



v.final

# Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Cuarto Trimestre de 2011

ENERO DE 2012

## CONTENIDO

1. Antecedentes

2. Resumen ejecutivo

3. Avance en el cumplimiento del Programa

3.A. Pemex-Exploración y Producción

3.B. Pemex-Refinación

3.C. Pemex-Gas y Petroquímica Básica

3.D. Pemex-Petroquímica

3.E. Petróleos Mexicanos

4. Indicadores y metas

5. Relación de acciones del Programa

Anexo.- Acrónimos y abreviaturas

Anexo.- Indicadores y metas cierre 2010, de Pemex Exploración y Producción

## **1. Antecedentes**

El Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa (PEO) 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.

La fracción II del mismo Artículo Noveno transitorio del Decreto y el Capítulo IV de los Lineamientos a los que deberán sujetarse Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en la ejecución del programa para incrementar su eficiencia operativa (los Lineamientos), publicados en el DOF el 3 de junio de 2008, establecen la obligación de Petróleos Mexicanos de integrar y enviar a la Secretaría de Energía informes trimestrales de avance del cumplimiento del Programa a más tardar el último día hábil de los meses de octubre, enero, abril y julio de cada año, iniciando en octubre de 2008 y concluyendo con el informe de enero de 2013.

En este contexto, el presente documento corresponde al informe del cuarto trimestre de 2011, en el que se presenta el avance en la ejecución de las acciones planteadas en el Programa, así como el cumplimiento de las metas establecidas para los indicadores, con información al mes de diciembre de 2011, de conformidad con lo establecido en los capítulos III y IV de los Lineamientos.

## 2. Resumen ejecutivo

Este informe contiene el avance de las acciones comprometidas en el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEO) al cuarto trimestre de 2011, así como la evaluación del cumplimiento de metas de los indicadores.

En Pemex Exploración y Producción (PEP) se continúa con la ejecución de las iniciativas y programas contenidos en el Plan de Negocios 2010-2024 que soportan las mejoras operativas y permiten alcanzar las metas de los indicadores. En este informe se incluye el avance de 12 acciones.

De los 25 indicadores contemplados en el PEO, 1 está sujeto a la publicación del cierre del ejercicio contable de 2011. De los 24 indicadores restantes que sí se evalúan en este informe, 4 resultaron con calificación insuficiente, 10 fueron aceptables y 10 sobresalientes.

Entre los principales indicadores destaca la producción total de petróleo crudo que se ubicó 0.7% abajo del valor máximo del intervalo definido para la meta, principalmente como resultado de la mayor producción respecto al programa en los proyectos Yaxché, Och-Uech-Kax, Ogarrío Magallanes y Caan; así como a la producción mayor, en más del 100% respecto al programa, en 4 proyectos más: El Golpe-Puerto Ceiba, Costero Terrestre, Cactus-Sitio Grande y Carmito-Artesa. Lo anterior debido a la disminución del ritmo de declinación, y al efecto positivo de las acciones implementadas en los proyectos.

En la producción de gas se logró un desempeño aceptable, 1% abajo del valor máximo del intervalo establecido para la meta como resultado de cumplir en más del 100% en 14 de 29 proyectos, destacándose por su aportación en volumen total, los casos de Burgos, Veracruz, Crudo Ligero Marino y Costero Terrestre.

En Pemex Refinación (PR) 9 indicadores resultaron aceptables o sobresalientes y 12 indicadores resultaron insuficientes. En particular, el costo de transporte, la participación de los medios de transporte por buquetanque, autotanque y carrotanque, los días de autonomía de Pemex Premium en TAR's y las emisiones de SOx, alcanzaron resultados sobresalientes. En contraste, el proceso de crudo, rendimientos de destilados del crudo, productividad laboral en refinerías, gasolina UBA producida/gasolina total producida, utilización de la capacidad de coquización, índice de intensidad energética, utilización de la capacidad de destilación equivalente, entre otros, registraron resultados insuficientes.

Las acciones de Pemex Refinación se enfocan en incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones así como garantizar el abasto de petrolíferos en el país al mínimo costo, con calidad y oportunidad. Asimismo, dirige esfuerzos para incrementar la eficiencia operativa a lo largo de la cadena de valor, bajo un entorno de seguridad y protección al ambiente.

En Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), de las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 10 continúan vigentes en 2011, 10 fueron concluidas y una se pospuso para el año 2013, esta última orientada a incrementar la producción de líquidos en la planta criogénica y a la instalación de la sección de fraccionamiento en el CPG Arenque.

Para 2011, la Secretaría de Energía autorizó 31 indicadores a Pemex Gas y Petroquímica Básica, de los cuales 21 indicadores tienen una meta definida y 10 indicadores volumétricos no tienen una meta asociada.

De los 21 indicadores que cuentan con una meta, 12 calificaron como aceptables o sobresalientes, 7 calificaron como insuficientes (dos relacionados con la calidad del gas natural, uno con el costo de transporte de gas natural, dos con el costo de mano de obra en CPG, uno con el índice de frecuencia de accidentes, y otro más relacionado con las pérdidas de hidrocarburos por derrames) y los 2 restantes que no se evaluaron, dependen del inicio de la operación de la nueva planta Criogénica en Poza Rica.

En Pemex Petroquímica (PPQ) de los 15 indicadores evaluados 4 resultaron aceptables y 11 insuficientes. Entre los indicadores que tuvieron calificación de aceptable se encuentran: factor de insumo etileno-polietilenos y desempeño ambiental entre otros; mientras que entre los indicadores calificados como insuficientes se encuentran: índice de productividad laboral, factor de insumo gas natural-amoniaco, factor de insumo nafta-gasolinas, producción de petroquímicos e índice de consumo de energía.

De los 11 indicadores con calificación de insuficiente, 4 de ellos muestran una desviación contra la meta del 1%, entre ellos están el factor de insumo etano-etileno y el factor de insumo nafta-gasolinas. Cabe destacar que 4 de los indicadores con desviaciones importantes, respecto a la meta, fueron afectados por la decisión de negocio adoptada por PPQ de reducir la producción de aromáticos para mejorar los resultados económicos de la cadena.

Pemex Petroquímica continuará orientando sus acciones a mejorar la eficiencia operativa de las plantas, y sus márgenes de operación respectivos.

### **3. Avance en el cumplimiento del Programa**

#### **3.A Pemex Exploración y Producción**

##### **Avance en la ejecución de las acciones del PEO**

➤ **1. Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo y mantenerla en cuencas restantes**

Durante 2011 se adquirieron 2,976 kilómetros de sísmica 2D, distribuidos de la siguiente manera:

- 2,467 kilómetros en la cuenca de Burgos-Sabinas y,
- 509 kilómetros en la cuenca de Veracruz.

Adicionalmente, para el desarrollo de campos, se adquirieron 412 kilómetros en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.

En relación a la sísmica 3D, se levantaron 43,249 kilómetros cuadrados, en las siguientes cuencas:

- En Golfo de México Profundo 39,892 kilómetros cuadrados.
- 2,081 kilómetros cuadrados en cuencas del Sureste.
- En Veracruz 1,241 kilómetros cuadrados y,
- 35 kilómetros cuadrados en la cuenca de Burgos-Sabinas.

Adicionalmente, se apoyó en la adquisición de 1,040 kilómetros cuadrados en el área de Tampico-Misantla, para el desarrollo de campos.

En cuanto a la perforación exploratoria, se terminaron 33 pozos incluyendo delimitadores con la siguiente distribución.

- 14 en la cuenca de Burgos-Sabinas.
- 3 en la cuenca de Veracruz.
- 13 en las cuencas del Sureste.
- 3 en la cuenca del Golfo de México Profundo.

En la siguiente tabla se muestra la relación de pozos terminados con sus datos de aforo y su resultado:

Datos de aforo					
Activo	Pozo	Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Activo	Pozo
Activo Integral Burgos	Maizal-1				Improductivo invadido de agua salada
	Emergente-1		2.864		Productor de gas seco
	Pichichil-1				Improductivo invadido de agua salada
	Atacama-1				Improductivo invadido de agua salada
	Lindero-1		2.027	59	Productor de gas y condensado
	Sauteña-1				Productor no comercial de gas seco
	Pujal-1				Improductivo seco
	Siroco-1		2.053	47	Productor de gas y condensado
	Croto-1				Productor no comercial de gas y condensado
	Bragado-1		1.605	41	Productor de gas y condensado
	Jornalero-1				Productor no comercial de gas seco
	Avispón-1				Productor no comercial de gas y condensado
	Bocaxa-1		1.461	144	Productor de gas y condensado
Nativo-1				Improductivo seco	
Activo Integral Veracruz	Chancarro-1		6.147		Productor de gas seco
	Pretil-1				Improductivo invadido de agua salada
	Zunuc-1				Improductivo invadido de agua salada
Activo de Exploración Sur	Ogarrio-1001	84	0.108		Productor de aceite y gas
	Cacho López-1001				Improductivo seco
	Pareto-1	3,703	8.044		Productor de aceite y gas
	Naguín-1	Pendiente			Productor de aceite y gas
	Nayani-1				Improductivo invadido de agua salada
	Terra-1DL	263	0.497		Productor de aceite y gas
Activo de Exploración Plataforma Continental Sur	Huaycura-1				Productor no comercial de aceite y gas
	Tsimin-1DL	3,846	16.94		Productor de aceite y gas
	Baxale-1				Productor no comercial de aceite y gas
	Kab-301				Productor no comercial de aceite y gas
	Xanab-101	3,786	2.55	-	Productor de aceite y gas
	Kinbe-1	5,679	9.068		Productor de aceite y gas
Activo Integral Holok-Temoa	Hokchi-101	2,453	1.135		Productor de aceite y gas
	Piklis-1		18.2	90.2	Productor de gas húmedo
Activo Golfo de México Sur	Nen-1		27.07		Productor de gas seco
	Puskón-1				Taponado por columna geológica imprevista

La ubicación geográfica aproximada de los pozos en los Activos de PEP se ilustra en la siguiente figura:

### Pozos exploratorios terminados en 2011



➤ **2. Fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias aumentando el número y el tamaño promedio de las localizaciones**

Con el objetivo de fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias, en 2011 se adquirieron 43,249 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, no se incluyen 1,040 kilómetros cuadrados adicionales de sísmica 3D para desarrollo de campos en los estudios Furbero-Presidente Alemán-Remolino y Tres Hermanos. La distribución de la sísmica de exploración fue la siguiente:

En la región Marina Suroeste, se levantaron 5,926 kilómetros cuadrados, de los cuales el 91% corresponde a aguas profundas con los cubos Yoka-Butub 3D (2,431 kilómetros cuadrados) e Ixic 3D (2,980 kilómetros cuadrados) cuyo objetivo es confirmar la continuidad de los alineamientos estructurales, tanto del Terciario como del Mesozoico en el proyecto Golfo de México "B". El 9% restante corresponde al

proyecto Crudo Ligerero Marino con 515 kilómetros cuadrados en el estudio Tsimin-Tojual 3D transicional, que permitirá integrar la información sísmica tierra-mar y la generación de locaciones exploratorias.

En la región Sur, con el objetivo principal de identificar oportunidades en rocas del Mesozoico en Cuencas del Sureste se levantaron 1,566 kilómetros cuadrados distribuidos en los cubos; Tepetate NW-Los Soldados con 465 kilómetros cuadrados, Tacotalpa 3D con 465 kilómetros cuadrados y Cobo 3D Ampliación con 636 kilómetros cuadrados.

Para la región Norte, se levantaron 35,757 kilómetros cuadrados, de los cuales en aguas profundas se observaron: con objetivos subsalinos 19,963 kilómetros cuadrados en el estudio Centauro 3D; con la finalidad de confirmar los sistemas canalizados del Terciario en los límites surorientales se observaron 2,023 kilómetros cuadrados en el estudio Ixic 3D y con la finalidad de calibrar, correlacionar los niveles estratigráficos, Terciario y Mesozoico y obtener modelos geológicos en la porción occidental del proyecto Golfo de México Sur para dar soporte a la identificación y confirmación de estructuras con posibilidades de contener hidrocarburos se levantaron 12,495 kilómetros cuadrados en el estudio Tzumat 3D. En la cuenca de Veracruz se levantaron 1,241 kilómetros cuadrados en los estudios Mata Verde 3D y Loma Bonita-Ixcatlán, mientras que en la cuenca de Burgos se adquirieron 35 kilómetros cuadrados en el estudio San Luis 3D.

En lo que se refiere al levantamiento de sísmica 2D, en el periodo se levantaron 2,976 kilómetros, no se incluyen 412 kilómetros adicionales adquiridos para apoyar los estudios de desarrollo de campos correspondientes a Ebano, Angostura y Tres Higueras. La distribución de la sísmica 2D de exploración fue la siguiente:

En el área de Burgos-Sabinas 470 kilómetros corresponden al estudio Perla 2D, 1,639 kilómetros al estudio Piedras Negras y 358 kilómetros al estudio Regional Sabinas 2D. En la cuenca de Veracruz se adquirieron 509 kilómetros correspondientes al estudio Loma Bonita-Ixcatlán.

Se informa a continuación de las actividades relevantes respecto al Plan de Negocios (PDN) de Pemex Exploración y Producción referentes a la Iniciativa 2 “Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación”.

## **2A. Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en aguas someras y áreas terrestres**

Se muestran a continuación los resultados relevantes para el 2011:

- En el periodo se programó levantar 2,047 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y los resultados muestran un cumplimiento ligeramente por encima del 100% con 2,081 kilómetros cuadrados adquiridos. El incremento obedece a una optimización de los recursos y aprovechar las condiciones de operación favorables.

- Asimismo, al cuarto trimestre se terminaron 13 pozos exploratorios de 15 programados para un 87% de cumplimiento; de los pozos terminados, 8 se clasificaron como productores; 3 como productores no comerciales y 2 como improductivos. Al cierre del año se alcanzó un éxito comercial del 53% (considerando pendiente el resultado de certificar un pozo).

## **2B. Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo**

Los principales resultados para el periodo:

- De enero a diciembre se programó la adquisición de 32,549 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, lográndose observar 39,892 kilómetros cuadrados, para un cumplimiento del 23% arriba de lo programado debido a la optimización de los recursos, condiciones de operación y climatológicas favorables.
- En relación a los pozos exploratorios, se cumplió con el 60% de lo programado en el periodo, terminando los pozos Piklis-1, Nen-1 y Puskón-1, de los cuales los dos primeros resultaron productores de gas húmedo y gas seco respectivamente. Por otra parte se presentó un aplazamiento en el inicio de las operaciones de los pozos Talipau-1 y Hux-1 por atraso en la llegada de las plataformas Bicentenario y SS West Pegasus. En este caso, el éxito comercial fue del 66%.

## **2C. Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas no asociado**

En este aspecto se resaltan los resultados en el periodo:

- En el programa 2011 se estimó realizar 1,542 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, de los cuales se adquirieron 1,276 kilómetros cuadrados, para un cumplimiento del 83%. La desviación se debió al desfasamiento en las operaciones por el cambio en el tipo de sísmica a adquirir en el estudio Mata Verde 3D del Activo Veracruz, de convencional 3D a 3D3C multicomponente para mejorar la documentación de localizaciones.
- También en este año se programó la terminación de 14 pozos exploratorios, realizándose 3 más de los programados para un total de 17, alcanzando un cumplimiento de 21% arriba de lo programado. De los pozos terminados 6 se clasificaron como productores, 4 como productores no comerciales y 7 como improductivos; de acuerdo a estos resultados se estimó un éxito comercial de 35%.

## **2D. Intensificar la actividad en delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas**

Los resultados obtenidos durante el periodo:

- Se programó la terminación de dos pozos de delimitación y se terminó el pozo Tsimin-1DL, que resultó productor en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano

y Cretácico Superior-Medio, y Terra-1 DL que resultó productor de aceite y gas en rocas del Jurásico Superior.

