprovechamiento 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 al organismo optimizar su plantilla laboral.

- **Mejora tecnológica**

La metodología de estándares de consumo de materia prima y energéticos que se emplea en cada una de las plantas de proceso de Pemex-Petroquímica, permite analizar el desempeño y la eficiencia operativa en función del consumo de materias primas y energía por cada tonelada de producto elaborada, con lo cual se pueden detectar áreas de oportunidad para mejorar el desempeño de dicha instalación.

Lo anterior ha permitido mantener un estricto control operativo, lo cual propicia que las operaciones se orienten hacia la mejor práctica alcanzada por la propia operación de cada planta de proceso, de forma que se logren desempeños competitivos; derivado de esto, la eficiencia operativa de las plantas observa una tendencia superior a lo pactado al cierre del 2012, lo que generó un ahorro en los costos de producción

contra los estándares establecidos equivalente a 286 millones de pesos, principalmente en las plantas de Etileno de los Complejos Cangrejera y Morelos, además de la planta Swing del Complejo Petroquímico Morelos.

- **Cadena de valor**

En 2012, se alcanzó la producción total de 6 millones 347 mil toneladas, volumen inferior en 2 millones 273 mil toneladas (26 por ciento) respecto al Programa de Operación Anual (POA 2012).

La cadena del metano resultó superior en 9 y 7 por ciento respecto al POA y al mismo período anterior, como resultado de que se dispuso de una tercera planta de Amoníaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque durante el último trimestre del año, así como al buen desempeño de la planta de Metanol II en el Complejo Petroquímico Independencia.

La cadena del etano resultó 11 por ciento inferior al POA, debido principalmente a la disminución en la producción de etileno, el cual se afectó por la interrupción del tránsito ferroviario que se presentó en junio-julio, como resultado de la caída de dos puentes que se abatieron por el paso del Huracán Carlotta; adicionalmente, en julio, se tuvieron restricciones en el abasto de etano debido a la libranza en Nuevo Pemex para la integración del proyecto de cogeneración.

El volumen de producción de Aromáticos y derivados resultó deficitario, debido a que durante este ejercicio el tren de aromáticos y las plantas preparadoras de carga permanecieron fuera de operación por realizarse los trabajos de integración de la planta CCR.

La cadena de propileno y derivados mostró un resultado inferior debido a que la planta de Acrilonitrilo primero salió de operación en marzo por falta de propileno, de mayo a julio debido a los bajos retiros del cliente, en septiembre por falta de materia prima; y del 24 de octubre al 16 de diciembre salió de operación por altos inventarios, por lo que en este período se realizó el mantenimiento programado.

- **Gestión Operativa**

Al cierre de año Pemex-Petroquímica colocó 2 millones 921 mil toneladas en los mercados nacional y de exportación. Este nivel de

ventas fue 2 y 11 por ciento menor al alcanzado en el 2011 y del POA respectivamente.

Las diferencias se deben a menores ventas de derivados del etano, ya que se presentó menor demanda de petroquímicos como polietileno de baja densidad, así mismo se realizaron mantenimientos no programados; en la cadena de aromáticos se redujo la disponibilidad debido a que continuaron los trabajos para la ampliación del complejo de aromáticos y la integración de la planta CCR.

Sobresale el nivel de ventas de amoníaco y butadieno crudo por las exportaciones capturadas. En particular las exportaciones de amoníaco permitieron mantener la continuidad operativa, durante la temporada de menor consumo nacional y durante el período en el que se presentó la suspensión del tránsito ferroviario.

- **Satisfacción al cliente**

Se incorporó un nuevo Centro Embarcador Autorizado¹ (CEA), que nos permite acercar un mayor volumen de polietileno a los clientes que se encuentran al norte y noreste del país.

Se incrementó el volumen de entregas directas en espuela de clientes de polietilenos (DAP incoterms² 2010) respecto de 2011, de un 2.6 por ciento a un 4.1 por ciento con respecto al total de las ventas nacionales de polietileno. El 70 por ciento de las ventas totales nacionales, es distribuido bajo la modalidad de ferrocarril.

Otro aspecto a destacar, es el arranque de la tercera planta de Amoníaco (Amoníaco V) en octubre de 2012, que permite cumplir con la demanda nacional y evitar importaciones en temporada alta.

- **Desarrollo, implantación y mejora del sistema SSPA en Pemex-Petroquímica**

Se continúa con la implantación de las 11 líneas de acción que contempla el sistema, de las cuales el C.P. Cangrejera como unidad piloto ha concluido 8. El resto de los complejos petroquímicos se encuentran en el desarrollo de las líneas 6 a 9.

1 Fenoresinas.

2 DAP Delivered At Place. incoterms (international commercial terms).

Tablero de indicadores y metas

Pemex-Petroquímica

Período: Enero - Diciembre 2012

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO 2012 (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	N/A		<14	20	20	0%	N/A
Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%	1, 2 y 7	1	n/a	0		<10	10	10	-10%	Aceptable
Índice de productividad laboral	t/plaza ocupada	3 y 7	2	n/a	482	Max Min	1,021	656 605	656 605	-27%	Insuficiente
Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos	%	4, 7 y 27	3	n/a	2.6	Max Min	100	3.0 2.6	3.0 2.6	-14%	Aceptable
Factor de insumo etileno - polietilenos ⁽¹⁾	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.02	Max Min	1.02	1.01 1.02	1.01 1.02	1%	Aceptable
Factor de insumo etano - etileno ⁽²⁾	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.32	Max Min	1.31	1.31 1.32	1.31 1.32	1%	Aceptable
Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu/t	4, 7 y 27	3	n/a	24.72	Max Min	23.00	22.97 23.66	22.97 23.66	8%	Insuficiente
Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	F/O	Max Min	4.00	1.58 1.59	1.58 1.59	0%	N/A
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%	6, 7 y 27	4	n/a	76		<5	95	95	-19%	Insuficiente
Contribución Marginal	MM\$	6, 7 y 27	5	n/a	20,005		N/A	17,984	17,984	11%	Sobresaliente
Producción de petroquímicos (POA)	Mt	6, 7 y 27	3	n/a	6,347	Max Min	14,800	8,620 7,947	8,620 7,947	-26%	Insuficiente
Consumo de Energía	GJ/ton	4, 7 y 27	3	n/a	15.22	Max Min	N/A	12.92 13.05	12.92 13.05	18%	Insuficiente
Producto en especificación / producto entregado	%	27 y 28	6	n/a	99.06	Max Min	>97.00	99.70 98.70	99.70 98.70	-1%	Aceptable
Índice de frecuencia de accidentes	índice	5.00	7	n/a	0.49		<1.00	0.29	0.29	69%	Insuficiente
Índice de Uso de Agua	MMm ³	5	7	n/a	55	Max Min	N/A	60 61	60 61	-8%	Sobresaliente
Índice de carga contaminante DBO	ton	5	7	n/a	435	Max Min	N/A	420 425	420 425	3%	Insuficiente
Índice de Emisiones a la Atmosfera	Mton	5	7	n/a	6,075	Max Min	N/A	7,800 7,880	7,800 7,880	-22%	Sobresaliente
Residuos peligrosos	ton	5	7	n/a	1,652	Max Min	N/A	2,400 2,430	2,400 2,430	-31%	Sobresaliente