## **2F. Intensificar la actividad de la evaluación del potencial del play no convencional de gas en lutitas**

Para el periodo enero-diciembre de 2011, los resultados obtenidos en esta iniciativa son:

- En el programa se contempló la terminación de cuatro pozos exploratorios, de los cuales se perforó el pozo Emergente-1, que resultó productor de gas seco en rocas del Cretácico Superior de la formación Eagle Ford, lográndose con ello un cumplimiento del 25% de lo programado. La variación obedece a que los pozos Nómada-1, Montañas-1 y Percutor-1, requirieron de mayor tiempo en las actividades de fracturamiento hidráulico.

### ➤ **3. Definir e implementar el mapa tecnológico de exploración**

#### **5A. Definir el mapa tecnológico de exploración**

Se concluyó el programa al 100%, definiéndose el Mapa Tecnológico de Exploración y su continuidad será reflejada en el programa de Implementación del Mapa Tecnológico de Exploración.

#### **2E. Implementar el mapa tecnológico de exploración**

Las actividades programadas a desarrollar durante el año 2011, tienen un avance del 100%, de acuerdo al programa, estas son:

- Flujo de trabajo para diseño de adquisición y procesado sísmico 3D.
- Modelo de evolución de la sal y su influencia en los plays del área Coatzacoalcos – Holok – Cequi.
- Prueba tecnológica caracterización de fracturas con información azimutal de la sísmica en Yachipa 3D Región Sur.
- Flujo de trabajo para física de rocas.
- Licencias de software especializado para física de roca Power Log.
- Flujo de trabajo para conversión a profundidad / PSDM.
- Flujo de Trabajo para AVO e Inversión.
- Flujo de trabajo para interpretación estructural compleja.
- Obtención de datos de energías de activación.

- Flujo de trabajo para caracterización de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.
- Prueba tecnológica para procesamiento sísmico para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.
- Acceso a software especializado de inversión sísmica plataforma Jason.
- Acceso a software especializado de AVO de la plataforma Hampson & Russell.
- Procedencia de roca almacén en la porción norte del Golfo de México.
- Análisis de Plays Carbonatados no convencionales en la Sonda de Campeche.
- Actualizar los principales retos asociados a los elementos del sistema petrolero, las intervenciones y las tecnologías requeridas.

#### ➤ 4. Revertir disminución en producción

##### 1A. Introducir mejores prácticas para administrar la declinación de campos

- Análisis del proceso de la producción declinada, de acuerdo al programa, al final del cuarto trimestre se tiene un avance del 100%
- Implementación del proceso mejorado, programado para el segundo semestre del año, presenta un avance del 100%
- Implementación de Estrategia Nacional de Productividad, el programa contempla un avance del 10% en cada trimestre iniciando en el segundo para lograr el 30% al final de 2011, se reporta un avance del 30% de acuerdo a lo programado

##### 1B. Proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada

Las actividades a desarrollar durante el año 2011 lograron un avance de acuerdo al programa, las principales son:

Actividad	Meta	Real
1. Diseño de 9 Pruebas Piloto de Rec. Mejorada (2011)	6	6
a. Estudios de Laboratorio	4	4
b. Simulación de Sector	6	6
2. Iniciar la Ejecución de 9 Pruebas Piloto de Rec. Mejorada (2011)	9	4
3. Desarrollo de la estrategia de Rec. Secundaria	100%	100%
4. Iniciar Posgrados en Rec. Sec. Y Mejorada	7	7

a. Maestrías	5	5
b. Doctorados	2	2

---

La variación en la ejecución de las pruebas piloto fue motivada por retrasos en la prueba de surfactante a usar en Akal KL, se espera su formulación óptima; problemas de logística para transporte de nitrógeno en los campos Jujo- Tecominoacán; se analiza propuesta técnico económica para prueba en A.J. Bermúdez; y en los campos San Ramón y Ogarrío se cambió estrategia para inyectar agua en lugar de aceite.

Para asegurar la ejecución, se están planteando el fortalecimiento de los diseños, cambios de compañías, estudios adicionales; con lo anterior se revisa la programación para el segundo trimestre de 2012.

### **1C. Implementar el mapa tecnológico de desarrollo y exploración**

- En cuanto al desarrollo de pruebas tecnológicas piloto, de acuerdo al programa, se llevaron a cabo seis pruebas.
- De acuerdo a lo programado se inició la transferencia y difusión de tecnologías.
- Masificación de tecnologías, se concluyeron dos actividades programadas para 2011.
- Lineamientos y procedimientos para las pruebas piloto de acuerdo al programa con un 75 % de avance.

### **1E. Desarrollar e implementar la estrategia de explotación de crudos extra pesados**

- Referente al avance en la estrategia integral de explotación de crudos extra pesados, se logró el 100% de acuerdo a lo programado.
- se concluyó el documento de visualización (DSD-V).
- El documento de conceptualización (DSD-C) presenta un avance del 100%.

### **1F. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos y reactivación de campos**

- Se concluyó el dictamen de FEL-D del Proyecto Delta del Grijalva y el del proyecto Cactus-Sitio Grande.
- Se logró el avance de acuerdo al programa en la construcción de los modelos estáticos de los campos: Bricol, Madrefil y Teotleco.

- Evaluación técnica de campos marginales para nuevos modelos de ejecución. data room Región Sur con tres áreas: Santuario, Magallanes y Carrizo. data room de la Región Norte de 7 áreas: Altamira, Ébano, Panuco, Tierra Blanca, San Andrés, Arenque y Atún.
- El Consejo de Administración de Pemex autorizó la licitación de campos de la SPRN: Altamira, Panuco, Tierra Blanca, San Andrés, Arenque y Atún.

## 5B. Definir el mapa tecnológico de desarrollo y explotación

De acuerdo al programa para 2011, se muestran los avances:

- Se han elaborado 14 mapas por necesidad tecnológica.
- tres mapas de rutas tecnológicas.
- Los lineamientos de operación de redes de expertos lleva 80% de avance.
- El plan de administración de tecnología contempla avance de 40%.

## ➤ 5. Optimizar las operaciones de producción, distribución y comercialización

### 9C. Mejorar flexibilidad en el sistema de distribución a través de nueva infraestructura en zonas críticas

La siguiente tabla muestra los avances programados y realizados en el periodo de evaluación:

Obra	Entrega	Enero-diciembre	
		Prog.	Real
Terminación del tanque TV-5013	jul-11	100.0%	100.0%
Mantenimiento al TV-5002	jul-11	100.0%	100.0%
Construcción de un tanque de 500 MB para almacenamiento de petróleo crudo Maya en TMP (TV-5001)	jul-11	100.0%	100.0%
Mantenimiento al TV-5001	feb-12	74.0%	10.0%
Mantenimiento al TV-5016	jun-12	50.0%	10.0%
Mantenimiento al TV-5014	jul-12	50.0%	25.7%
Sustitución de 4 equipos de bombeo por bombas de tornillo en la plataforma Rebombeo	ago-12	32.9%	27.0%
Central de Rebombeo en "El Misterio I"	sep-12	33.3%	32.1%
Ampliación de la CB-4T en la TMDB	nov-12	28.8%	8.5%
Adecuación de cabezales en Domos Salinos Tuzandepétl	ene-13	9.9%	11.5%

$\bar{T}$ Salinoducto de 20" x 28 Km. de Tuzandepétl - Rabón Grande	ene-13	10.9%	9.1%
Oleoducto de 30" x 15 Km. Palomas-Tuzandepétl	feb-13	10.4%	21.5%
Oleoducto 36" x 62.5 Km. TMDB-Área de Trampas El Misterio	abr-13	7.4%	0.0%
<b>Avance total del programa</b>		<b>46.1%</b>	<b>39.0%</b>

TMDB – Terminal marítima Dos Bocas, Tabasco

Se presenta la causa y la acción correctiva para el cumplimiento de las obras comprometidas:

Obra	Causa	Acción correctiva
Ampliación de la CB-4T en la TMDB	Retraso en la ingeniería con impacto en el trámite de la plurianualidad	Optimización de la gestión administrativa para la autorización de la plurianualidad en el 2011 para iniciar el proceso de contratación en el 1° Trimestre de 2012.

#### 9D. Incrementar el valor y calidad de hidrocarburos a través de segregación y mezclado de corrientes

La siguiente tabla muestra los avances programados y los reales alcanzados en el periodo:

Obra	Entrega	Enero-diciembre	
		Prog.	Real
Planta de tratamiento de aguas congénitas para 100 MBPD de Cantarell en TMDB	jun-11	100%	100%
Adecuación tecnológica de la Planta criogénica II en CPG Cd. Pemex	ene-12	38.60%	38.6%
Conversión a Gun Barrel TV-5006	mar-12	76.00%	22.20%
Construcción de un cabezal de distribución interna de 36" de diámetro de casa de bombas 5E hasta tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB	jun-12	60.80%	53.70%
Patines de mezclado y control de calidad en la TMDB	jul-12	50.20%	8.50%
Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J	ago-12	46.00%	7.80%
Deshidratación y desalado en Akal J1 (200 Mbd)	ago-12	74.20%	24.60%
Sistema de calentamiento de crudo pesado de KMZ	oct-12	11.00%	11.00%
Conversión a Gun Barrel TV-5008	nov-12	11.00%	11.00%
Construcción del incremento de capacidad de 100 a 150 MBPD de la Planta de tratamiento de aguas congénitas (PTAC)	dic-12	24.40%	8.50%
Cambio de internos del TV-2005 y TV-2006	dic-12	11.00%	9.00%
Complementación/cambio de equipos de bombeo CB-5E	feb-13	19.90%	8.50%

Obra	Entrega	Enero-diciembre	
		Prog.	Real
Sistema de lavado, calentamiento y desalado de crudo de Abk-A	mar-13	26.20%	7.50%
Planta de tratamiento de aguas congénitas para 100 MBD de KuMaZa en la TMDB	jun-13	9.80%	5.50%
Planta NRU en Cunduacán de 125 MMpcd, del AISL	abr-14	19.00%	10.50%
Planta NRU en Jujo de 150 MMpcd, del AIBJ	mar-15	9.20%	8.50%
Planta de mejoramiento de crudo pesado de 17°-19° API	jul-16	1.50%	1.20%
<b>Avance total del programa</b>		<b>34.50%</b>	<b>18.70%</b>

Se presenta la causa y la acción correctiva para el cumplimiento de las obras comprometidas:

Obra	Causa	Acción correctiva
Incremento de capacidad de 100 a 150 MBD de la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas (PTAC) de Cantarell.	Atrasos en la fase de ingeniería por la revisión del As-Built de la PTAC de Cantarell.	Reuniones semanales con el Área Operativa, para la atención de los comentarios.
Conversión a Gun Barrel del tanque TV-5006 en la TMDB.	Demora en los trabajos de limpieza por administración directa de PEP del tanque TV-5006.	Optimización del programa de los trabajos de limpieza del tanque.

## ➤ 6. Continuar con la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO)

El programa de esta acción para el presente año contempla implantar el Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO) en 42 instalaciones tipo "A".

La siguiente tabla muestra el avance programado y el logrado en el periodo de evaluación:

Elemento	Enero-diciembre	
	Programa	Realizado
Organización	65	87
Confiabilidad humana	58	72
Confiabilidad de procesos	70	89
Confiabilidad de diseño	70	80
Confiabilidad de equipos y ductos	65	78
Proceso de mantenimiento	70	94
Elemento PM-SAP	90	94

En lo que respecta al avance del SCO se reporta 85% en la implantación en los 7 elementos y 23 subelementos para las 42 instalaciones tipo "A", valor de acuerdo a lo programado.

Las acciones para fortalecer el cumplimiento son:

- Asignación oportuna de Recursos Humanos y Financieros al Proyecto de SCO.
  - Rendición de cuentas referente al avance de la implantación del SCO.
  - Contar con los asesores Internos a tiempo completo en las instalaciones.
  - Involucramiento del área operativa.
  - Ejecutar el contrato de asistencia técnica especializada para la implantación del SCO.
- **7. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración y de explotación**

#### **8B. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración**

En la evaluación enero-diciembre se cumplió en 80% de acuerdo al programa establecido para esta actividad.

- Se realizó el diagnóstico VCDPY de 10 proyectos; Coatzacoalcos, Campeche Poniente, Golfo de México Sur, Campeche Poniente Terciario, Área Perdido, Golfo de México Sur (Tlankanan), Cuichapa, Malpaso, Golfo de México B y Lebranche, cumpliendo con el 100% del programa.
- En relación a la elaboración de los documentos de soporte de decisión (DSD) se cumplió con el 80% de lo programado, elaborándose 16 DSD's, correspondiendo 3 al proyecto Campeche Oriente, 3 al proyecto Comalcalco, uno al proyecto Pámpano, uno al proyecto Golfo de México Sur, 3 al proyecto Chalabil, 3 al proyecto Uchukil, uno al proyecto Golfo de México B y uno a Cuichapa.

Debido a la reconfiguración de los proyectos de inversión exploratoria, se reprograma la elaboración de los documentos, en función de los nuevos proyectos con sus nuevos límites.

- La emisión de dictámenes técnicos para el cierre del año presenta un avance del 60% con 6 proyectos dictaminados: Campeche Oriente, Comalcalco, Pámpano, Litoral de Tabasco y las actualizaciones de los proyectos Área Perdido y Golfo de México B.

Al igual que la elaboración de los DSD, esta actividad se programa en función de los nuevos proyectos con sus nuevos límites.

### **8C. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de explotación**

Durante el periodo de evaluación del informe, se tuvieron los siguientes avances:

- En la elaboración y difusión de la guía de evaluación del desempeño de la aplicación de la metodología FEL, se ha logrado un avance del 100%.
- En la elaboración o actualización y difusión de las guías:
  - Del modelo integral del proyecto de explotación (MIPE).
  - Del modelo integral de pozo (MIPO).
  - De la herramienta para análisis de campos de explotación (HACE).
  - Del modelo de aproximación de pronósticos de producción (MDA).
  - De la metodología de identificación del nivel de desarrollo de los modelos estáticos y dinámico de los proyectos de explotación (INDED).
  - y de la guía de análisis de post-perforación de pozos y del modelo para la optimización de intervenciones a pozos (MOIP).

Se considera un avance del 100%:

- En actualizar y difundir la guía de incorporación de los proyectos de explotación bajo FEL en la cartera de inversión, para la asignación de recursos de proyectos nuevos o con cambio de monto y alcance, se reporta un avance del 100%.
- En elaborar y difundir guía para la incorporación de la componente exploratoria en el Documento Rector, un avance del 100%.
- Elaborar y difundir guía con el alcance de las bases de usuarios e ingenierías de instalaciones y pozos de las fases de conceptualización y definición de los proyectos de explotación, reporta un avance del 100%.

### **➤ 8. Modernizar la función de perforación y separarla de exploración y explotación**

Durante el cuarto trimestre de 2011 se concluyó la siguiente acción:

- Transferencia de funciones a las nuevas gerencias.
- Acreditación de la nueva estructura.
- Implementación en toda la organización.

## ➤ **9. Desarrollar modelos de contratos integrales de exploración y/o producción**

Durante el 2011 se concluyeron las siguientes acciones:

- Se realizó la licitación de los contratos integrales de exploración y producción en campos de la Región Sur.
- Se realizaron los contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Sur.
- Se realizó el 30% de la promoción de los contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Norte.
- Se realizó la licitación al 10% de los contratos integrales de exploración y producción en campos de la Región Norte.

## ➤ **10. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad del Organismo**

A continuación se describe el avance al periodo de las actividades relevantes de esta acción.

Para 2011, se programó realizar 823 auditorías de SIPA más 583 seguimientos al cumplimiento de auditorías realizadas para hacer un total de 1,406 auditorías internas en materia de SIPA.

Al cierre del 2011 se logró un avance de 96% en la realización de las auditorías y un 91% en los seguimientos de lo programado para el periodo referido.

PEMEX-Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNA y al cierre del 2011 se han incorporado un total de 571 instalaciones de proceso y 514 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 154 instalaciones y 235 ductos cuentan con certificación.

El avance registrado al cierre de 2011 en el proceso de certificación es de 27% para instalaciones y 46% para el caso de ductos.

Para reforzar la administración de la seguridad física en 2011, se tienen programados 126 estudios de análisis de vulnerabilidad de las instalaciones, al cierre del 2011 se tuvo un avance de 112 estudios realizados equivalente al 89% de lo programado.