Notas:

(*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

(1): A partir del ejercicio 2010 se cambia la metodología de calculo al incluir la planta Swing.

(2): Incluye las plantas de Etileno de Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Cifras preliminares al corte del 22 de enero de 2013.

Causas principales de las desviaciones y acciones correctivas

- **Índice de Productividad Laboral**

Causas de la desviación: El resultado del indicador se vio afectado principalmente por la disminución en la producción, originada en mayor medida por el retraso en los trabajos de ampliación y modernización del tren de aromáticos en el Complejo Petroquímico Cangrejera y por el incremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período, como se explica en la acción de productividad laboral.

Acciones correctivas o de mejora: Se realizan planes de recuperación para concluir lo antes posible el proyecto de la planta de Aromáticos.

- **Factor de insumo gas natural - amoníaco**

Causas de desviación: El factor de insumo gas-amoníaco de diseño para las plantas de Amoníaco VI y VII es de 22.85 MMBTU/Ton, considerando un poder calorífico de 1,097.2 BTU/ft³ STD. Actualmente, PGPB entrega a PPQ gas con un poder calorífico promedio de 1,000.9 BTU/ft³ STD. Con este poder calorífico no es posible alcanzar los valores comprometidos y de diseño que demanda el proceso.

Acciones correctivas o de mejora: En reunión llevada a cabo con personal de la SENER, se acordó lo siguiente: a) Establecer un rango de valores como meta para este indicador de acuerdo con la calidad del gas recibido y los resultados de los últimos dos años. b) Revisar por parte del área jurídica de la SENER la posibilidad de realizar la modificación de la meta para este mismo año o, de lo contrario, a partir de 2013. c) La SENER está analizando la información entregada por Pemex-Petroquímica, por lo que se está en espera de la respuesta de dicho organismo.

- **Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)**

Causas de desviación: En 2012, se alcanzó la producción total de 6 millones 347 mil toneladas, 24 por ciento menos que lo estimado en el POT I, debido principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo no se efectuaron.

Elaboración de productos por cadena, enero-diciembre 2012
(Miles de Toneladas)

Producto	POTI	2 0 1 2	Variaciones	
			2012 vs POTI	
			Volumen	%
Total	8,366	6,347	(2,019)	(24)
Derivados del metano	2,522	2,473	(49)	(2)
Derivados del etano	3,028	2,775	(253)	(8)
Aromáticos y derivados	933	166	(767)	(82)
Propileno y derivados	83	49	(34)	(41)
Otros productos	1,516	858	(658)	(43)
Petrolíferos	283	26	(257)	(91)

Acciones correctivas o de mejora: Para el caso del proyecto de la planta de Aromáticos, se han realizado reuniones puntuales con la contratista para establecer las medidas necesarias de seguimiento y control, para cumplir en tiempo y forma con el objetivo planteado.

- **Producción de petroquímicos (POA)**

Causas de desviación: En 2012 se alcanzó la producción total de 6 millones 347 mil toneladas y se dejaron de producir un millón 784 mil toneladas de aromáticos, derivados y petrolíferos respecto al POA, cantidad inferior en 22 por ciento con relación con al programa. Lo anterior es consecuencia de que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo no se realizaron.

Elaboración de productos por cadena, enero-diciembre 2012
(Miles de Toneladas)

Producto	POA	2 0 1 2	Variaciones	
			2012 vs POA	
			Volumen	%
Total	8,620	6,347	(2,273)	(26)
Derivados del metano	2,274	2,473	199	9
Derivados del etano	3,122	2,775	(347)	(11)
Aromáticos y derivados	1,062	166	(896)	(84)
Propileno y derivados	84	49	(35)	(41)
Otros productos	1,705	858	(847)	(50)
Petrolíferos	372	26	(346)	(93)

Acciones correctivas o de mejora: Para el caso del proyecto de la planta de Aromáticos, se han realizado reuniones puntuales con la Contratista para establecer las medidas necesarias de seguimiento y control, para cumplir en tiempo y forma con el objetivo planteado.

- **Índice de consumo de energía**

Causas de desviación: Debido a que 68 por ciento de la energía consumida en Pemex-Petroquímica se centra en las plantas de Etileno y Amoníaco, las causas descritas en el indicador de factor de insumo gas natural-amoníaco, así como las restricciones en el suministro de etano durante el primer trimestre que impidieron estabilizar la producción de etileno y propiciaron la salida de operación de la planta del Complejo Petroquímico Cangrejera para reparación durante ese periodo, son las que afectaron de manera significativa el desempeño del índice de consumo de energía. Adicionalmente, las acciones necesarias para el arranque y paro de las plantas del Complejo Petroquímica Morelos durante agosto y septiembre y del Complejo Petroquímico Pajaritos en noviembre y diciembre se reflejaron en un aumento en el consumo de energía de PPQ.

Acciones correctivas o de mejora: Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad en el proceso de las plantas productivas.

- **Índice de frecuencia**

Causas de desviación: Al mes de diciembre de 2012, el índice de frecuencia se ubica en 0.49, resultado de 21 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. En el mismo período del 2011, los índices se ubicaron en 0.68 como resultado de 25 accidentes. Observándose una reducción del 27.9 por ciento con respecto al 2011. Asimismo, no se registraron accidentes fatales en el período, acumulando a diciembre 1,508 días sin fatalidades.

Acciones correctivas o de mejora: Se desarrollaron y ejecutaron los programas de acciones de contención en sus cuatro líneas de acción, a) Control disciplinado en la planeación y ejecución segura de las actividades de mantenimiento, b) Identificación y evaluación de riesgos críticos, c) Programa de acciones sobre condiciones inseguras críticas y

d) Mecanismo de rendición de cuentas para abatir la accidentalidad en los centros de trabajo, a través de las visitas del grupo de apoyo de la GCSIPA a todos los centros de trabajo por sus respectivos facilitadores.

- **Índice de carga contaminante DBO (Demanda Biológica de Oxígeno)**

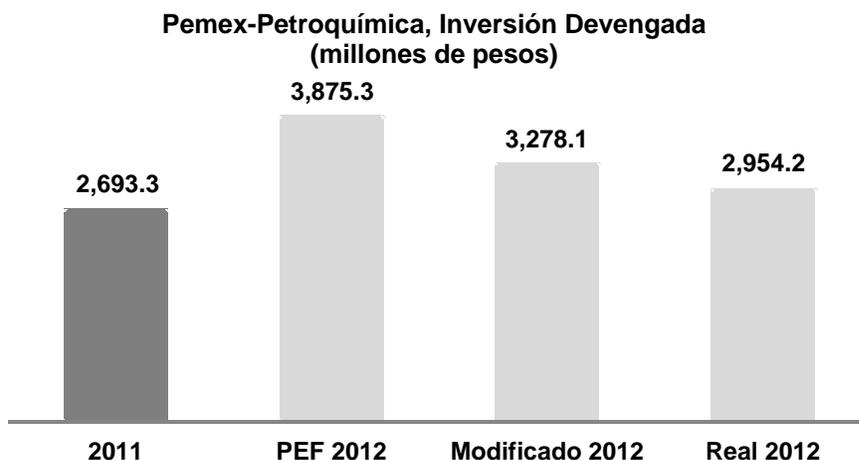
Causas de desviación: Durante 2012, el indicador presentó un comportamiento homogéneo hasta el final del año donde se rebasó la meta establecida en el Complejo Petroquímico Morelos, derivado del mantenimiento a la planta de Acrilonitrilo y fugas en la sección 400 en planta de Óxido de Etileno. Estas incidencias no permitieron alcanzar la meta anual establecida, sin embargo los límites permisibles de descarga establecidos en el título de concesión (224 t/mes), no fueron rebasados, situándonos aún muy por debajo de los mismos (35.67 t/mes).

Acciones correctivas o de mejora: Conclusión de la reparación y entrada en operación del oxidador BA-901 de la planta de Acrilonitrilo que elimina esta corriente contaminante, ya que presentaba deformación en el “Hogar”; una vez terminada se recuperó la especificación de la descarga de aguas residuales. Por otra parte, en la planta de Óxido de Etileno se eliminaron fugas en la sección 400, quitando el incremento de la concentración de la demanda bioquímica de oxígeno en el efluente.

2. Inversiones

2.1. Presupuesto de inversión en devengable del organismo

En petroquímica la inversión total ascendió a 2,954.2 millones de pesos (incluye 56.4 millones de pesos de recursos supervenientes).



**Pemex-Petroquímica
Proyectos de Inversión (devengado)^{1/}
(Millones de pesos)**

Proyecto	2011	2012		Cumplimiento (%)		
		Programa Adecuado	Ejercicio	Prog.	Adec.	
Eficientización del Almacenamiento y Distribución I	119.3	92.6	51.0	49.0	53%	96%
Ampliación y Modernización de la Cadena De Derivados del Etano I en el Complejo Petroquímico Morelos	84.3	0.0	10.0	9.8	0%	98%
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I	1,353.2	809.8	922.8	877.1	108%	95%
Sostenimiento de la Capacidad de Producción de Derivados del Etano II, en el Complejo Petroquímico Morelos	102.0	233.9	157.4	144.0	62%	91%
Rehabilitación del Tren de Aromáticos I en C.P. Cangrejera	61.8	44.7	6.7	6.4	14%	95%
Sostenimiento de la Capacidad de Producción de Derivados del Etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos	42.3	465.4	192.3	189.9	41%	99%
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Morelos	309.7	2.9	36.1	35.8	1219%	99%
Otros proyectos	620.8	2,226.0	1,901.8	1,642.2	74%	86%
	2,693.4	3,875.3	3,278.1	2,954.2	76%	90%

^{1/}Incluye fondos y recursos supervenientes.

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 2012

Físico (%)		Financiero (%)	
Programado	Real	Programado	Real
100	99.50	100	94.23

Asuntos más relevantes del proyecto:

Contrato POPL01509P, se firmó el cuarto convenio modificatorio, con fecha de terminación el 5 de diciembre de 2012, se están aplicando las penalizaciones correspondientes por atraso en la ejecución de las obras.

En el mes de septiembre se cumplió con el hito de la terminación mecánica.

Se programa realizar en el primer trimestre del 2013, por ello se realizan reuniones con el contratista y el área usuaria (Cangrejera) con respecto al programa, procedimientos, y condiciones de operación para la puesta en operación de la planta.

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 2012

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 C.P. Morelos”.

La planta se ha entregado al área usuaria y se encuentra operando normalmente.

Se está procediendo a levantar el acta de extinción de derechos y obligaciones.

2ª etapa del proyecto (Incremento de capacidad de 280 a 360 MTA).

Se elaboran los documentos entregables correspondientes para la acreditación del FEL III ante el Grupo de Trabajo de Inversión de PEMEX.

Para tal efecto, en el último trimestre del 2012, se ha contratado al Instituto Mexicano del Petróleo para iniciar el desarrollo de la Ingeniería de Servicios, Integración y Almacenamiento, como parte de los entregables que requiere el Sistema Institucional de Desarrollo (SIDP).

2.2. Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión durante 2012

- a). Contrato del proyecto de ampliación de la planta de Óxido de Etileno, primera etapa del proyecto (incremento de capacidad de 225 a 280 MTA)

Contrato:	POPL02807P (precios unitarios)
Descripción:	Construcción de la primera etapa de la ampliación de la planta de Óxido de Etileno.
Monto del Contrato:	484.8 millones de pesos
Contratista:	OPERADORA CICSA, S.A. de C.V.
Administrador:	Pemex-Petroquímica, a partir del 25 de octubre de 2010.
Vigencia contractual original:	1 de octubre de 2007 al 27 de enero de 2009.