En lo referente al reforzamiento de los planes de respuesta a emergencias, se programó implantar, mantener y actualizar los Planes de Respuesta a Emergencias (PRE), teniendo programados a realizar 306 reportes en el año, realizándose al cierre del 2011 una cantidad de 361 asesorías superando la expectativa en un 118%.

Respecto a las actividades de implementación del Sistema PEMEX-SSPA versión 1, tienen los siguientes avances:

Para apoyar el proceso de implantación se ajustó la Organización Estructurada de 9 a 8 Cuerpos de Gobierno o Sub-equipos de Liderazgo, cada uno coordinado por un Subdirector para generar los documentos normativos que soportan la implementación del Sistema, diseñar las estrategias y dar seguimiento al proceso.

A la fecha, los ocho Cuerpos de Gobierno han generado 76 documentos normativos y mecanismos que soportan la implementación del Sistema PEMEX-SSPA en PEP los cuales comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como algunos sistemas informáticos de control, entre otros.

Derivado de las autoevaluaciones realizadas durante octubre y noviembre de 2011, con la versión 1.0 del Manual Pemex-SSPA emitido por la Dirección General, se identificaron los siguientes avances en la Implantación:

Subdirección	Nivel			
	12 MPI	SASP	SAA	SAST
<b>Sur</b>	2.89	2.62	2.23	1.85
<b>Norte</b>	2.50	2.09	2.05	1.57
<b>MSO</b>	3.01	2.93	2.26	1.96
<b>MNE</b>	3.39	3.41	1.41	1.90
<b>SDC</b>	2.71	2.49	2.12	1.82
<b>Promedio PEP</b>	<b>2.90</b>	<b>2.71</b>	<b>2.01</b>	<b>1.82</b>

Los esfuerzos del Organismo en la implementación de las 12 Mejores Prácticas (12MPI) se reflejan en los avances alcanzados principalmente en:

- El involucramiento de todo el personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores en el proceso de implementación del Sistema a través de la Organización Estructurada.
- La implementación sistemática de un proceso de rendición de cuentas catorcenal en materia de SSPA ante la Dirección General a través de videoconferencias, para dar seguimiento al proceso de implementación con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea, Sindicato y prestadores de servicios.
- Elaboración y actualización de documentos normativos y Manuales de Capacitación en materia de SSPA de acuerdo a las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas, el Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos, el Subsistema de Administración Ambiental, Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas.

- En disciplina operativa, se han evaluado 30,273 actividades e identificado 28,364 procedimientos e instructivos de trabajo como necesarios. De los cuales se cuenta actualmente con 21,168 procedimientos e instructivos.
- Se desarrollaron y autorizaron 8 procedimientos críticos genéricos para PEP, sustentados en el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos, los cuales cancelan y sustituyen a 68 documentos de nivel Subdirección, logrando así un avance sensible en la racionalidad normativa del organismo.
- Para apoyar la eficiencia y eficacia de las observaciones durante las auditorías efectivas, se desarrolló una Guía Técnica para el asesoramiento en auditorías efectivas.

En los 14 elementos que conforman el Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), se muestran avances notables en:

- Capacitación de 45 especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo.
- Puesta en marcha del “Programa Rector Estratégico” desarrollado para fortalecer la Implantación del SASP con el objetivo de contar con una implantación disciplinada en todas las unidades de implantación de PEP.

En relación a los 15 elementos del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se destaca lo siguiente:

- Formación de 45 agentes multiplicadores del Subsistema de los centros de trabajo y 18 especialistas en el Subsistema para apoyar la implantación.
- Impartición de 867 Cursos relacionados a la Conciencia Ambiental, del Subsistema de Administración Ambiental y de los Procedimientos, a un total de 14,548 trabajadores, así como la capacitación a 1,664 trabajadores en materia del SAA.
- Entrenamiento a 1,692 mandos medios y operadores sobre los Aspectos Ambientales Significativos, relacionados con sus actividades y los controles de operaciones ambientales.
- Desarrollo de los documentos normativos (actualización de 7 procedimientos) y cuatro cursos CBT's, para capacitación vía Universidad Virtual por parte del Cuerpo de Gobierno de Protección Ambiental.
- Desarrollo del programa rector estratégico para fortalecer la gobernabilidad, implantación y operación del subsistema en las instalaciones y centros de trabajo, definiéndose en dicho documento las responsabilidades de la línea de

mando, subequipos de liderazgo y ASIPA, así como las evidencias para dar cumplimiento a los requisitos de implantación.

- La Subdirección de ASIPA a través de la Gerencia de Proyectos llevó a cabo acciones conjuntas con el Cuerpo de Gobierno y la Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SDOSSPA-DCO) para la revisión e implantación del SAA en la Unidad de Negocios de Perforación, en su fase de planeación bajo el enfoque de procesos. A partir de estos trabajos se homologó el proceso de identificación y jerarquización de los Aspectos Ambientales Significativos (AAS) (Elemento 1) y los requisitos legales y otros requisitos (Elemento 2), y se desarrollaron los objetivos, metas, programas e indicadores para cada uno de ellos (Elemento 3), los cuales son de aplicación para todas las Unidades Operativas. Asimismo, a través de pláticas sobre el enfoque por procesos y las 11 líneas de acción, se efectuó el fortalecimiento de la Línea de Mando-UNP para el cumplimiento de los roles y responsabilidades del SAA y de las actividades de implantación y mantenimiento del mismo.

En relación al Subsistema de Salud en el Trabajo se designaron los candidatos para formación de especialistas en Higiene Industrial y administradores de los SMST que participarán en los programas corporativos del SAST.

Cabe destacar el desarrollo de prácticas, documentos normativos y sistemas informáticos que por su funcionalidad y eficacia, han sido promovidos por la Dirección Corporativa de Operaciones para uso de otras Subsidiarias, como el Sistema de Disciplina Operativa (SISDO) que fue designado como herramienta institucional en todo Pemex y que actualmente se encuentra en proceso de implementación en Pemex Petroquímica, Refinación, así como Gas y Petroquímica Básica.

En el mes de octubre 2011, se desarrolló la “semana de cultura de Disciplina Operativa” promovida por el Cuerpo de Gobierno con un programa que consideró, auditorías, capacitación, campañas de difusión: mediante posters, computadora y recibos de pago, encuestas, mensajes grabados y películas relacionadas con el tema.

En cuanto a la Capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, en este año se han desarrollado a través de terceros 295 talleres de entrenamiento con 5,504 participantes, los que fueron evaluados previamente obteniendo calificaciones promedio de 5.98 y al finalizar el proceso de entrenamiento la evaluación final arrojó un promedio de 9.3 de calificación, siendo la áreas con mayor incremento de calificaciones las relacionadas con el SASP y el SAA.

Así mismo, en septiembre 2011 concluyó el entrenamiento de 26 nuevos especialistas en el Subsistema de Administración de Seguridad en los Procesos (SASP).

Para determinar el grado de involucramiento de la línea de mando y contar con un punto de referencia respecto a la media obtenida de compañías internacionales de clase mundial, se desarrolló una encuesta de percepción durante los meses de marzo con enfoque en personal directivo, gerencial, mandos medios y supervisores en una primera etapa a 250 personas y en una segunda etapa a 5,027 de la población general del Organismo.

#### Consolidación del Sistema y Próximos Pasos:

En relación a los resultados de la encuesta de cultura SSPA, estos se presentarán durante 2012 a través de un programa comunicación e identificación de acciones de mejora para concertar programas de atención y seguimiento.

En el mes de febrero del 2011 inició un programa para apoyar la implementación y mejora operativa del Subsistema de Administración de Seguridad en los Procesos (SASP) en 14 instalaciones seleccionadas como modelo para su posterior replica.

Con el desarrollo del Programa rector estratégico se amplió el alcance de la estrategia a los 3 Subsistemas y el enfoque de la implementación durante 2012 será en todos las Unidades de Implantación, manteniendo el énfasis en las 14 instalaciones modelos mencionadas.

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

- Fortalecer las capacidades de la Función de SIPA para el desempeño eficiente y eficaz de sus nuevos roles conforme al proceso de reestructuración.
- Realizar las actividades necesarias para lograr una Implantación disciplinada, homogénea e integral que permita llevar a la organización al logro sustentable del nivel 2 en los 3 subsistemas.
- Mantener el apoyo y asesoría en el desarrollo de las actividades correspondientes al nivel 3.
- Fortalecer la mejora continua de los programas de rendición de cuentas de los Equipos de Liderazgo en SSPA en todos los niveles de la Organización y asegurar su sistematización y homologación.
- Apoyar a los Equipos y Sub equipos SSPA para mantener actualizadas sus actas constitutivas y asegura la capacitación sus integrantes conforme el ámbito de responsabilidad correspondiente y la versión 1.0 del Manual y la Guía Técnica de Organización Estructurada.
- Desarrollar acciones para la comunicación y cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA para personal de línea de mando a través de documentos personalizados por estrato jerárquico.

- Promover la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias.
- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema.

#### ➤ **11. Mejorar la relación del Organismo con las comunidades en donde opera**

Durante el cuarto trimestre del año las actividades se acotaron a la difusión interna que se realiza en cada Región del Organismo.

##### **Región Norte**

- Se presentaron en el trimestre 52 bloqueos y/o cierres de los 300 estimados para este año, lo que representa sólo el 17% de la estimación para el año. Acumulando en el periodo enero diciembre 2011, 204 bloqueos y/o cierres lo que representa el 68% de los estimados.
- Se presentaron en el trimestre 456 reclamaciones de la comunidad, de las cuales 443 han sido dictaminadas como procedentes. Acumulando en el periodo enero-diciembre 1,717 recibidas, de las cuales 1,673 se dictaminaron como procedentes.
- Durante el periodo enero-diciembre se obtuvo un 17% de proyectos con variables sociales documentadas (correspondientes a los proyectos Burgos y Aceite Terciario del Golfo).

##### **Región Sur**

- Con respecto al cuarto trimestre de 2011 se registraron 3 bloqueos contra los 4 estimados, que representan un desempeño de asistencia a la operación del 75%.
- El índice de reclamaciones dictaminadas procedentes e improcedentes en el periodo octubre - diciembre fue de 142%.

##### **Región Marina Suroeste**

- Se documentaron 8 obras de beneficio mutuo, donde la Gerencia de Programación y Evaluación asignó el presupuesto en 2 proyectos de inversión.
- No se presentaron bloqueos a instalaciones petroleras.
- Se recibieron 151 reclamaciones por daños a actividades de pesca supuestamente ocasionadas por el arribo de hidrocarburos en costas de Tabasco, de las cuales 107 fueron dictaminadas como procedentes en segunda instancia y 44 fueron dictaminadas improcedentes.

- Conforme al monitoreo de medios de comunicación se registraron 54 notas positivas de un total de 100.
- Se concluyó la obra de drenaje en la calle 5 de mayo en la ciudad de Paraíso. (vigencia: octubre 2010 – abril 2011).
- Se avanzó la obra Adecuación de la calle Eliud Santos Magaña, en la ciudad de Paraíso, Tabasco (vigencia: septiembre 2011 – enero 2012).
- Donación de 2 botes salvavidas a favor de Fideicomiso de formación y capacitación para el personal de la Marina Mercante Nacional (FIDENA).
- Se efectuaron reuniones con gobierno estatal, ayuntamiento municipal, sector pesquero, escuelas y representantes comunitarios.
- De enero a diciembre se realizaron 255 actividades de difusión de programas ambientales y de seguridad fuera del trabajo, en las que participaron más de 23, mil personas (trabajadores de PEMEX y de compañías, alumnos de escuelas y habitantes en general).

### **Región Marina Noreste**

- Durante el periodo enero a diciembre de 2011 se recibieron 227 reclamaciones de la comunidad, de éstas se dictaminaron el 216 como procedentes las cuales fueron finiquitadas y 11 improcedentes.
- En este mismo periodo, no se presentaron bloqueos a instalaciones petroleras y no hubo interrupciones a la operación ni diferimiento de producción.
- En este mismo periodo, se entregaron los proyectos de las obras de pavimentación de calles, guarniciones, banquetas y pintura en 6 poblados de la Península de Atasta.
- Se entregaron dos obras en Cd. Del Carmen, terminadas al 100%, una no contemplada en el programa.
- Se entregaron en donación 107 equipos de cómputo a tres escuelas primarias de la localidad de Carmen: “Lucila Alayola Laura, Juan de la Cabada Vera, República de Honduras” y 4 unidades automotrices al DIF municipal de Carmen Campeche.
- Se cumplió satisfactoriamente con el programa de difusión interna y externa así como de visitas guiadas a instalaciones de la RMNE a grupos externos claves.

➤ **12. Ejecución de acciones para administrar la declinación en el Activo de Producción Cantarell**

El principal reto es administrar la declinación e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos; durante el periodo se continuó con diversas acciones encaminadas al mantenimiento de presión del yacimiento, la perforación de pozos de desarrollo y procesos de recuperación mejorada, los resultados son:

- El Mantenimiento de la presión al yacimiento mediante la inyección de Nitrógeno fue de 515 MMpcd, cumpliendo con 79% a lo programado. El Gas Amargo inyectado fue de 886 MMpcd, obteniéndose un cumplimiento del 110% respecto a la línea base.
- El Gas de BN inyectado fue de 374 MMpcd teniendo un cumplimiento adicional de 13 MMpcd respecto a los 361 MMpcd del programa. El Nitrógeno para BN inyectado fue de 223 MMpcd, 33 MMpcd adicionales a lo establecido.
- Terminación de 18 pozos en el período con un cumplimiento en actividad física del 60% y en volumen del 75%; se realizó de 64 Reparaciones mayores con un cumplimiento en actividad física del 110 y en volumen el 85% así como 273 menores y 136 estimulaciones con un cumplimiento del físico del 110% y con cumplimiento volumétrico del 110%.
- Se tiene un promedio de aprovechamiento de gas del 92.7%, con un cumplimiento en relación al programa original del 105%.
- Se tiene un avance físico total del 100%, instalados y puestos en operación el 10 de octubre de los tres equipos de compresión de gas para baja presión (Booster) en Akal-L/Enlace 150 MMpcd (50 MMpcd c/u).
- Se tiene un avance físico total del 100%, instalados y puestos en operación el 11 de diciembre de cuatro equipos de compresión de gas en alta presión en Akal-J2 280 MMpcd (70 MMpcd c/u).

## Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual <sup>a</sup> (2)	Meta Autorizada PEO ene-dic (3)	Desviación <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desviación (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)		
Producción de crudo total	Mbd	1	4	43%	2,550	mín	2,867	-15.0%	-0.7%	Aceptable		
			8	68%		máx					3,000	
			9	55%							2,504 2,567	
Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	1	5	81%	2,515	mín	2,863	-16.0%	-0.1%	Aceptable		
			6	69%		máx					2,996	2,457 2,518
Producción de gas total <sup>c</sup>	MMpcc	1	4	43%	5,913	mín	6,760	-14.7%	-0.7%	Aceptable		
			8	68%		máx					6,936	5,451 5,956
			9	55%								
Producción de gas asociado <sup>c</sup>	MMpcc	1	4	43%	3,709	mín	N.A.		-1.4%	Aceptable		
			9	55%		máx					N.A.	3,337 3,761
Producción de gas no asociado	MMpcc	1	4	43%	2,205	mín	N.A.		0.4%	Sobresaliente		
			9	55%		máx					N.A.	2,115 2,196
Producción de gas entregada a ventas	MMpcc	1	5	81%	5,583	mín	6,498	-16.3%	1.8%	Sobresaliente		
			6	69%		máx					6,667	4,916 5,486
Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>d</sup>	US\$/bpce	2, 9	1	65%	12.84	mín	13.29	14.1%	27.3%			
			2	84%		máx					14.95	16.45 17.66
			3	72%								
			4	43%								
			8	68%								
Costo de producción	US\$/bpce	2, 9	4	43%	6.12	mín	5.26	100.0%	100.0%	Sobresaliente		
			5	81%		máx					5.52	5.93 6.26
			8	68%								
			9	55%								
Costo de transporte	US\$/bpce	2, 15	5	81%	1.20	mín	0.72	100.0%	100.0%	Insuficiente		
			6	69%		máx					0.74	1.02 1.08
Autoconsumo de gas	%	2	6	69%	8.8	mín	8.8	2.8%	-0.5%	Insuficiente		
						máx	9.1					
								8.3 8.8				
Productividad laboral	Mbpce/plazas ocupadas	3	4	43%	51.2	mín	39.2	26.7%	-2.4%	Aceptable		
			9	55%		máx					40.4	50.4 52.4
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	Índice	5	6	69%	0.20	mín	0.00	34.5%	-180.9%	Insuficiente		
			10	45%		máx					0.30	0.04 0.07
			11	56%								
Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Índice	5	8	68%	0.82	mín	0.00	62.9%	30.3%	Sobresaliente		
			10	45%		máx					2.20	1.13 1.17
			11									
Procesos de dictamen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL	Número	6	7	100%	40	mín	36	-13.0%	-13.0%	Aceptable		
						máx					46	36 46
Tasa de restitución de reservas probadas	%	8	2	84%	101.1	mín	85.7	7.6%	10.7%	Sobresaliente		
			4	43%		máx					93.9	85.7 91.3
Tasa de restitución de reserva 3P	%	8	1	65%	107.6	mín	72.8	28.9%	-1.0%	Aceptable		
			2	84%		máx					83.5	80.9 108.7
			3	72%								
Incorporación de reservas 3P	MMbpce	8	1	65%	1,461	mín	N.A.		2.3%	Sobresaliente		
			2	84%		máx					N.A.	1,018 1,428
			3	72%								
Relación Reservas probadas/ producción	Años	8	1	65%	10.2	mín	N.A.		0.7%	Sobresaliente		
			2	84%		máx					N.A.	10.0 10.1
			4	43%								
Factor de recuperación actual	%	10	4	43%	27.0	mín	28.1	-7.2%	-2.8%	Aceptable		
						máx					29.1	27.0 27.8

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual <sup>a</sup> (2)	Meta Autorizada PEO ene-dic (3)	Desviación <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desviación (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)		
Éxito exploratorio comercial	%	11	1	65%	<b>46</b>	mín	31	<b>32</b>	7.0%	-2.1%	<b>Aceptable</b>	
			2	84%		máx	43					<b>47</b>
			3	72%								
Productividad por pozo	MMbpce/pozo	12	4	43%	<b>1.20</b>	mín	0.60	<b>1.18</b>	79.1%	-13.0%	<b>Aceptable</b>	
						máx	0.67					<b>1.38</b>
Aprovechamiento de gas <sup>c</sup>	%	13	6	69%	<b>96.2</b>	mín	96.4	<b>93.6</b>	-1.8%	1.3%	<b>Sobresaliente</b>	
						máx	98.0					<b>95.0</b>
Índice de mermas y pérdidas		15, 16	5	81%	<b>0.42</b>	mín	0.54	<b>0.44</b>	26.4%	14.2%	<b>Sobresaliente</b>	
						máx	0.57					<b>0.49</b>
Fugas de hidrocarburos	Número	15, 16	6	69%	<b>63</b>	mín	N.A.	<b>63</b>		20.3%	<b>Sobresaliente</b>	
			11	56%		máx	N.A.					<b>79</b>
Derrames de hidrocarburos	Barriles	15, 16	6	69%	<b>4,098</b>	mín	N.A.	<b>2,328</b>		-40.8%	<b>Insuficiente</b>	
			11	56%		máx	N.A.					<b>2,911</b>

a. Referida en el documento del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEO).

b. Con base en procedimiento establecido por la SENER, la desviación calculada en esta columna es contra un valor anual.

c. Gas total producido sin considerar el volumen de nitrógeno. En el periodo el nitrógeno promedió 681 millones de pies cúbicos día.

d. En espera de los cierres contables y financieros oficiales que la Dirección Corporativa de Finanzas determine como definitivos para efectos de informes de la Cuenta Pública

## **Causas de las desviaciones y acciones correctivas**

### **❖ Costo de transporte**

#### **Causas de desviación**

La causa principal de la desviación respecto al programa fue por efecto de gastos en mantenimiento y mano de obra, principalmente en las regiones Marinas. En los últimos cuatro años, los gastos en la actividad de transporte han observado un aumento en gastos para atender rezagos en mantenimientos y actividades de rehabilitación y mejora a través de la implantación de los contratos de aseguramiento de la integridad y confiabilidad de los Sistemas de transporte de hidrocarburos ubicados en Cayo Arcas, Plataforma de Rebombero, Dos Bocas y ductos marinos (Sistema 1); Ductos de transporte de gas y recolección que entran a la derechos de vía y puntos de medición (Sistema 3); e instalaciones de Central de Rebombero Cárdenas, Centro Comercializador de Crudo Palomas, Central de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl, y ductos de transporte y recolección (Sistema 4).

#### **Acciones correctivas o de mejora:**

Es importante mencionar que antes del inicio de los contratos de los Sistemas, el presupuesto asignado al mantenimiento de ductos e instalaciones de transporte era insuficiente y propiciaba el rezago en la atención a toda la infraestructura.

### **❖ Autoconsumo de gas**

#### **Causas de desviación:**

Al cierre del año, existió una ligera variación, llegando al límite máximo programado para el índice, siendo la causa prevalectante durante 2011 el incremento del gas usado en operación en las regiones marinas, originado por la incorporación de equipos de compresión para el manejo y aprovechamiento del gas producido.

#### **Acciones correctivas o de mejora:**

La variación presentada se espera corregir a partir de considerar en los programas la operación regular de los equipos, por lo que no se estima una medida adicional.

### **❖ Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción**

#### **Causas de desviación:**

Durante el año 2011 ocurrieron en las áreas de Exploración y Producción 18 accidentes, éstos se presentaron de la siguiente manera: 3 en las actividades de distribución de hidrocarburos, 3 en apoyo administrativo, 10 en producción de las Regiones Norte y Sur, y 2 en actividades de servicios marinos, ninguno de ellos fatal.

Las lesiones se manifestaron como fracturas (7), contusión (1), heridas en dedos rodillas o manos (4), quemaduras (5), y traumatismo (1).

### **Acciones correctivas o de mejora:**

Las acciones de mejora para todos los aspectos relacionados a la seguridad industrial, están incluidas en las iniciativas del Organismo referidas en la acción “Implementación de mejores prácticas de seguridad y salud ocupacional y fomento a la protección ambiental y sustentabilidad”, en donde se continúa con la implementación y reforzamiento de acciones preventivas y correctivas en los Activos Integrales y Exploratorios, y todas las Subdirecciones de Servicio y Soporte en PEP. Entre otras se refieren a continuación algunas relevantes:

Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos aplicando la metodología Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST).

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

### **❖ Derrames de hidrocarburos**

#### **Causas de desviación:**

En el periodo de evaluación se derramaron 4,098 barriles de petróleo, 85% de este volumen es debido a actos vandálicos; la ubicación de estos incidentes ocurrieron esencialmente en las Regiones Sur y Norte; el 15% restante se debió a causas relacionadas a la corrosión interior y exterior en ductos.

### **Acciones correctivas o de mejora:**

Dentro de las acciones correctivas se informa que se actuó de manera inmediata para recuperar 2,910 barriles, esto es 71% del volumen de hidrocarburo derramado, el resto se procede a su recuperación mediante la remediación de las áreas afectadas.

En el caso del vandalismo que se suscita en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos, dichas acciones se aplican de manera sistemática y continuamente conforme a las siguientes acciones:

- ✓ Habilitación de bases para patrullajes.
- ✓ Ejecución del plan de desmantelamiento y enajenación de ductos fuera de operación.
- ✓ Rehabilitación e instalación de sistemas de protección catódica con tecnología anti vandalismo.
- ✓ Celaje aéreo.

Para el caso de la corrosión interior se tienen en ejecución programas que consideran:

- ✓ Instalación de tubería no metálica.
- ✓ Incremento de la protección interior mediante recubrimiento interno.
- ✓ Inyección de inhibidores.
- ✓ Intervenciones con equipo desarenador automatizado.

En el caso de corrosión exterior:

- ✓ Inspección de ductos.
- ✓ Equipo instrumentado.
- ✓ Ondas guiadas.
- ✓ Elaboración del análisis de integridad.
- ✓ Instalación de sistemas de protección catódica.

- ✓ Rehabilitación de ductos en operación.

Cabe señalar que para el 2011, las acciones mencionadas anteriormente se llevaron a cabo como parte Plan de Administración de la Integridad en Ductos (PAID), el cual contempla a las líneas de producción y transporte que están operando y las que están fuera de operación.

Con el desarrollo y aplicación de manera consistente en campo de estas iniciativas, además de fortalecer la continuidad operativa de los ductos se mantiene la tendencia actual de reducción de fugas y derrames en PEP, asimismo se da cumplimiento a los requerimientos establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010, "Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos".

## **Factores que permitieron mejor desempeño en indicadores seleccionados**

### **❖ Producción de crudo**

Se obtuvieron mejores resultados en los proyectos Yaxché, Och-Uech-Kax, Ogarrio Magallanes y Caan; y se tuvo un cumplimiento del programa arriba del 100 por ciento en 4 proyectos más, El Golpe-Puerto Ceiba, Costero Terrestre, Cactus-Sitio Grande y Carmito-Artesa, todo lo anterior debido a una disminución del ritmo de declinación, y un efecto positivo de las acciones implementadas en los proyectos.

### **❖ Producción de gas**

En la producción de gas se logró un desempeño aceptable, 1% abajo del límite máximo establecido en sus metas, el cumplimiento fue resultado de lograr más del 100% en 14 de 29 proyectos, destacándose por su aportación al volumen total los casos de Burgos, Veracruz, Crudo Ligerero Marino y Costero Terrestre; en Veracruz por Incorporación de producción de pozos del campo Cauchy y en Burgos por incorporación de producción en campos aprovechando la disminución de áreas inseguras en el segundo semestre.

### **❖ Aprovechamiento de gas**

En la producción de gas se logró un desempeño aceptable, 1% abajo del límite máximo establecido en sus metas, el cumplimiento fue resultado de lograr más del 100% en 14 de 29 proyectos, destacándose por su aportación al volumen total los casos de Burgos, Veracruz, Crudo Ligerero Marino y Costero Terrestre; en Veracruz por Incorporación de producción de pozos del campo Cauchy y en Burgos por incorporación de producción en campos aprovechando la disminución de áreas inseguras en el segundo semestre.

## ❖ Aprovechamiento de gas

El desempeño y resultado en el indicador en el periodo fue influenciado por las siguientes acciones:

- Entrada a operación del gasoducto de 36" x 24 Km hacia Akal-C6 el cual incrementó la capacidad de transporte de gas húmedo amargo y disminuyó la presión de descarga de equipos booster.
- Entrada a operación de los equipos de compresión de gas en Zaap-C, Ku-M, Akal-L enlace y Akal J2.
- Cumplimiento del programa de operación de los equipos de compresión de alta presión.
- Disminución del volumen de gas extraído de la zona de transición.
- Control de gas en pozos ubicados en la zona de transición, cumplimiento en la re-inyección de gas al yacimiento.

El avance en las principales obras y acciones es el siguiente:

Acciones 2011	Fecha programada	Avance (%)
Construcción de un gasoducto de 36 " Ø x 24 Km hacia Akal-C6 para envío de GHA del AIKMZ a módulos del AIC (entró en operación el 8 de abril)	Marzo	100
Instalación y puesta en operación de un equipo de compresión de gas para baja presión en Zaap C (Booster de 70 MMpcd) (entró en operación el 28 de mayo)	Julio	100
Instalación y puesta en operación de un equipo de compresión para incremento de la presión del gas para BN en Ku-M (130 MMpcd)	Octubre	100
Instalación y puesta en operación de tres equipos de compresión de gas para baja presión (Booster) en Akal-L/Enl. (50 MMpcd c/u)	Octubre	100
Instalación y puesta en operación de un sistema de compresión de gas en alta presión en Akal-J2 (capacidad para 280 MMpcd).	Diciembre	100

### 3.B Pemex Refinación

#### Avance en la ejecución de las acciones del PEO

##### ➤ 1. Reconfiguración de 4 refinerías

En la refinería de Minatitlán, se tienen los siguientes avances por paquete:

<b>Paquete</b>	<b>Avances físicos a diciembre de 2011</b>
II Aguas Amargas, Servicios Auxiliares y Obras de integración	99.6%
III Planta Combinada, Hidrodesulfuradora de Diesel y Catalítica	100%
IV Plantas HDS de gasóleos, hidrógeno y azufre	98.4%
V Plantas de coquización, hidrodesulfuradora de naftas y regeneradora de aminas	98.2%
VI Plantas de alquilación	99.1%
Obra adicional I (sistemas de desfuegos, oleoducto 30" y gasoducto 12" x 17.3 km.)	100%
<b>Avance Total del Proyecto</b>	<b>99.3%</b>
Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km.	97.0%

#### Arranque de plantas por bloque:

Al cierre de diciembre de 2011, todas las Plantas del Proyecto están en operación, con excepción de la Planta de Coque (pendiente de estabilización) y la de Alquilación U-19000. En seguida se describen aspectos relevantes:

Las plantas del primer bloque operan desde 2010: Planta de Hidrógeno, Planta Hidrodesulfuradora de Diesel con 34 Mbd de Diesel UBA, Planta de Aguas Amargas (dos trenes operando, restantes disponibles para operar), Planta de Azufre (dos trenes operando, restantes disponibles para operar). Principales Servicios en Operación: Gasoducto de 12" y Oleoducto de 30", Turbogenerador, Unidad Desmineralizadora de Agua, Unidad de Tratamiento Primario de Efluentes, Clarifloculador, Quemadores Elevados QE-02/03/04/05A, Torre de Enfriamiento CT-2000, Calderas CB-6 y CB-7.

Las plantas del segundo bloque entraron en operación durante 2011 prácticamente en su totalidad: La Planta Combinada, concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 21 de septiembre con 100 Mbd; La Planta Catalítica concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 17 de noviembre, y actualmente opera con una carga de 35 Mbd, obteniéndose gasolina dentro de especificación, enviándose al tanque de almacenamiento; La Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el 3 de

Diciembre del 2011, la cual opera con 50 Mbd; la Planta de Alquilación U-18000 el 25 de noviembre concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño, alcanzándose una producción de 12 Mbd. Asimismo, la Planta de Alquilación U-19000 está en preparativos para su puesta en operación.

Del tercer bloque de plantas, la Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización (HDSNC), actualmente está operando con carga mixta de nafta amarga primaria, naftas de HDS diesel y Gasóleos y nafta producto de la Planta de Coquización. El Tren No. 2 de la Planta de Coquización Retardada entró en operación con una alimentación promedio diaria de 22 Mbd, encontrándose actualmente en proceso de estabilización. La Planta Regeneradora de Aminas está en operación estable.

Con respecto al Hidrogenoducto se encuentra en operación, de acuerdo a la demanda del Proyecto.

Las acciones que ha tomado PEMEX de diciembre del 2009 a la fecha, derivado de las conciliaciones ante la Secretaría de la Función Pública, por los reclamos de las empresas ICA Fluor, Dragados, Minatrico y Ebramex, responsables de los Paquetes 2, 3, 4 y 5, respectivamente, han contribuido a la conclusión del Proyecto. Sin embargo, se continúa con los procesos de conciliación, de reclamos y órdenes de cambio, ante la Secretaría de la Función Pública, por un monto aproximado de 350 MMUSD.

### **Reconfiguración de la refinería de Salamanca:**

El 14 de octubre de 2011 se acreditó el proyecto global en FEL II.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) asociado con la empresa ICA Fluor está a cargo de la Administración de Proyecto (PMC) y del desarrollo de la ingeniería básica extendida FEED.

Se cuenta con la ingeniería básica, básica extendida (FEED) así como con el Estimado de Costo Clase II de la Planta Coquizadora de Foster Wheeler.