Se celebraron 3 convenios modificatorios durante el desarrollo de los trabajos y 2 actas circunstanciadas.

- b) Contrato del proyecto de modernización y ampliación del tren de aromáticos I.

Contrato:	POPL01509P (mixto)
Descripción:	Desarrollo de la ingeniería de detalle, la obtención de los permisos, el suministro de los materiales, la construcción, pruebas, capacitación, pruebas de prearranque y pruebas de comportamiento y entrega de la documentación de la unidad de proceso CCR Platforming, así como los servicios auxiliares e integración en el Complejo Petroquímico La Cangrejera, Ver., México.
Monto del Contrato:	238,490,945 USD (precio alzado) 112,450,557.64 M.N. (precio unitario)
Contratista:	CCR PLATFORMING CANGREJERA, S.A. de C.V.
Administrador:	Pemex-Petroquímica, a partir del 25 de octubre de 2010.
Vigencia contractual original:	25 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2011.

A la fecha se tienen 8 convenios modificatorios que se han suscrito durante el desarrollo de los trabajos.

3. Seguridad industrial y protección ambiental

3.1. Seguridad industrial

PEMEX SSPA

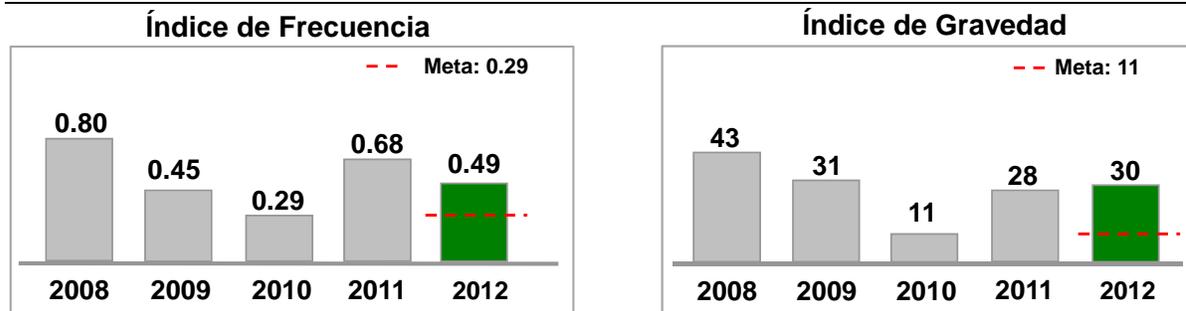
Se continúa con la implantación de las 11 líneas de acción que contempla el sistema, de las cuales el Complejo Petroquímico Cangrejera como unidad piloto ha concluido 8 y se encuentra en ejecución del programa.

El resto de los complejos petroquímicos se encuentran en el desarrollo de las líneas 6 a la 9.

- 1.- Organización
- 2.- Funciones y Responsabilidades
- 3.- Planeación Inicial
- 4.- Comunicación Efectiva
- 5.- Capacitación
- 6.- Diagnóstico Inicial y Definición de Situación Futura (autoevaluación)
- 7.- Identificación de brechas
- 8.- Desarrollar Programa para alcanzar situación futura
- 9.- Ejecución y Seguimiento
- 10.- Auditoría al proceso de implantación
- 11.- Auditoría al sistema implantado

Índices de frecuencia y gravedad

Al mes de diciembre de 2012, los índices de frecuencia y gravedad se ubican en 0.49 y 30, respectivamente, resultado de 21 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. En el mismo período del 2011, los índices se ubicaron en 0.68 y 28 como resultado de 25 accidentes. Se observa una reducción del 27.9 por ciento del índice de frecuencia y del 16 por ciento en el número de accidentes con respecto al 2011. Asimismo, no se registraron accidentes fatales en el período, acumulando a diciembre 1,508 días sin fatalidades.



Referencia internacional índice de frecuencia 0.44
 Benchmark OGP (Oil & Gas Producers)

De forma inicial, se desarrollaron y ejecutaron los programas de acciones de contención en sus cuatro líneas de acción a) Control disciplinado en la planeación y ejecución segura de las actividades de mantenimiento, b) Identificación y evaluación de riesgos críticos, c) Programa de acciones sobre condiciones inseguras críticas y d) Mecanismo de rendición de cuentas para abatir la accidentalidad en los centros de trabajo, a través de las visitas del grupo de apoyo de la GCSIPA a todos los centros de trabajo.

En el mes de diciembre, se inició en los Complejos Petroquímicos Pajaritos y Morelos con la ejecución de los programas de acciones del Plan de Contención de PEMEX para abatir la accidentalidad, a través de visitas con personal de la Dirección Corporativa de Operaciones, de la Gerencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental y de los propios complejos.

3.2. Protección Ambiental

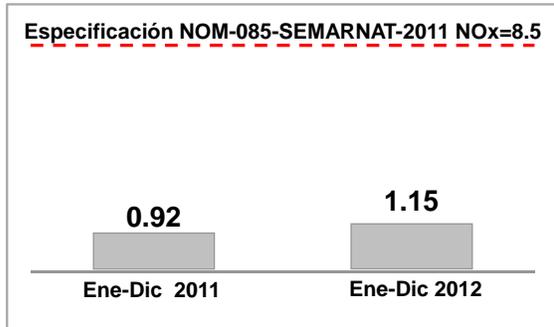
Emisión de Contaminantes a la Atmósfera

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, 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.

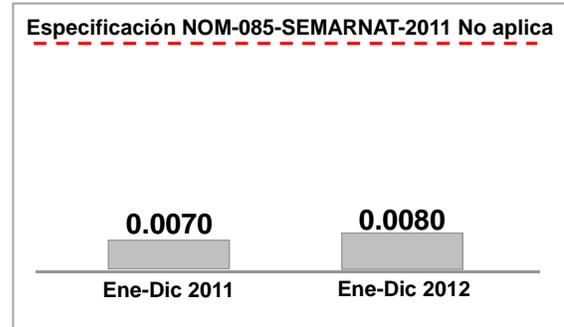
El índice de emisiones a la atmósfera se encuentra dentro de los parámetros establecidos en la NOM-085-SEMARNAT-2011, específicamente las emisiones de NOx y SOx muestran un decremento con respecto al 2011 del 4.56 por ciento (6883.93 t vs 6,591.82 t) y

10.46 por ciento (49.33 t vs 44.09 t) respectivamente, debido principalmente a la optimización de los sistemas de combustión, sin embargo el indicador se ve afectado por la disminución de la producción en el 2012, originada por la libranza de algunas plantas para la integración de la planta CCR en el Complejo Petroquímico Cangrejera.