Se encuentra en desarrollo la ingeniería básica y básica extendida (FEED) del revamp de las plantas combinada AS, primaria AA y vacío AI, para lograr el corte profundo requerido para el proyecto de Conversión de Residuales de la Refinería.

Se firmó un contrato con Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la relocalización de líneas de alta tensión que actualmente ocupan el predio donde se construirá el proyecto.

Se firmó un contrato con la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) para elaboración del dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental requerido por el artículo 49 de Ley de Petróleos Mexicanos.

Para hacer la Evaluación de Integridad Mecánica de H-Oil por la Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL) y posterior firma de Convenio, se cuenta con la

autorización de la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), con la propuesta técnica de la UANL, se solicitó una nueva Solicitud de Pedido (SOLPE) y se está elaborando el dictamen técnico correspondiente.

Se encuentra en trámite de contratación a la Cía. Axens para la simulación de proceso que determinará la capacidad hidráulica de la unidad H-Oil, actualmente Hidrotratadora de Residuos de Vacío para su conversión a Hidrotratadora de Gasóleos pesados de Coquización.

Se encuentra en trámite de contratación el desarrollo de la ingeniería básica y licencia de una planta generadora de hidrógeno de 100 MMSCFD.

Para el desarrollo de la Ingeniería de detalle, procura y construcción de la obra de integración del PEC-RIAMA y de acuerdo a reuniones con SENER, se contratará a la Cía. Iberdrola para el desarrollo de estos trabajos en la refinería de Salamanca.

Se encuentra en proceso, la contratación de las ingenierías básicas restantes: Remodelación de FCC, Azufre, Hidrodesulfuradora de Gasóleos, reformadora, lubricantes y adecuación de ingeniería de Hidrodesulfuradora de Naftas.

### **Aprovechamiento de residuales (Salina Cruz):**

Para Salina Cruz se cuenta con estudio de factibilidad y esquema de proceso definido mediante simulación rigurosa desde el año 2006, no se ha asignado presupuesto. No tiene un avance real cuantificado, ya que el proyecto está en espera. Se planea utilizar un esquema de aprovechamiento de residuales similar al de Tula, el cual se iniciaría después del arranque de Salamanca y Tula.

## **➤ 2. Implementar mejores prácticas en refinerías**

El diagnóstico de oportunidades al mes de diciembre de 2011 en el sistema técnico del SNR reveló 230 iniciativas con un valor de 1,170 millones de dólares anuales aproximadamente. Este valor económico equivale a una ganancia aproximada de 3.39 dólares por barril y solamente el 9.5% de las iniciativas requieren inversión.

Las oportunidades implementadas a la fecha en las Olas 1 y 2 (Madero, Salina Cruz, Tula y Cadereyta), capturarán un beneficio anual aproximado de 50 millones de dólares y la mayor parte de potencial en proceso de implementación representa alrededor de 900 millones de dólares y no requiere inversiones significativas.

Asimismo, se planteó que además de la problemática técnica, la viabilidad de captura de las oportunidades económicas depende de 5 temas principales, los cuales se han identificado por lo que se describe a continuación:

- A. Confiabilidad. Baja productividad y eficacia en los procesos de mantenimiento de los activos.

- B. Gestión de la producción. Falta de rigor en la ejecución y supervisión del cumplimiento de los programas operativos y se requiere reforzar la planeación integral.
- C. Suministros. Falta de unificación de criterios de compras genera mayores costos y decisiones subóptimas en la adquisición de suministros.
- D. Infraestructura de gestión. Poca visibilidad de resultados y ausencia de infraestructura para su medición y seguimiento.
- E. Factor humano. La gestión del talento tiene deficiencias importantes.

En el tema de factor humano, a partir del diagnóstico realizado en la primera etapa, el programa se ha concentrado en temas de concientización económica y gestión como parte de la primera ola de iniciativas; liderazgo, comunicación y concentración de responsabilidades en la segunda ola y para la tercera ola se realizará la implementación de elementos selectos de gestión de talento mediante el fortalecimiento del programa de capacitación principalmente, esto para lograr los resultados óptimos en la implementación de las iniciativas en el sistema técnico.

### ➤ **3. Eliminar cuellos de botella en refinerías (infraestructura)**

#### **Optimización de la reconfiguración en la refinería de Madero**

El Proyecto Integral se modificó en su alcance, quedando:

1. Optimización de la Planta Coquizadora y Plantas Asociadas. Implica trabajos en cinco plantas.
2. Rediseño del calentador de vacío, Líneas de Transfer y sistema de Vacío de la Planta Combinada Maya. Implica trabajos exclusivamente en la planta combinada Maya.

En lo que se refiere a la Planta Coquizadora, Pemex Refinación y la Dirección Corporativa de Operaciones analizan la tecnología del sistema de apertura y cierre de tambores de la coquizadora para decidir el tipo de válvulas a instalar.

Para el rediseño del calentador de vacío, líneas de Transfer y sistema de Vacío de la Planta Combinada Maya, se están efectuando las simulaciones de proceso para determinar las capacidades de proceso de las plantas de la refinería a las nuevas condiciones de la Planta Combinada Maya.

Estos temas deben finiquitarse para poder concluir los entregables de FEL II, iniciar la licitación para el mes abril e iniciar la obra en el mes de julio del año en curso.

## **Construcción de una nueva planta Reformadora en Minatitlán, reemplazo de las Reformadoras BTX y NP-1**

Pemex Refinación, la Dirección Corporativa de Operaciones y la Dirección Corporativa de Finanzas analizan utilizar como maquila la nueva planta reformadora de naftas ubicada en el Complejo Petroquímico Cangrejera y/o construir la nueva planta reformadora de naftas en la Refinería de Minatitlán, Ver.

Sí la mejor opción para PEMEX es continuar con el proceso para la construcción de la Planta Reformadora en Minatitlán, se estima que la acreditación ante el Grupo de Trabajo de Inversiones sería para el mes de marzo 2012, inicio de la licitación en el mes de mayo e inicio de obra en el mes de agosto 2012.

## **Optimización de la operación y recuperación de isobutano e instalación del módulo Merichem en Minatitlán**

Se encuentra en ejecución la instalación del módulo Merichem, con un avance actual del 90% y se estima terminar la obra el 30 de mayo 2012.

## **Modernización de la 2da y 3ra etapas de la planta Catalítica de Minatitlán**

Se envió el paquete técnico de licitación a la Gerencia de Contratos, actualmente se revisa la información con el personal del área de Licitaciones, se estima publicar la convocatoria de licitación para el mes de febrero del 2012.

Se estima que el inicio del contrato sea en mayo de 2012 con un periodo de ejecución estimado de 32 meses.

### **➤ 4. Definición de proyectos de ampliación de capacidad**

El 14 de abril de 2009 el Director General de Petróleos Mexicanos, anunció la construcción de la nueva refinería en México.

Del análisis correspondiente se concluyó que la localización geográfica de las nuevas instalaciones sería la región del altiplano mexicano. Los resultados técnico-económicos de la evaluación orientaron la decisión de construcción hacia la localidad de Tula, Hidalgo, en primera instancia y como segunda alternativa la región de Salamanca, Guanajuato.

Derivado de lo anterior y con el objetivo de garantizar los derechos de propiedad en la tenencia de las aproximadamente 700 has., que el proyecto requiere, Petróleos Mexicanos estipuló un periodo de 100 días naturales, contados a partir de la fecha del anuncio para recibir en donación el terreno antes mencionado.

Ante la disposición y garantía sobre la posesión de los terrenos por parte del Estado de Hidalgo, el 12 de agosto de 2009, PEMEX informó la construcción de la nueva refinería en Tula, Hidalgo y la reconfiguración de la refinería de Salamanca.

El 10 de diciembre del 2009, se acreditó la etapa FEL I (Front End Loading), del proyecto de la nueva refinería, en virtud de la revisión y visto bueno otorgado por las instancias de validación del Documento de Soporte de la Decisión (DSD) y entregables correspondientes.

Avances de 2010:

Se concluyó el desarrollo de la Ingeniería Conceptual correspondiente a la etapa FEL-II de definición de alcances, la cual incluyó entre otros: los estudios morfológicos, los términos de referencia para las unidades de proceso, la selección de opciones tecnológicas, el plano general de localización de unidades de proceso, tratamientos y servicios, torres de enfriamiento y casas de bombas, el esquema integral de procesos, la definición del número y capacidad de tanques de almacenamiento de cargas, productos intermedios y finales y su ubicación, los diagramas de interconexión entre plantas de proceso con ruteo y pre diseño y los diagramas de interconexiones con la refinería “Miguel Hidalgo” de Tula, el estimado de inversión clase IV, los balances de servicios principales y se definieron los sistemas integrales para optimizar el uso del agua considerando el máximo reúso de agua recuperada tratada, sistemas de desfuegos y efluentes, sistemas eléctricos, sistemas de seguridad y contra incendio, redes de drenajes, etc. También incluyó la definición de accesos carreteros y ferroviarios, edificios e infraestructura complementaria.

Asimismo, se definieron los requerimientos de Infraestructura Externa.- (CENDI, Sindicato, IMP, Zona Habitacional, avenida principal, vialidades secundarias, áreas verdes, estacionamientos, franja de seguridad, etc.).

Con relación a la infraestructura externa de ductos, se definió:

La construcción y el trazo del Oleoducto de 36” D.N. Nuevo Teapa – Tamarindos-Jalapa - Tula de 642 Km y se desarrolló la ingeniería conceptual, incluyendo el estimado de inversión clase IV.

El suministro de gas se realizará por medio de un ramal de 14” D.N. del gasoducto de 36” Cactus-Guadalajara tramo Tlapanaloya - Atitalaquia con una longitud de 22.8 Km, se definió su trazo hacia la nueva refinería desarrollándose la ingeniería conceptual y su estimado de costo clase IV.

Se desarrolló la propuesta de un poliducto de 18” desde la nueva refinería a la región sur-oriente del Valle de México, incluyendo el trazo preliminar en tanto se define la ubicación de una nueva TAR al sur-oriente del Valle de México, se elaboró también el estimado de inversión clase IV para este poliducto.

El 10 de agosto de 2010 Pemex Refinación recibió por parte del Gobierno del Estado de Hidalgo en una sola escritura la propiedad en donación simple las 700 hectáreas de terreno, quedando pendiente la relocalización de canales de riego y terrenos para interconexión de refinerías.

El 14 de diciembre de 2010 se publicó la convocatoria para la construcción de la barda perimetral de la nueva refinería en Tula. Este proceso se publicó al amparo de la Nueva Ley de Petróleos Mexicanos. El proceso consideró la asignación del contrato en dos etapas; una primera consideró un proceso de precalificación de las empresas interesadas y en la segunda etapa, las empresas que cumplieran en el proceso de precalificación, presentaron ofertas técnico económicas.

Derivado de la presencia de vestigios arqueológicos en el interior del predio, el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH) definió originalmente que no es posible construir en un área de aproximadamente 50 has. Se firmó contrato con el INAH con fecha de inicio 3 de septiembre de 2010 para la realización del estudio de prospección arqueológica.

Avances enero-diciembre de 2011:

Derivado de la publicación de la convocatoria para el proceso de licitación de la barda perimetral, el 7 de enero de 2011 se recibieron propuestas de 30 empresas interesadas en participar en el proceso de precalificación, el 1º de marzo se formalizó el contrato con la empresa Martínez Aguilar Construcciones, S. A. de C. V. El contrato inició el pasado 7 de marzo.

Se cuenta con el informe final de los estudios de prospección arqueológica por parte del INAH. Dicho instituto ha señalado la necesidad de efectuar un rescate y salvamento arqueológico en un área de 109 hectáreas adicionales a las ya reservadas.

El pasado 7 de octubre se formalizó con el INAH el contrato RPSA04611 "Salvamento Arqueológico, Segunda Temporada, Excavaciones en Chingú", mediante el cual el INAH liberará las 109 hectáreas pendientes de liberación.

El 14 de noviembre el GTI aprobó la etapa FEL II del proyecto.

El 22 de noviembre con la acreditación de la etapa FEL II y las autorizaciones del CAAOS de Pemex Refinación, el Consejo de Administración de Pemex Refinación, el CAAOS de Petróleos Mexicanos y el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se publicó la convocatoria para la licitación Pública Internacional abierta para la contratación de los "Servicios de Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva refinería en Tula, Hidalgo" (PMC-FEED). El 15 de diciembre inició el proceso de precalificación de las empresas interesadas en participar en la licitación. El 22 de diciembre de 2011 se emitieron los resultados de la precalificación del proceso licitatorio.

Se continúa con el proceso para la contratación del primer paquete de tecnologías.

Se ha iniciado el primer paquete de estudios complementarios en el predio para el desvío de canales, reubicación de basureros, evaluación de la capacidad del acuífero para el suministro de agua para la nueva refinería y los estudios

geomorfológicos, y se continúa con los procesos para la contratación de los estudios para el desvío de las líneas de alta tensión.

Se concluyó el estudio de impacto Ambiental para el Acondicionamiento del sitio.

Se dio inicio al proceso para la contratación del INAH para los trabajos de “Prospección arqueológica con sondeos en los derechos de vía (DDV) donde se alojarán los ductos para el transporte de hidrocarburos desde Nuevo Teapa, Veracruz hasta la nueva refinería en Tula Hidalgo, así como Interefinerías en Tula Hidalgo”, a fin de que el INAH libere el trazo de los ductos.

Se han iniciado las gestiones para la contratación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para la “Consolidación de la ingeniería conceptual, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalles y paquete IPC, para la construcción de ductos de suministro y distribución para la nueva refinería en Tula”.

Se están realizando los trabajos de ingeniería legal con personal de Pemex Refinación, para la legalización de los derechos de vía y la obtención de los permisos de paso necesarios para los trabajos de ingeniería que se le encomendarán al IMP.

Avance global del proyecto: 5%.

## ➤ 5. Uso eficiente de energía

Para reducir el Índice de Intensidad de Energía (IIE) en el Sistema Nacional de Refinación, las refinerías realizan una serie de actividades o proyectos como son:

- Mejores prácticas operativas y actividades rutinarias que optimizan el consumo energético.
- La implementación del “Protocolo de Eficiencia Energética en las Instalaciones de la Administración Pública Federal”.
- La creación de Proyectos Integrales de Eficiencia Energética.

Sin embargo, es importante señalar que uno de los múltiples factores que intervienen directamente en el incremento del IIE es la baja utilización de las plantas de proceso y servicios principales, influenciadas, entre otros aspectos, por los paros no programados. En 2011 los paros no programados que más impactaron al SNR, se debieron principalmente a las refinerías de Minatitlán, Tula y Madero.

Para reducir la brecha en el IIE, se ha establecido en cuatro centros de trabajo (Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula), un proyecto integral para el uso eficiente de la energía a mediano y largo plazos; Por otra parte, en Madero ya se cuenta con proyectos autorizados de alto impacto para la disminución del IIE a ejecutarse en los próximos años, y en la refinería de Cadereyta se realizan trámites para el registro de un proyecto integral de eficiencia energética. Además, para el

periodo 2011-2016 se cuenta con una cartera de proyectos encaminados a reducir la brecha de este indicador con respecto a la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM), y acorde con el Plan de Negocios de Pemex, lo anterior deberá estar soportado con la gestión y otorgamiento en tiempo y forma de los recursos presupuestales.

## ➤ 6. Generación eficiente de energía eléctrica

Se establecieron las bases técnicas para el primer proyecto de cogeneración entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Pemex Refinación. El alcance del proyecto considera el desarrollo de una central eléctrica y la compra de vapor por parte de la refinería de Salamanca. Este proyecto incrementará la eficiencia del ciclo completo, central de generación y refinería, a niveles de entre 80 y 90%.