Índice de Emisiones a la Atmósfera de NOx (ton/Mton de producción)



Índice de Emisiones a la Atmósfera de SOx (ton/Mton de producción)

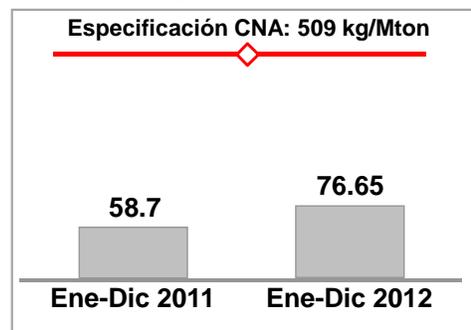


Descargas de Contaminantes al Agua

En relación a las aguas residuales, se cuenta con plantas de tratamiento que incluyen sistemas físicos primarios, biológicos secundarios y sistemas terciarios. Con lo anterior se da un adecuado tratamiento y se confirma al evaluar de manera voluntaria la toxicidad de nuestros efluentes, cumpliendo y superando los parámetros de calidad establecidos.

Al mes de diciembre de 2012, se observó un incremento en el índice de carga contaminante en aguas residuales (438.59 ton), de 30.72 por ciento en relación con el año anterior (335.50 ton), debido a que en el Complejo Petroquímico Morelos, se efectuó mantenimiento a la planta de Acrilonitrilo y se presentaron fugas en la sección 400 en la planta de Óxido de Etileno y Glicoles, estableciéndose acciones correctivas, sin embargo los límites permisibles de descarga establecidos por la CNA de 509.1 ton. no fueron rebasados.

Índice de Contaminantes al Agua Residual (Kg/Mton de producción)

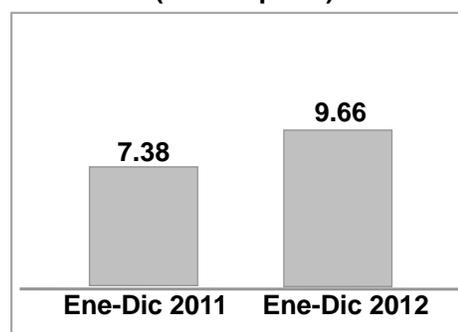


Uso de agua

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 es al 100 por ciento, monitoreadas mediante laboratorios propios acreditados ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y utilizamos, de ser necesario, los servicios de laboratorios particulares acreditados. Las metas internas van más allá de lo que exigen las leyes, ya que se cuenta con plantas de tratamiento en nuestras instalaciones en operación, en las cuales se atiende la demanda interna y se da el servicio a otras empresas de la industria privada.

El consumo de agua cruda durante el 2012 por tonelada de producción, aumentó en 30.89 por ciento con relación al 2011, se consumió 2.28 m³ más por tonelada de producción con respecto al año 2011, causada por la disminución de la producción provocada por la libranza de algunas plantas para la integración de la planta CCR en el Complejo Petroquímico Cangrejera.

Índice de Consumo de Agua Cruda
(m³/t de prod.)



Suelos

En octubre se solicitó a la SEMARNAT la liberación del total del pasivo de 1.2 hectáreas del Complejo Petroquímico Pajaritos, en virtud de que los análisis efectuados de dicloroetano, resultaron con valores dentro de norma; a la fecha que se rinde este informe **se notifica que se ha recibido por parte de esa Secretaría, el oficio DGGIMAR.710/000934 con la liberación total de dicho pasivo.**

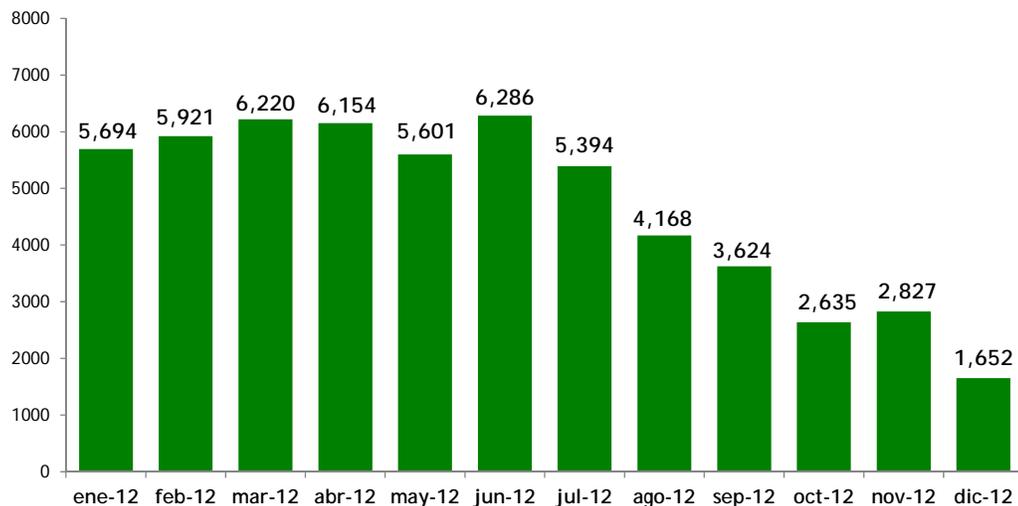
Residuos peligrosos

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 proporciona tratamiento en instalaciones propias, autorizadas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales a cerca del 70 por ciento del total de los residuos peligrosos generados, 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.

El inventario de residuos peligrosos al mes de diciembre de 2012 fue de 2,351.3 toneladas, de las cuales el 70.25 por ciento corresponden al Complejo Petroquímico Pajaritos, siendo los clorohidrocarburos pesados los de mayor volumen (1,652 ton).

Inventario de Clorohidrocarburos Pesados 2012



Gestión ambiental

Los 7 centros de trabajo están certificados bajo la norma ISO-14001:2004, durante el 2012 los Complejos Petroquímicos Morelos y Cangrejera obtuvieron su respectivo refrendo de industria limpia, lo cual es verificado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, de esta forma las acciones de mejora, seguimiento y evaluación permiten mejorar la eficacia de nuestro desempeño ambiental, cabe mencionar que el C.P. Pajaritos obtuvo por primera vez este certificado.

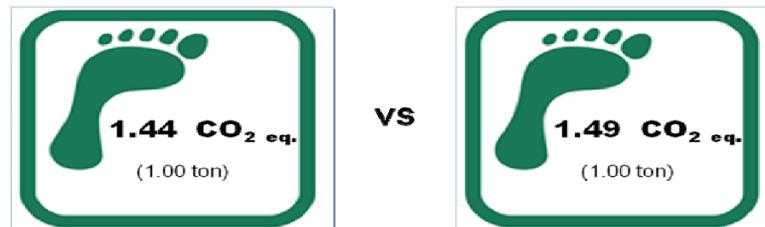
Huella de Carbono de productos petroquímicos

La Organización de las Naciones Unidas ha manifestado que el calentamiento global causado por los gases de efecto invernadero (GEI) es la principal preocupación que enfrenta la humanidad. Para afrontar esta inquietud, debemos reducir los GEI.

Saber cuántos GEI se producen en una compañía que elabora determinados productos es sumamente complejo. La huella de carbono (HC) nos permite referirnos a una medida. A través de ella podemos visualizar dónde y cuánto se emite de GEI durante el ciclo de vida de un producto. Además, disponemos de información confiable y al alcance de los consumidores, despertando su interés para que contribuyan con su selección de productos de consumo, dando como resultado consumidores responsables que adquieran productos de baja emisión de GEI.

Pemex-Petroquímica cuantificó por primera vez en PEMEX la HC para cada uno de sus productos elaborados en los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y Morelos, dando como resultado para las plantas de procesos del Complejo Petroquímico Cangrejera, la HC de sus emisiones directas promedio fue de 1.44 t de CO₂eq/t PQ. Esto quiere decir que por cada kilo o tonelada de producto petroquímico que elaboramos, como es el caso de los polietilenos, se generan 1.44 kilos o toneladas de CO₂eq.

Los productos petroquímicos elaborados en Europa registran igual HC que los elaborados por Pemex-Petroquímica.



Huella de Carbono del CPQ
Cangrejera

Huella de Carbono con la Base
de Datos de Ecoinvent
(Europa)

Acreditación como Centro de Educación y Cultura Ambiental (CECA) del Parque Ecológico Jaguaroundi

El 8 y 9 de octubre del 2012, el Parque Ecológico Jaguaroundi recibió la visita de evaluación externa del personal de Centro de Capacitación y Educación para el Desarrollo Sustentable (CECADESU) de la SEMARNAT, para obtener la acreditación del parque como “Centro de Educación y Cultura Ambiental” y así promover la mejora continua en materia de educación ambiental no formal. Nuestro objetivo es acreditar el primer nivel de un total de tres, el cual se denomina “Espacio Comprometido con la educación ambiental”, como resultado de esta visita de evaluación se estableció un plan de acción para la atención de las observaciones.

Ecoeficiencia en nuestros procesos

Un aspecto que apuntala la decisión de ser una empresa sustentable de clase mundial es identificar oportunidades para reducir el impacto ambiental de nuestras operaciones en toda la cadena productiva, con un enfoque de ciclo de vida de los productos y servicios. Pemex-Petroquímica es la única subsidiaria de PEMEX que cuenta con la certificación en ISO 14001 en todos nuestros centros de trabajo, lo cual asegura nuestro adecuado desempeño ambiental en materia de residuos, descargas contaminantes, emisiones de CO₂ al ambiente y el cumplimiento normativo. Para resaltar el liderazgo a nivel nacional como una empresa con las mejores prácticas ambientales, se han formado especialistas en la metodología de Análisis de Ciclo de Vida y Huella de Carbono y para complementar se adquirió un software especializado durante el 2012.

Es de resaltar que personal de Pemex-Petroquímica participó como experto en el desarrollo de la norma internacional ISO 14045 “Environmental management-Ecoefficiency assessment of product systems- principles, requirements and guidelines”. Además, uno de los tres ejemplos que se establecen como ejemplo en esta guía, de cómo medir la Eco-eficiencia, es un caso de estudio de Pemex-Petroquímica, al igual que un caso japonés y otro europeo, esto manifiesta un alto nivel competitivo de su personal.

Programa de Liderazgo Ambiental para la Competitividad

Pemex Petroquímica en coordinación con la Procuraduría Federal de Protección Ambiental (PROFEPA) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) encabezaron el “Programa de Liderazgo Ambiental para la Competitividad” efectuado del 24 de abril al 25 de julio con la participación de 13 empresas de la región así como de los Complejos Petroquímicos Morelos, Cangrejera, Cosoleacaque y Pajaritos, el objetivo del programa fue desarrollar capacidades en las empresas para que ellas por sí solas, definan proyectos que les den ahorros económicos, mediante la reducción en el uso de materias primas, insumos, energía eléctrica, combustibles o cualquier otro recurso, presentando al cierre, proyectos estratégicos con ahorros económicos significativos.

Con lo anterior se pretende contribuir a la generación de valor agregado en “cadenas de suministro”, mediante la mejora del desempeño ambiental e incubar, a través del desarrollo de capacidades, la mejora del desempeño ambiental para la competitividad en cadenas de valor.

Foro Internacional de Ecoeficiencia

Del 17 al 19 de octubre del 2012 Pemex-Petroquímica a través de la Gerencia de Calidad, Seguridad Industrial y Protección Ambiental efectuó el “6° Foro Internacional de Ecoeficiencia” con el tema: Desafíos Presentes y Futuros de los Sistemas de Gestión Ambiental. Las ponencias presentadas estuvieron dirigidas a mostrar las estrategias que se han implementado en Petróleos Mexicanos para disminuir los impactos ambientales, reducir la huella de carbono y medir la huella de agua bajo la norma ISO 14046, se presentó la nueva norma ISO 14045 “Análisis de ecoeficiencia a un sistema producto”, se mostraron las oportunidades para PEMEX en los mercados de carbono, se efectuaron visitas técnicas al Complejo Petroquímico Cangrejera y la Planta de Tratamiento de Efluentes del Grupo Celanese y la Planta de Cloro Sosa de la compañía Mexichem Derivados, entre otros.