Avances del Proyecto Externo de Cogeneración (PEC), en 2010:

Se realizaron reuniones técnicas entre Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Pemex, así como visitas de campo a Salamanca; en las cuales se analizaron los siguientes temas y que están plasmados en el “Compendio de Acuerdos entre CFE y Pemex para el PEC”:

- Se determinó la ubicación del PEC (técnica y económica).
- Se determinó la especificación técnica del agua a suministrar por Pemex a CFE.
- Se determinó la especificación técnica del gas natural a suministrar por Pemex a CFE.
- Análisis y determinación de metodologías para el cálculo de las tarifas del vapor para la venta de CFE a Pemex.
- A partir del análisis de la metodología de caldera equivalente por parte de Pemex y la metodología de costo nivelado de generación por CFE, se propuso utilizar por ambas instituciones la metodología por Exergía para determinar las tarifas del vapor de alta y media presión que regirán el contrato de prestación de servicios respectivo.
- CFE adjudicó el contrato de Obra Pública Financiada a Precio Alzado “Proyecto CCC Cogeneración Salamanca Fase 1” a la Cia. Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A. de C.V.; el período de los trabajos estimado es del 24 de diciembre de 2010 al 30 de abril de 2013, teniendo un plazo de ejecución de 858 días. La capacidad neta garantizada es de 430.2 MW, un flujo de vapor de alta presión de 579 t/h y 83 t/h de vapor de media presión.

Avances del proyecto en 2011:

- El 26 de febrero de 2011 CFE inició actividades del contrato PIF-036/2010 en campo.
- Se encuentra en etapa de reuniones entre Pemex y CFE, para definir el intercambio de predios, ya que las líneas de transmisión de CFE no permitían el inicio de la fase de construcción del PEC.
- Se definen trayectorias definitivas de las líneas de interconexión, así como las características de los parámetros del vapor de alta y de media.

Otras oportunidades de cogeneración contempladas, que mejorarán el IIE son:

- Cogeneración CFE-Pemex-Refinación en Nueva Refinería Bicentenario en Tula; se encuentra en etapa de planteamiento de esquemas de cogeneración entre ambas instituciones y esquemas de suministro.
- Cogeneración Madero.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor. Se concluyeron las fases de evaluación y justificación del proyecto, elaboración de bases de usuario y de licitación.
- Cogeneración Cadereyta.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor.
- Cogeneración reconfiguración Minatitlán; se realizó justificación de caldera, Se encuentra en proceso de elaboración de paquete de licitación.

## ➤ 7. Ampliar la capacidad del poliducto Tuxpan-México

El Proyecto fue concebido con el objetivo de garantizar el suministro de combustibles al Valle de México, al mínimo costo y con operaciones seguras; a través del incremento del transporte de 70 a 140 Mbd, de Tuxpan a Azcapotzalco.

Este proyecto integral fue actualizado con la integración de una unidad de inversión adicional; quedando conformado con los alcances que se describen a continuación:

- Estudio de pre-inversión para desarrollar y seleccionar opciones, así como definir alcances y planes de ejecución del proyecto.
- Almacenamiento: Ampliación de la capacidad de Almacenamiento de la Terminal Marítima de Tuxpan, a través de la ingeniería, procura y construcción de 5 (cinco) tanques de 100 Mb cada uno.
- Transporte: Ampliación de la capacidad del sistema actual a través de:
  - Construcción del Poliducto 18" D.N. x 103 Km. Cima de Togo - Venta de Carpio.
  - Ingeniería, procura y construcción de la Estación de Bombeo Beristaín.

- Interconexión de 4 km para Descarga en la Estación de Rebombeo Beristaín.
- Instalación de 2 paquetes de turbina de gas marca solar modelo centauro 40 en poliducto de 18" D.N. en la Estación de Rebombeo Beristaín, Puebla.
- Actualización de las Estaciones de Bombeo: Ceiba, Zoquital y Catalina.
- Interconexiones de la línea de 18" D. N. en la Terminal de Regulación y Medición Venta de Carpio y en la Terminal de Almacenamiento y Reparto Azcapotzalco.
- Modernización de equipos de bombeo en Tuxpan, Poliducto 24"-18"-14" Tuxpan – Poza Rica – México (autorizada en septiembre de 2011).

Para la construcción del Poliducto de 18" D.N., se cuenta con el 100% de la tubería entregada en los patios de almacenamiento destinados para tal fin; asimismo, se cuenta con los permisos de paso y están en proceso de pago los Contratos de Ocupación Superficial de los libramientos y los daños a Bienes Distintos a la Tierra en los derechos de vía existentes.

Se licitó y adjudicó el contrato para la Ingeniería, Procura y Construcción del Poliducto 18" D.N. x 103 Km Cima de Togo - Venta de Carpio, cuya ejecución dio inicio el 22 de junio de 2009, con fecha de terminación original a enero del 2011.

En noviembre de 2010 se realizó la puesta en operación de la primera fase que comprende de la estación de Rebombeo Cima de Togo a la válvula de seccionamiento de Tecocomulco, con una longitud de 21.850 Km, habiéndose incrementado la capacidad de transporte en 10 Mbd.

Derivado de los retrasos de la contratista, se han formalizado convenios de ampliación al plazo, la fecha de terminación vigente es el 15 de marzo de 2012. El avance general del poliducto al cierre de diciembre de 2011 es de 87.4%.

De la construcción de la estación de Rebombeo Beristaín, cuya ejecución dio inicio el 7 de junio de 2010 y fecha de terminación al 6 de junio de 2011; derivado de los atrasos en la ejecución de esta obra, se formalizaron convenios de ampliación al plazo, por lo que la fecha de terminación actualizada fue 31 de diciembre de 2011. Se llevó a cabo la inauguración de la Estación de Rebombeo Beristaín con fecha 22 de diciembre de 2011. Al cierre de diciembre se tiene un avance general de 99.4%.

Al alcance de esta obra se integró la interconexión de la descarga de dicha estación con la línea regular de 18" D.N., trabajos que iniciaron el 26 de marzo de 2011, con fecha de terminación 9 de julio de 2011.

Respecto a la Instalación, comisionamiento, pruebas y puesta en operación de 2 paquetes de turbinas de gas en la Estación de Rebombeo Beristaín, se inició el trabajo el 16 de junio de 2011 con fecha de terminación el 14 de septiembre de 2011. Se concluyen trabajos al 100%.

De la actualización de las estaciones de Rebombeo Ceiba, Zoquital y Catalina, quedaron concluidos los dos paquetes, los sistemas de cero cortes y calidad de energía ininterrumpible, la instrumentación y sistema de monitoreo y control automático.

De la construcción de almacenamiento en la Terminal Marítima de Tuxpan, a cargo del consorcio (Tradeco Infraestructura / Tradeco Industrial / ITECSA / Grupo OLRAM, III S.A de C.V.); las obras iniciaron el 5 de octubre de 2009 y su conclusión estaba originalmente programada para diciembre del 2010; sin embargo, conflictos sindicales en contra de dicha compañía, condiciones climatológicas adversas y excesiva rotación de mandos medios de la contratista, han generado retrasos en la ejecución. Se inició procedimiento para el nuevo convenio anexo D-3, mismo que se encuentra en trámite de autorización, el cual considera una fecha de terminación a septiembre de 2012. Al cierre de diciembre se tiene un avance general de 36.2%.

En septiembre se autorizó la inclusión de una nueva Unidad de Inversión denominada: “Unidad de Modernización de Equipos de Bombeo en Tuxpan Poliducto 24”-18”-14” Tuxpan – Poza Rica – México”, cuyo alcance comprende el incremento de la confiabilidad eléctrica para la alimentación de las bombas del poliducto con la construcción del cuarto de control de motores e instalación de un motogenerador en la Terminal Marítima Tuxpan; así como el suministro e instalación de 4 motobombas centrífugas, en la casa de bombas de esa terminal. El inicio de la contratación se programa para enero de 2012.

El avance global del proyecto al mes de diciembre de 2011 es 78.6%, cifra actualizada conforme a la inclusión de nuevos alcances.

#### ➤ **8. Reparto local**

Proyecto concluido en 2010.

#### ➤ **9. Modernizar el transporte marítimo**

A efecto de concretar lo ordenado por el Consejo de Administración de Pemex Refinación, al cierre de 2009 quedaron registrados ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dos proyectos integrales, uno para el arrendamiento financiero del quinto buque de la primera etapa y otro para la adquisición mediante este mismo esquema de 5 buques adicionales.

Respecto al quinto buque, en el marco de la investigación de mercado, la empresa PMI Norteamérica S.A. de C.V., presentó una propuesta con el B/T OCEAN CYGNET bajo un esquema de arrendamiento financiero con opción a compra por un plazo de 10 años, a una tasa de interés anual fija de 5.42%.

En mayo del 2011 se formalizó el contrato entre PMI y Pemex Refinación y se recibió el buque en el puerto de Coatzacoalcos, Veracruz. Éste fue abanderado con

el nombre de “Centenario”, partiendo en su primer viaje con bandera mexicana el 16 de mayo.

Respecto a los 5 buques tanque adicionales, el 25 de mayo del 2011 se inició el segundo sondeo de mercado; el 24 de junio se recibieron 31 indicativos de precio de buques tanque, para un total de 28 B/T (dos empresas indicaron simultáneamente tres buques tanque).

Se retiraron 6 indicativos de precio de 3 B/T que no cumplían técnicamente, quedando vigentes 21 indicativos de precio de igual número de B/T.

Se llevaron a cabo inspecciones tipo pre-compra a los B/T indicados y se solicitaron valuaciones de precio a un panel de 5 empresas especializadas, a efecto de obtener la referencia promedio de mercado para iniciar las negociaciones de términos y precio.

Durante los meses de agosto y septiembre del 2011 se llevaron a cabo inspecciones tipo pre-compra, se solicitaron valuaciones de precio de cada uno de los B/T indicados y se realizaron las negociaciones de precio y términos de contratación, así como el cálculo del Costo por Barril Transportado (CBT) y del Costo Anual Equivalente (CAE).

De acuerdo con el resultado de la evaluación, los B/T ALPINE EMMA, ALPINE HALLIE, OCEAN CHARIOT, OCEAN CREST y OCEAN CURRENT propuestos por la empresa PMI Norteamérica, S.A. de C.V., resultaron los más convenientes para Pemex Refinación.

El 13 de octubre del 2011 se abrió la sesión ordinaria No. 5 del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (CAAOS) de Pemex Refinación, en donde se solicitó la opinión del Sub Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (Sub-CAAOS) de Pemex Refinación.

El 19 de octubre del 2011 se llevó a cabo la sesión ordinaria No. 10 del Sub-CAAOS en donde se puso a consideración el caso para la adquisición de 5 B/T, obteniéndose la opinión favorable de dicho Sub-Comité.

El 20 de octubre del 2011 se dio continuidad a la sesión ordinaria No. 5 del CAAOS, presentándose la opinión favorable del Sub-CAAOS, en donde el caso de excepción a la Licitación Pública para la contratación para los 5 B/T fue dictaminado procedente por unanimidad.

El proceso de entrega-recepción de los 5 BT se encuentra en su última etapa, y se ha venido desarrollando conforme lo siguiente:

***Ignacio Allende*** (antes Alpine Hallie)

- Construido en Corea del Sur en el 2009.

- Sus dimensiones: 37 mil 795 toneladas de peso muerto, 184.32 metros de eslora y 27.4 metros de manga y una capacidad de carga de 250 mil barriles.
- Recibido por PEMEX en Aguas Internacionales el 28 de diciembre de 2011.
- Inicia operaciones el 4 de enero de 2012, con la carga de combustibles para su traslado de la Terminal Marítima Madero al Puerto de Veracruz.

***Vicente Guerrero II*** (antes Ocean Chariot)

- Construido en Corea del Sur en el 2009.
- Sus dimensiones: 46,925 toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Recibido por PEMEX en Algeciras, España, el 20 de diciembre de 2011.
- Se espera su arribo a la Terminal Marítima de Pajaritos el 14 de enero para inspección por la Autoridad Marítima Mexicana e inicio de operaciones.

***Miguel Hidalgo II*** (antes Ocean Crest);

- Construido en Corea del Sur en el 2009.
- Sus dimensiones: 46,925 toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Recibido por PEMEX en Colón, Panamá; el 28 de diciembre de 2011.
- Se espera su arribo a la Terminal Marítima de Pajaritos el 4 de enero para inspección por la Autoridad Marítima Mexicana e inicio de operaciones.

***Mariano Abasolo*** (antes Alpine Emma);

- Construido en Corea del Sur en el 2009.
- Sus dimensiones: 37 mil 795 toneladas de peso muerto, 184.32 metros de eslora y 27.4 metros de manga y una capacidad de carga de 250 mil barriles.
- Recibido por PEMEX en Barcelona, España, el 30 de diciembre de 2011.
- Se espera su arribo a la Terminal Marítima de Pajaritos el 22 de enero, para inspección por la Autoridad Marítima Mexicana e inicio de operaciones.

***José María Morelos II*** (antes Ocean Current);

- Construido en Corea del Sur en el 2009.

- Sus dimensiones: aproximadamente 46,925 mil toneladas de peso muerto, 183.21 metros de eslora y 32.2 metros de manga y una capacidad de carga de 320 mil barriles.
- Programada su recepción en Balboa, Panamá; alrededor del 24 de enero de 2012, para posterior operación en el Litoral Pacífico.

Cabe mencionar que en este procedimiento de contratación se contó con la participación del testigo social Lic. David Shields Campbells, designado por la Secretaria de la Función Pública para el proceso de adquisición de B/T.

#### ➤ **10. Almacenamiento de productos**

Se firmó el contrato del IPC y el 4 de octubre de 2011 iniciaron los trabajos y la preparación del terreno para la construcción de la nueva TAR de Tapachula con capacidad de 65 Mb. La obra estará concluida en octubre del 2013.

En revisión interna los cambios de registro, monto y alcance de los proyectos: TAR Reynosa (165 Mb) y TAR Región Centro (230 Mb) para que incluya la adquisición de los terrenos.

Se encuentran en proceso de justificación económica y registro en SHCP, el estudio para nuevos tanques de almacenamiento. La reasignación de tanques no incrementó capacidad, solamente fueron de producto a Agua contra incendio, para cumplir nueva normatividad mientras se construye el segundo tanque de agua.

#### ➤ **11. Almacenamiento de petróleo crudo**

Se continúan los trabajos de rehabilitación a fin de alcanzar la autonomía óptima que requiere el SNR: en la refinería de Minatitlán el TV-101 lleva un avance de 32%, el TV-103 un 42%, el TV-104 un avance de 85% y el TV-110 inició su rehabilitación y lleva un avance de 3.5%; en Salina Cruz el tanque TV-503 (terminó la limpieza y se encuentra en trámite de recursos presupuestales para la obra mecánica); en la refinería de Tula se inició la rehabilitación del tanque TV-69 el 29 de marzo de 2010 con avance a la fecha de 68%, así mismo se concluyó la fase mecánica del tanque TV-92 encontrándose en pruebas de flotación. Asimismo, en Salina Cruz el tanque TV-505 fue entregado a operación.

#### ➤ **12. Almacenamiento de destilados en la Riviera Maya**

Continúa en revisión el análisis económico realizado para las alternativas de ubicación de la nueva TAR Caribe, considerando esquemas desde capital propio (100%) hasta deuda en la terminal y arrendamiento en otras infraestructuras para el suministro.

En revisión el documento de justificación con la nueva evaluación económica para su presentación a la SHCP y para solicitar un cambio de registro, de Estudio de Pre-

inversión a Infraestructura, el cual permitirá estar en posibilidad de adquirir el terreno, en caso necesario, o los derechos de vía de los poliductos.

### ➤ **13. Mantenimiento de refinerías**

#### **Proyecto Pemex-Confiable en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR)**

Durante 2011 se continuó con el proceso de implantación del Modelo de Pemex-Confiable:

- Se ratificaron los responsables y coordinadores de la implantación en cada Centro de Trabajo.
- Se continúa con la ejecución y seguimiento de los programas de acción 2011/2013, para los casos de negocio, haciendo una revisión mensual de sus resultados.
- Ejecución y seguimiento de los programas de acción 2011/2013, para la implantación de las 14 Mejores Prácticas, haciendo una revisión mensual de sus resultados.
- Se continúa con el cálculo de los 22 indicadores del Tablero de Confiable Operacional, así como con el análisis de los resultados preliminares de dichos indicadores.
- Se llevó a cabo la aplicación de Guías para hacer la autoevaluación de las 14 Mejores Prácticas del Modelo de Pemex-Confiable y con ello hacer la programación de acciones 2012-2014.