Presentación de los Libros Jaguaroundi y Bosques de México



Con el objetivo de transmitir el conocimiento y comprensión del medio ambiente y la trascendencia del compromiso con su preservación a los grupos de interés, Pemex-Petroquímica presentó el 28 de agosto, los libros Jaguaroundi y Bosques de México, el evento estuvo galardonado con la participación

de los autores de los libros; Dr. Rafael Tinajero y Antonio Pastrana, personal de: la Comisión Natural de Áreas Naturales Protegidas de la SEMARNAT (CONANP), Instituto de Ecología, A.C. Xalapa, Universidad Autónoma de Metropolitana de Xochimilco, los complejos petroquímicos, representantes de las instituciones educativas del municipio, empresas de la región y de la sociedad cooperativa Laguna del Tepache.

Estos libros fueron elaborados con el propósito de difundir la riqueza florística así como la fauna de la región y del país, resaltando la importancia que tiene para PEMEX salvaguardar esta zona tropical de Veracruz como el último reducto de selva alta perennifolia decretada como área natural protegida por la Comisión Natural de Áreas Naturales Protegidas de la SEMARNAT e importante zona de seguridad de los complejos petroquímicos de la zona, donde se llevan a cabo acciones de reforestación y preservación ambiental.

Simposio de investigación científica del Parque Ecológico Jaguaroundi

Pemex-Petroquímica efectuó el 22 y 23 de noviembre el “Simposio de investigación científica del Parque Ecológico Jaguaroundi” con el objetivo de dar a conocer los estudios florísticos y taxonómicos de plantas, restauración y crecimiento forestal, estudios faunísticos y tecnológicos así como la vinculación del Parque Ecológico Jaguaroundi con la comunidad”, se contó con la participación de personal de la Comisión Natural de Áreas Naturales Protegidas de la SEMARNAT (CONANP), Instituto de Biología de la UNAM, personal de los complejos petroquímicos, representantes de las instituciones educativas del municipio y empresas de la región.

Notas Temáticas

Integración de la cadena cloro-sosa/MCV

El 19 de julio del 2012 el Consejo de Administración de Pemex-Petroquímica, tomó conocimiento de los avances presentados por la administración, respecto a la participación de Pemex-Petroquímica en la iniciativa de integración de la cadena cloro-sosa/MCV y autorizó, entre otros temas, la participación de Pemex-Petroquímica en la Iniciativa; asimismo instruyó a la administración de Pemex-Petroquímica a informar a su Consejo de Administración de manera periódica los avances de esta iniciativa.

Al cierre de 2012 la Iniciativa aún se encontraba en proceso de autorización del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, y finalmente se obtuvo su autorización en sesión extraordinaria celebrada el 16 de enero de 2013.

A partir de esa fecha se realizan acciones tendientes a la implantación del esquema de coinversión acordado entre las partes, así como los instrumentos jurídicos que deberán suscribirse para formalizar la iniciativa.

Anexo A

Elaboración de Productos por Cadena, enero - diciembre 2012

(Miles de Toneladas)

Producto	2 0 1 1	P O A	2 0 1 2	Variaciones				Producción Destinada a Ventas
				2012 vs 2011		2012 vs POA		
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	8,155	8,620	6,347	(1,808)	(22)	(2,273)	(26)	2,952
Derivados del metano	2,306	2,274	2,473	166	7	199	9	1,366
Amoniaco	867	926	939	72	8	13	1	922
Metanol	151	150	151	1	0	1	1	151
Anhídrido carbónico	1,289	1,198	1,383	94	7	184	15	293
Derivados del etano	2,750	3,122	2,775	24	1	(347)	(11)	1,284
Polietileno alta densidad	174	198	174	(0)	(0)	(24)	(12)	174
Polietileno baja densidad	274	275	259	(15)	(6)	(17)	(6)	259
Polietileno lineal de B.D.	212	236	212	(0)	(0)	(24)	(10)	212
Óxido de etileno	355	353	345	(9)	(3)	(8)	(2)	228
Cloruro de vinilo	168	234	185	16	10	(49)	(21)	185
Glicoles etilénicos	168	178	172	4	2	(6)	(3)	172
Etileno	1,124	1,258	1,128	3	0	(131)	(10)	55
Dicloroetano	275	390	301	26	9	(89)	(23)	0
Aromáticos y derivados	923	1,062	166	(757)	(82)	(896)	(84)	102
Aromina 100	40	13	0	(40)	(100)	(13)	(100)	1
Benceno	118	113	26	(92)	(78)	(87)	(77)	1
Estireno	128	130	29	(98)	(77)	(100)	(77)	29
Hidrocarburos de alto octano	232	402	24	(207)	(90)	(378)	(94)	24
Tolueno	159	164	25	(134)	(84)	(139)	(85)	20
Xilenos 5°	93	81	26	(67)	(72)	(55)	(68)	26
Aromáticos Pesados	7	6	0	(7)	0	(6)	0	0
Etilbenceno	144	149	35	(110)	(76)	(114)	(77)	0
Fluxoil	3	4	1	(2)	(68)	(3)	(76)	1
Propileno y derivados	62	84	49	(13)	(21)	(35)	(41)	37
Acrilonitrilo	39	58	32	(7)	(19)	(26)	(45)	32
Acetonitrilo	2	3	1	(1)	(59)	(2)	(75)	0
Ácido cianhídrico	4	6	3	(1)	(23)	(3)	(44)	3
Propileno	17	17	13	(3)	(20)	(4)	(22)	2
Otros Productos	1,662	1,705	858	(804)	(48)	(847)	(50)	150
Acido clorhídrico	98	140	108	9	10	(32)	(23)	0
Acido muriático	16	49	45	29	>100	(4)	(8)	28
Butadieno crudo	35	37	40	5	15	2	6	40
Especialidades petroquímicas	9	7	8	(1)	(6)	1	13	8
Heptano	19	6	3	(16)	(83)	(3)	(50)	3
Hexano	45	35	5	(40)	(88)	(30)	(85)	2
Hidrógeno	128	74	0	(128)	0	(74)	0	44
Licuables de BTX	117	86	0	(117)	0	(86)	0	0
Nitrógeno	165	188	164	(1)	(0)	(24)	(13)	0
Oxígeno	447	455	418	(29)	(6)	(36)	(8)	0
Pentanos	189	323	4	(185)	(98)	(320)	(99)	4
Isopentanos	284	214	0	(284)	0	(214)	0	0
Ceras	2	3	2	(0)	(16)	(1)	(41)	2
CPDI	18	31	17	(1)	(3)	(14)	(44)	17
Líquidos de pirólisis	44	22	42	(1)	(3)	21	94	0
Butanos	47	34	1	(46)	(97)	(33)	(97)	1
Petrolíferos	451	372	26	(425)	(94)	(346)	(93)	13
Nafta Pesada	60	83	3	(57)	(94)	(80)	(96)	3
Gas Nafta	29	25	0	(29)	0	(25)	0	0
Gasolina amorfa	98	0	14	(84)	(86)	14	>100	0
Gasolina base octano	264	264	9	(255)	(96)	(255)	(96)	9

Anexo B

Utilización de la Capacidad Total de Pemex-Petroquímica, enero-diciembre 2012

Centro Producto / Subproducto	Capacidad Instalada (Mton)		Producción (Mton)			Porcentaje de Utilización		
	Acum a Dic	Acum a Dic	Acum 2011	POA 2012	Acum 2012	Acum 2011	POA 2012	Acum 2012
Total	10,276	10,276	8,155	8,620	6,347	79%	84%	62%
Cosoleacaque	2,150	2,150	2,028	1,990	2,196	94%	93%	102%
Amoniaco VI	480	480	456	463	479	95%	96%	100%
Amoniaco VII	480	480	412	463	460	86%	96%	96%
Anhídrido carbónico	1,190	1,190	1,161	1,064	1,256	98%	89%	106%
Cangrejera	4,328	4,328	3,364	3,320	1,272	78%	77%	29%
Etileno	600	600	536	524	510	89%	87%	85%
Polietileno de baja densidad	315	315	274	275	259	87%	87%	82%
Tolueno	201	201	159	164	25	79%	82%	13%
Etilbenceno	174	174	144	149	35	83%	86%	20%
Estireno	150	150	128	130	29	85%	86%	19%
Benceno	142	142	118	113	26	83%	80%	18%
Oxido de etileno	120	120	116	107	98	97%	89%	82%
Oxígeno	200	200	142	136	117	71%	68%	58%
Nitrógeno	30	30	34	29	30	>100%	97%	99%
Butadieno crudo	28	28	22	15	19	77%	53%	69%
Aromina 100	51	51	40	13	0	79%	25%	0%
Xilenos	77	77	93	81	26	>100%	105%	34%
Hexano	58	58	45	35	5	77%	60%	9%
Heptano	26	26	19	6	3	75%	25%	12%
Aromáticos pesados	9	9	7	6	0	77%	68%	0%
Hidrocarburo de alto octano	402	402	232	402	24	58%	100%	6%
Líquidos de BTX	237	237	117	86	0	50%	36%	0%
Hidrógeno de BTX	153	153	128	74	0	84%	49%	0%
Flux oil	1	1	3	4	1	>100%	>100%	89%
Propileno	23	23	10	8	6	43%	34%	26%
Líquidos de pirolisis	15	15	16	10	18	109%	66%	>100%
Glicoles	8	8	11	8	10	>100%	96%	>100%
Pentanos	292	292	189	323	4	65%	>100%	1%
Isopentanos	285	285	284	214	0	100%	75%	0%
Gasnafta	37	37	29	25	0	78%	69%	0%
Nafta Pesada	54	54	60	83	3	>100%	>100%	6%
Butanos	70	70	47	34	1	67%	49%	2%
Gasolina Amorfa	166	166	98	0	14	59%	0%	8%
Gasolina Base octano	404	404	264	264	9	65%	65%	2%
Morelos	2,286	2,286	1,919	2,192	1,987	84%	96%	87%
Etileno	600	600	472	586	531	79%	98%	88%
Oxígeno	323	323	305	319	302	95%	99%	93%
Oxido de etileno	280	280	239	246	247	85%	88%	88%
Glicoles etilénicos	135	135	157	170	162	>100%	>100%	>100%
Polietileno A. D. Asahi	100	100	82	89	74	82%	89%	74%
Polietileno A. D. Mitsui	100	100	69	79	67	69%	79%	67%
Polietileno Swing	300	300	235	266	244	78%	89%	81%
Acilonitrilo	60	60	39	58	32	65%	96%	53%
Anhídrido carbónico	126	126	128	134	126	101%	106%	100%
Butadieno crudo	23	23	13	23	20	56%	98%	89%
Líquidos de pirolisis	17	17	16	12	16	97%	70%	96%
Propileno	20	20	7	10	7	35%	48%	37%
Nitrógeno	160	160	131	159	135	82%	100%	84%
Ácido cianhídrico	7	7	4	6	3	60%	83%	46%
Acetonitrilo	5	5	2	3	1	36%	59%	15%
CPDI	25	25	18	31	17	71%	>100%	69%
Ceras	5	5	2	3	2	48%	68%	40%
Pajaritos	1,180	1,180	685	961	733	58%	81%	62%
Cloruro de vinilo	241	241	168	234	185	70%	97%	77%
Etileno	184	184	117	149	87	63%	81%	47%
Acido clorhídrico	142	142	98	140	108	69%	99%	76%
Líquidos de pirolisis	23	23	11	0	8	47%	0%	35%
Ácido muriático	122	122	16	49	45	13%	40%	37%
Dicloroetano	468	468	275	390	301	59%	83%	64%
Independencia	222	222	159	158	159	72%	71%	72%
Metanol	207	207	151	150	151	73%	73%	73%
Especialidades petroquímicas	15	15	9	7	8	58%	48%	54%
Escolín	55	41	0	0	0	0%	0%	0%
Polietileno de baja densidad	55	55	0	0	0	0%	0%	0%
Tula	55	41	0	0	0	0%	0%	0%
Acilonitrilo	55	55	0	0	0	0%	0%	0%