Con el propósito de mejorar los resultados obtenidos de la gestión del mantenimiento, se ha realizado lo siguiente:

- En coordinación con la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento de la Dirección Corporativa de Operaciones, se implementa en las 6 Refinerías un "Plan Acelerado de Pemex-Confiable", aplicando las experiencias del proceso similar que se llevó a cabo en la refinería de Salina Cruz en 2010, impulsando las siguientes acciones: Mejores diagnósticos físicos-operacionales; Aplicación del proceso de eliminación de defectos; Implementación de Ventanas operativas; Mejorar la planeación y programación; Implementar planes de mantenimiento integrales, fortaleciendo el mantenimiento predictivo.
- Se realizaron visitas de personal de la Subdirección de Producción a los centros de trabajo, con la finalidad de obtener los diagnósticos físicos-operacionales de las instalaciones, los cuales contribuirán a mejorar la planeación y ejecución de las rehabilitaciones y mantenimientos preventivos.

Avances del proceso de implantación del Modelo de Pemex-Confiability en el SNR, en la ejecución de los programas para las 14 Mejores Prácticas, Casos de Negocio, Rendición de Cuentas y Autoevaluaciones, correspondientes al periodo enero-diciembre 2011:

	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula	SNR
Prog, %	100	100	100	100	100	100	100
Real %	49	57	46	74	76	43	59

### Rehabilitación de Plantas en las 6 Refinerías del SNR

Para el año 2011 se programaron 39 plantas de proceso, cuyos resultados se muestra en el siguiente cuadro:

REFINERÍA	FECHA	TOTAL	REALIZADAS	DIFERIDAS	PLANTAS
CADEREYTA	11-MAY AL 09-JUN	4	4	0	Rehabilitadas: Primaria No.1 y FCC-1, U-400-2 y U-500-2
MADERO	21 AGO AL 20-SEP	6	5	1	Rehabilitadas: U-300, AZ-4, FCC-II, U-502 y AZ-1 Diferidas: U-500
MINATITLÁN	22 OCT AL 21-NOV	6	6	0	Rehabilitadas : AZ-1, FCC-1, HDK, Primaria #5, TAV-2 y U-600-
SALAMANCA	14 SEP AL 13-OCT	7	7	0	Rehabilitadas: LD, Alquilación-1, FCC-1, Primaria #5 (AA), PC-3 (AI), MTBE y MEROX.
SALINA CRUZ	20 JUN AL 29-JUL	5	5	0	Rehabilitadas: Alquilación, AZ-3 T-1 AZ-3 T-2, AZ-1, Reductora de Viscosidad
TULA	21 AGO AL 10-SEP	11	7	4	Rehabilitadas: AZ-3 TA, AZ-3 TB, Estabilizadora #1, AZ-5 T3, Reductora de Viscosidad, U-800-1 e Isomera de Butanos (I-4) Diferidas: U-700-2, U-800-2, MTBE y TAME
<b>TOTAL</b>		39	34	5	Cumplimiento = 87 %

### ➤ 14. Mantenimiento de ductos y terminales marítimas

A diciembre de 2011, se inspeccionaron interiormente 1,075 km de ductos de los 3,612 km programados y se atendieron 574 indicaciones reparadas por administración directa de 825 programadas, principalmente en los sectores de ductos: Poza Rica, Veracruz, Madero, Monterrey, Torreón y Topolobampo.

Adicionalmente, se destacan las actividades de rehabilitación de los Oleoductos de 24" y 30" D.N., Nuevo Teapa - Venta de Carpio, en donde se han caracterizado y rehabilitado 147 indicaciones con envolventes pre-esforzadas, lo que da un total de 254 rehabilitaciones. En el Oleoducto 30" Nuevo Teapa - Salina Cruz, se caracterizaron y rehabilitaron las 140 indicaciones detectadas.

Con respecto al modelo de integridad basado en riesgo y confiabilidad operativa del Sistema de Ductos Marinos y Playeros, donde se tiene como objetivo la implementación de un plan de administración de integridad por cada sistema de ductos y terminales; se continúa con la recopilación de información para el manejo de la base de datos, la segmentación dinámica de ductos y zonas de alta consecuencia, asimismo las evaluaciones indirectas y directas en ductos que no son sujetos a inspección y se está concluyendo también la plataforma para la configuración de los algoritmos de riesgo (EPRA) para ductos marinos, playeros y rack's. Se continúa con los planes de capacitación, concluyendo el mes de diciembre con el grupo de protección catódica nivel II.

Se concluyó la construcción de 14 Centros de Administración de Integridad en terminales y residencias marítimas de dicho sistema; adicionalmente se realizó la modificación a la trayectoria de 4 ductos playeros de Acapulco, Gro.; que atraviesan la casa presidencial, actualmente se encuentran integradas y empacadas las nuevas líneas.

Del proyecto para la "Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa del Sistema Golfo; Corredor Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta", con un plazo de ejecución de 910 días naturales, se concluyeron las inspecciones de los tramos 24" Nuevo Teapa – Mazumiapan, 24" Madero – González y 24" Carrizos – Linares de los cuales resultaron con indicaciones de integridad inmediata 2 para el primero, 73 para el segundo y 13 para el tercero; las 73 indicaciones del tramo 24" Madero – González quedaron atendidas al 100% el día 10 de diciembre, el resto de las indicaciones para los otros 2 tramos se atenderán en enero del 2012.

En cuanto a la rehabilitación del Oleoducto de 30" D.N. Nuevo Teapa -Madero-Cadereyta (Línea 1), actualmente se continúa con la rehabilitación de las indicaciones en el segmento Nuevo Teapa - Emilio Carranza, con un avance total del 3.7%.

Se inició la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero – Cadereyta y ductos playeros del Sector Minatitlán, con el objetivo de inhibir el proceso de corrosión exterior de los ductos; los trabajos están proyectados para terminarse en mayo de 2013. Se tiene un avance general del 26%.

También se está realizando la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero - Cadereyta, Sector Madero, cuya conclusión se estima en septiembre de 2013 con un avance general del 73.8%.

La rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos de los DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros del Sector Salina Cruz, se encuentra concluida y se gestionan los procesos administrativos en cuanto a pagos para el cierre del contrato.

Del proyecto para la “Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30”Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio”, tramo Mendoza-Venta de Carpio, se iniciaron los trabajos el 27 de junio de 2011, se han concluido las inspecciones con Ultra Sonido de Haz Recto en todos los tramos y actualmente se encuentra en espera de los reportes finales.

Por otra parte, con fecha 28 de octubre de 2011 se iniciaron los trabajos destinados a la Rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Madero-Cadereyta del Sector Victoria e indicaciones del Oleoducto de 30” - 24” - 20” - 24” D.N., Nuevo Teapa – Madero - Cadereyta (línea 1)” tramo a rehabilitar: Tres Hermanos- Cadereyta (Sectores Madero y Victoria), con un plazo de ejecución de 1,217 días naturales, con un avance general del 1%.

Para la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa -Poza Rica –Madero - Cadereyta y ductos playeros de los Sectores Veracruz y Poza Rica y rehabilitación de indicaciones de ductos del Sistema Nuevo Teapa – Madero -Cadereyta (Línea 1), tramo E. Carranza - Tres Hermanos, Sector Poza Rica, se declaró desierto el concurso, por lo que se iniciará un nuevo proceso licitatorio en el año 2012.

Al cierre de diciembre de 2011, el programa de mantenimiento preventivo al sistema de transporte por ducto se cumplió al 97% con la ejecución de 80,853 órdenes de servicio.

En cuanto a instalaciones portuarias, en la Terminal Marítima Pajaritos se concluyeron 3 tanques de la gestión 2009, de los cuales 1 fue entregado a operaciones y 2 se encuentran en etapa de recepción; y se ejecutan 9 tanques de la gestión 2010, con un avance estimado de 75%, que representan una capacidad de almacenamiento de 1,425 Mb. Asimismo se ejecuta la rehabilitación de tuberías del rack intercomplejos con inicio en 2011 y terminación en 2012, con un avance del 96%.

En 2011 se inició el proceso de Licitación Pública de las Obras referentes a la Rehabilitación General de Tuberías de Circuitos de Combustóleo y Diesel, así como Envolventes No Metálicas en circuitos de proceso de la Terminal Marítima Pajaritos, para iniciar trabajos en el 2012.

En la Terminal Marítima Tuxpan, se concluyeron y entraron a operación 2 tanques y se ejecuta 1 tanque de la gestión 2010 con terminación en el 2011, con un avance estimado del 97%, que representan una capacidad de almacenamiento de 165 Mb. Además de tenerse en trámite de formalización de contrato la Restauración General del TV-104 con una capacidad de 200 Mb.

En la Terminal Marítima Salina Cruz, se ejecutan 3 tanques con inicio en el 2011 y terminación en el 2012 con un avance del 58%, que representan una capacidad de almacenamiento de 197 Mb.

De la construcción del Muelle de La Paz, en Baja California Sur; se formalizó contrato entre Pemex Refinación e Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., para llevar a cabo el servicio de licitación de la contratación y supervisión de la obra. Se licitó la obra y se asignó el contrato, en el mes de mayo de 2011, actualmente se encuentra en ejecución y se realizan trabajos de construcción de pilotes de concreto armado y obra metalmecánica, con un avance estimado del 7.2%

En la Residencia de Operación Portuaria de Manzanillo, se rehabilitaron los dos muelles (100%).

#### ➤ **15. Mantenimiento de terminales terrestres**

Para el 2011 la Subdirección de Almacenamiento y Reparto programó efectuar mantenimiento a un total de 85 tanques. Al cierre del año se logró concluir el mantenimiento de 33 tanques de almacenamiento; de igual forma, 7 equipos presentaron avances significativos, entre 85% al 98% y 16 registraron avances entre 20% hasta 70%. Con ello, se alcanzó un avance del programa de 68.3%

Los 29 tanques pendientes de atender del programa, se reprogramaron para su atención en el 2012, toda vez que no se logró la autorización de los recursos presupuestales para la asignación de los contratos de mantenimiento correspondientes.

#### ➤ **16. Calidad de combustibles**

Para suministrar la totalidad de los combustibles con calidad de Ultra Bajo Azufre (UBA), requeridos por la NOM-086, Pemex Refinación a través de la Ex - Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos (DCIDP) desarrolla el Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC), el cual se ha dividido en dos fases.

##### **Fase Gasolina**

Se terminó con el proceso de licitación del IPC (Ingeniería de detalle, Procura y Construcción) de esta fase, para los tres paquetes y se iniciaron los trabajos, actualmente el avance global de esta fase es del 43.02%.

Para la licitación del primer paquete correspondiente a las refinerías de **Tula y Salamanca**, la DCIDP dio el fallo correspondiente el 8 de febrero/10 a favor de la Cía. SAIPEM, contratándose esta compañía el 9 de marzo /10, con un tiempo de ejecución de 1,150 días, estimándose terminar el 29 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 5 de abril del 2010; Al mes de diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 42.0%. Para este paquete se han implementado diversas

acciones para abatir el retraso que se tiene, como: la reprogramación de los documentos de ingeniería pendiente de emitir, dando prioridad a las actividades de ingeniería de acuerdo a las necesidades del proyecto y de la construcción en particular; revisión y autorización a finales del mes de diciembre por parte del Área jurídica, de los convenios modificatorios para adecuaciones a los anexos 12 y 15 del contrato por la reprogramación de la llegada a sitio de los catalizadores, para ambas Refinerías, dicha reprogramación no afecta el monto ni la terminación del contrato. Se trabaja de manera conjunta entre Pemex y la contratista para detectar áreas de oportunidad; se continúa con la revisión de estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua y con el incremento de personal en la fase de ingeniería, la formación de grupos de especialistas del Contratista y PEMEX, asignación de inspectores por parte de la contratista en los talleres de fabricación, así como y se incrementó personal para colocación de órdenes de compra del equipo principal y entrega de materiales.

El fallo del segundo paquete, correspondiente a las refinerías de **Madero y Cadereyta**, lo dio la DCIDP el 20 de agosto de 2009 y fue favorable a la compañía ICA Flúor Daniel, firmándose el contrato correspondiente el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días para terminar el 2 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 21 de septiembre del 2009; Al mes de diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 61.42%. Para la refinería de Cadereyta se aprobó el convenio de ampliación en monto por 47 millones de pesos derivado de trabajos adicionales no considerados en el alcance del contrato original. Para ambas refinerías se aprobaron en el mes de noviembre y diciembre los dictámenes por parte del área jurídica para la formalización de los convenios modificatorios por la reprogramación en la fase de Procura, derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, programados a llegar a finales de este año, se reprogramen tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación. Ésta reprogramación no afecta la terminación ni el monto del contrato.

Para el tercer paquete, correspondiente a las refinerías de **Minatitlán y Salina Cruz**, el fallo se dio el 25 de febrero de 2010 a favor de la Cía. ICA Fluor Daniel, firmándose los contratos el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días, estimándose terminar el 22 de octubre de 2013. Las obras se iniciaron el 12 de abril del 2010; Al mes de diciembre de 2011, se tiene un avance físico realizado de 30.1%. En Minatitlán ICA Flúor incrementó personal para la construcción de cimentaciones profundas, principalmente, para equipos no críticos; la Contratista presentó su propuesta de reprogramación para la fase de Precios Unitarios por cambio en la trayectoria del rack de desfogue de hidrocarburos, entrega del tanque TV-702 y entrega de las instalaciones del CADI y para la parte de Precio Alzado por la reprogramación de la fase de procura derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, se reprogramen tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación, al respecto, Pemex lleva a cabo la revisión y trabaja en la preparación del dictamen técnico. El pasado 06 de diciembre la Subdirección de Administración Patrimonial liberó el área del CADI existente, donde

se construirá la URA, ICA Flúor iniciará los trabajos de desmantelamiento; adicionalmente, se iniciará la emisión de DTI's una vez que cuente con la información técnica de proveedores. En Salina Cruz se incrementó el equipo de perforación de pilas para recuperar el avance. Se prepara dictamen técnico para reprogramar la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, por los motivos citados previamente.

**Instalaciones Complementarias.**- Las obras complementarias son trabajos que integran el alcance total del Proyecto Calidad de Combustibles en su Fase Gasolinas. En 2010 se trabajó en las Bases de Usuario, las cuales están terminadas y revisadas por los especialistas del área operativa y de la Subdirección de Proyectos.

Se trabaja en la elaboración de los términos de referencia de las obras complementarias para definir sus alcances y continuar con el proceso de contratación de conformidad a la Ley de Petróleos Mexicanos. Los alcances que se contemplan son:

- Ampliación de Laboratorios en las refinerías del SNR: En el mes de diciembre el IPN inició el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida para las seis refinerías.
- Acondicionamiento de Tanques en las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz: Se llevó a cabo la contratación para el desarrollo de la Ingeniería FEED con COMIMSA en el mes de noviembre.
- Adquisición e instalación de turbogeneradores de las refinerías de Madero y Cadereyta: Se encuentra en formalización el contrato con la UNAM para el desarrollo de los estudios de Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular (MIA-P) y de Riesgo Ambiental (ERA). Se tiene programado que inicien los trabajos en el primer trimestre de 2012.
- Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula: Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica extendida por parte del IMP. Se efectúa la revisión al paquete técnico de licitación. No cuenta con suficiencia presupuestal. Se tiene programado que inicien los trabajos en 2012.
- Sistema de Recuperación de Condensado en Salamanca: Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica conceptual por parte del IPN. No cuenta con suficiencia presupuestal. Se tiene programado que inicien los trabajos del IPC en 2012.
- Determinación de Espesores para Circuitos del Sistema de Mezclado en Línea: Se cuenta con la propuesta del IMP para desarrollar estos trabajos. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.

- Manejo de Corrientes Parásitas, para Salamanca y Tula: Se cuenta con la propuesta de COMIMSA para el desarrollo de la ingeniería conceptual. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.
- Reconversión de la Torre CDHydro (columna de destilación e hidrosulfuración) a Depentanizadora en Madero: se integró la documentación y se envió al COPCC (Coordinación Operativa del Proyecto Calidad de Combustibles) para sus comentarios. No se cuenta con suficiencia presupuestal para el proyecto. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.
- Diagnóstico de las plantas FCC-2 en Cadereyta y Minatitlán: Se tienen definidos los alcances. En espera la liberación del presupuesto para llevar a cabo su contratación. Se tiene programado iniciar los trabajos en 2012.

### **Fase Diesel**

El avance global de las Ingenierías Básicas de la refinería de Cadereyta y del resto del SNR, es del 77.8% de la fase DUBA del proyecto de Calidad de Combustibles. No se ha iniciado la construcción de las plantas.

#### ***Refinería Cadereyta***

El avance de las Ingenierías básicas de la refinería de Cadereyta es de 97.0%.

Durante los años de 2008 y 2009 el IMP desarrolló, las Ingenierías Básicas Extendidas dentro de límites de batería, para el proceso de la planta nueva y las plantas a remodelar de Hidrosulfuración de Diesel y para la planta Tratadora de Aguas Amargas, así como la Ingeniería Conceptual para las instalaciones de servicios e Integración fuera de límites de batería.

La Ingeniería Básica para la planta Recuperadora de Azufre, se contrató el 2 de julio de 2010 con la empresa WorleyParsons y a la fecha está terminada.

Respecto a la Planta de Hidrógeno, se firmó el contrato con el Licenciador Haldor Topsøe el 7 de octubre 2011, la junta de arranque fue celebrada, las Bases de Diseño se firmaron y se iniciaron los trabajos el 21 de octubre del 2011. El paquete de Ingeniería Básica está en desarrollo y se cuenta con un avance preliminar general del 17.7%.

Con relación a la elaboración de las Bases de Licitación para los IPC's, se revisaron 34 anexos al contrato del ITB-1, se tiene un avance del 85% y se prevé terminar en enero 2012. Con respecto a la documentación para obtener la acreditación del FEL III los entregables se encuentran en etapa de validación y se espera tenerlos validados en la primera quincena de enero 2012.

Se entregó al contratista Jacobs la información técnica, para que prepare el Dictamen de “Factibilidad Técnica, Económica y Ambiental”, la contratista inició actividades el 29 de diciembre de 2011.

### ***Resto de Refinerías del SNR***

El avance de las Ingenierías básicas del resto del SNR es del 75.2%.

- Se recibió de Axens North America el paquete de Ingeniería Básica Extendida de las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz en noviembre de 2011.
- Se recibió de Haldor TopsØe el paquete de Ingeniería Básica Extendida de las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nueva y a remodelar de las refinerías de Salamanca y Tula en noviembre de 2011.
- El IMP terminó de desarrollar los paquetes de Ingeniería Básica, para las plantas nuevas de Aguas Amargas de las refinerías de Madero y Salina Cruz, correspondientes al contrato formalizado en de abril de 2011.
- Respecto a las Ingenierías Básicas de las plantas Tratadoras de Aguas Amargas nueva y a remodelar de las refinerías de Tula y Salamanca, la Compañía Supervisora de los Servicios se encuentra desarrollando los Términos de Referencia. Se espera contratar en febrero de 2012.
- Respecto a las Plantas de Recuperación de Azufre y de Generación de Hidrógeno, se concluyó el contrato de homologación de tecnologías con los Licenciadores seleccionados para estos procesos CB & I y Haldor TopsØe respectivamente, en el proyecto de reconfiguración de la refinería de Salamanca. Se espera contratar el desarrollo de las ingenierías en el primer trimestre de 2012.
- Para la nueva planta de Hidrógeno de la refinería de Salina Cruz, el IMP concluyó el contrato de Selección de Tecnología, siendo seleccionado TECHNIP. La propuesta económica se encuentra en la DCO, para dictaminar la razonabilidad de costos. Se espera contratar en el primer trimestre de 2012.
- Para el caso de la planta de Hidrógeno U-9 de la refinería de Salamanca, se determinó no realizar trabajos de remodelación, debido a que se incluyó en el proyecto de residuales de está refinería, una planta generadora de hidrógeno con capacidad de 100 MMPCSD, la cual tendrá capacidad suficiente para atender las necesidades del proyecto DUBA.

➤ **17. Adecuar la plantilla sindicalizada y crear nuevas categorías y reglamentos de labores del personal sindicalizado de mantenimiento**

La Dirección Corporativa de Administración (DCA) incluyó en la Agenda Laboral con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), la reorganización de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, cuyo modelo conceptual está basado en la optimización del proceso de Mantenimiento en las Refinerías. Esta acción continuará durante el año 2012 y la descripción de avances, al cuarto trimestre del 2011, se muestra en el siguiente punto.

➤ **18. Racionalizar estructuras**

La DCA incluyó en la Agenda Laboral con el STPRM, el programa de reorganizaciones, que contempla la modificación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, la estructura sindicalizada del Sistema Nacional de Ductos y la reestructuración de las Terminales de Almacenamiento y Reparto, con lo cual se busca optimizar las estructuras y reubicar al personal adscrito a instalaciones fuera de operación. Al mes de diciembre de 2011 se tienen los siguientes avances:

**Áreas de mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación**

La Subdirección de Recursos Humanos, ha coordinado con STPRM el desarrollo de una propuesta que incluye acciones de productividad para el modelo de operación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, que permitirán optimizar su funcionamiento, particularmente se prevé aplicar conceptos del modelo en la estructura de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y continuar los trabajos para las refinerías restantes. Dicha propuesta se encuentra en revisión por parte de la Representación Sindical, en particular lo relativo a nuevas categorías y sus reglamentos de labores.

**Sistema Nacional de Ductos**

Se elaboraron estudios de cargas de trabajo en áreas administrativas de las Subgerencias de Transporte por Ducto y se procedió a generar algunos proyectos de Convenios Administrativos Sindicales que permitirán regularizar definitivamente plazas de índole administrativo en los Sectores de Ductos hacia áreas de operación y seguridad, mismos que se incluirán en la Agenda Laboral 2012.

**Reorganización del Centro de Reparaciones Navales en la Terminal Marítima Madero**

Se implementó una estructura temporal en este Centro, modificando la jornada laboral de plazas de régimen sindical para aprovechar un doble turno. Se han

observado resultados positivos en reducción de costos de servicios personales e incremento en la productividad.

Se gestionó la renovación de modificación de jornada en tanto se presenta el dictamen de procedencia y análisis de conveniencia de hacer definitivo el segundo turno en el Dique.

### **Reestructuración de 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto**

Derivado del dinamismo en la demanda de productos refinados del petróleo, de las disposiciones administrativas y cambios en la reglamentación enfocadas a regular las ventas de primera mano de estos productos y las disposiciones para llevar a cabo su distribución y comercialización, se determinó modificar la estrategia de atención de reorganización de las 77 terminales, siendo prioritarias aquellas que fortalecen la estrategia de optimización de la logística.

Durante el segundo semestre se concertó y aplicó la estructura sindical de las Terminales de Almacenamiento Zapopan, El Castillo y Puebla.

Asimismo, durante el último bimestre del 2011, se concertó el Convenio Administrativo Sindical para modificar la estructura ocupacional de la Terminal Mazatlán, previéndose su aplicación en el primer trimestre del 2012.

### **➤ 19. Desarrollo de personal**

Con relación al programa de desarrollo de competencias, en el período enero-diciembre de 2011, se concluyó con el proceso de evaluación de 896 empleados de confianza en puestos técnicos: 312 adscritos a la Subdirección de Producción; 116 de la Subdirección de Distribución; 127 de la Subdirección de Almacenamiento y Reparto; 41 de la Subdirección de Seguridad Industrial y Protección Ambiental; 274 de la Subdirección Comercial; 15 de la Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación, y 11 de Finanzas y Administración.

Asimismo, se consolidó el programa de formación de cuadros de reemplazo en las refinerías de Cadereyta, Salamanca, Tula, Minatitlán y Salina Cruz para las áreas de mantenimiento en las especialidades de Instrumentos y Plantas, quedando pendiente la Refinería de Madero.

Se continuó con el programa regular contractual de capacitación de personal sindicalizado basado en el SICAM (Sistema de Capacitación Modular).

Se desarrolló el Programa Conductual para el personal sindicalizado en Pemex-Refinación, el cual tiene como objetivo “Proporcionar el cambio de comportamiento que promuevan el óptimo desempeño basado en el fortalecimiento y desarrollo de competencias emocionales”, mismo que se culminó al 100% al cierre del año 2011 (se impartieron 153 cursos durante el año con la participación de 2,700 trabajadores).

## ➤ 20. Implantar la estrategia de gestión tecnológica para el Organismo

### **Cartera de Proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico**

Durante el año 2010 se llevaron a cabo talleres de identificación de necesidades tecnológicas en Pemex, con el objetivo de actualizar el diagnóstico de Pemex en la materia.

Los resultados de este ejercicio fueron integrados en el Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX, el cual a su vez se utiliza para alinear a la estrategia del negocio las carteras de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico (IDT) inscritos en los dos fideicomisos creados para el impulso de la investigación, desarrollo y asimilación de tecnología, en los que actualmente tiene participación PEMEX Refinación:

- Fideicomiso del Comité de Innovación, Investigación y Soluciones (CIIS)-IMP.
- Fideicomiso del Fondo CONACYT- Secretaría de Energía - Hidrocarburos.

El estado actual de la cartera de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico de PEMEX Refinación es el siguiente:

En el Fideicomiso del Comité de Innovación, Investigación y Soluciones (CIIS)-IMP se tienen 11 proyectos en ejecución en las diversas etapas del proceso de IDT (investigación básica, desarrollo o asimilación) y se han concluido con resultados satisfactorios desde la perspectiva de la investigación 12 proyectos. La etapa de transferencia industrial ha representado un obstáculo para que los resultados se transmitan como innovaciones a la industria de la refinación.

A este respecto, se ha identificado que el CIIS ha sido exitoso en la promoción y conducción de la investigación, pero la ausencia de una regulación clara en la etapa de transferencia de los resultados, que defina e identifique la distribución de los riesgos, limita su aplicación.

En cuanto al Fideicomiso del Fondo CONACYT- Secretaría de Energía - Hidrocarburos, se tienen registrados 12 proyectos aprobados para su financiamiento.

Con relación a la formación de recursos humanos especializados, el Organismo no cuenta con candidatos inscritos en el Fondo para estudios de posgrado. Parte de la problemática se derivó, inicialmente, de las fechas manejadas por el Fondo, que no estuvieron alineadas con las convocatorias de Universidades extranjeras, particularmente estadounidenses y europeas.

## ➤ 21. Implantación del Sistema Pemex SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental)

Durante 2011, se mantuvo el esfuerzo en el proceso de implantación del sistema Pemex SSPA en los Centros de Trabajo con instalaciones industriales.

En relación al seguimiento a la atención de las no conformidades y recomendaciones generadas en las auditorías realizadas en 2009, se logró un avance del 60% al cierre de 2011 y continúa tanto la atención de las mismas como el proceso de su registro en el sistema Audit Management.

A diciembre de 2011 se consiguió un valor global de 94.7% en el Índice de Actos Seguros, como resultado de la práctica de 417,855 Auditorías Efectivas realizadas, en las que se observaron a 3,206,305 personas trabajando en el momento de realizarlas, identificándose 330,699 actos inseguros, destacando 5,442 de factor de severidad mayor.

En relación a la técnica de Disciplina Operativa, se inició la implantación del sistema de registro institucional, SISDO, que se mantiene en la etapa de alimentación por parte de los Centros de Trabajo, sin embargo, se ha redimensionado la necesidad de 19,624 procedimientos y se tiene un índice de disponibilidad de 99%, el de calidad se encuentra en 98%, índice de comunicación en 77% y el de cumplimiento en 69%.

Las emisiones de SO<sub>x</sub> del Organismo pasaron de 5.9 ton/Mton de proceso de crudo en 2005 a 4.0 en 2011, debido principalmente a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En 2011 destaca el cumplimiento normativo de cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, excepto en la refinería de Tula, en la cual la recuperación de azufre no se ha llevado a cabo de forma constante desde el mes de julio, realizándose las notificaciones correspondientes a la PROFEPA.

Actividades relevantes sobre recuperación de azufre:

Refinería Madero: Se realizó la rehabilitación de dos trenes (300 y 400) de las Plantas de azufre; en caso de la planta TGTU, se programa la puesta en operación para el año 2012, debido a los trabajos que se están realizando para la conexión de la línea de gas natural, periféricos y suministro de catalizadores.

Refinería Minatitlán: se realizó la rehabilitación de la planta de azufre N° 1 (se realizaron los cambios de la caldereta, pilotos de encendido electrónico del horno e incinerador). Al mes de diciembre opera un tren de la nueva planta de azufre, U-23000 y se espera la puesta en operación de la planta coquizadora para alinear el segundo tren. Del día 17 de octubre al 4 de diciembre del 2011, salieron a reparación las plantas: HDK, FCC-1, primaria 5, U-600 y planta de azufre 1, por lo cual el porcentaje de recuperación de azufre, durante el 4° trimestre del año,

disminuyó de forma sustancial. El Centro de Trabajo notificó a la Autoridad Ambiental de manera oportuna.

Refinería Salina Cruz: Se concluyó la rehabilitación de la planta de azufre 1 y azufre 3. Se instaló filtro de carbón activado en la sección de tratamiento de amina de la planta catalítica N°1. Se continúa con la rehabilitación de los compresores de gas amargo de las plantas primarias.

Refinería de Salamanca: Se continúa con los trabajos para la instalación de una unidad recuperadora de gases de desfogue con un avance del 95%, el compresor 13K-1, de la planta U-13. Con respecto a la planta nueva de azufre se reportó un avance de 60%, actualmente en etapa de instalación de equipos en sitio.

Refinería Tula: Se realizó la rehabilitación del Tren B de la planta de Azufre 3 por tubos rotos en la caldereta BA-4701-B y reinició operaciones el 21 de diciembre de 2011. Azufre 5 se encuentra en operación normal.

Refinería de Cadereyta: Opera con dos plantas de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU) y se mantiene la recuperación de azufre de acuerdo a lo establecido en la norma.

## ➤ **22. Automatización y control de procesos**

A la fecha se continúa con el cierre administrativo del contrato suscrito con el proveedor TELVENT Energía, S.A. para la Automatización de 129 sitios asociados a 7 Poliductos de la Red de Distribución de PEMEX Refinación. El avance físico del contrato es del 100%.

Se encuentra en ejecución el contrato de Adquisición de Hardware, Software y Servicios de Desarrollo para Centros de Control, formalizado con el proveedor Telvent Canadá Ltd., a través de la filial Integrated Trade Systems, Inc. (ITS), para la Implantación del sistema SCADA que dará servicio a Pemex Refinación.

Al cierre de diciembre, el avance físico de este contrato es de 67.4%, se realizó la primer fase de pruebas del sistema (FAT) en la que se probaron los diferentes subsistemas del SCADA, quedando pendiente las pruebas de la aplicación para la administración de la medición SITRAC-LMAS, la cual se encuentra en desarrollo. El equipamiento del Centro de Control Principal que fue probado se encuentra en su traslado al Centro de Control Principal de Pemex para su instalación, comisionamiento y pruebas.

Se continua con los trabajos de la integración de instalaciones al SCADA, teniendo al cierre del mes de diciembre, el 76.6 % de avance, integrando 118 de las 154 instalaciones.

En lo referente al equipamiento de Centros de Control recibió el 100% del equipamiento para el Centro de Control Principal, quedando pendiente la instalación

de consolas de operación y el sistema de proyección, así mismo se encuentra suspendida la entrega de consolas y soportes para el Centro de Control Alternativo debido a cambios en su diseño arquitectónico.

Se encuentra en ejecución el contrato con la filial de Petróleos Mexicanos, Instalaciones, Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (iii Servicios), para la Contratación, Supervisión, Seguimiento y Control de la Obra para la Adecuación del piso 3 de la Torre Ejecutiva como Centro de Control Principal y la Construcción del Centro de Control Alternativo en Azcapotzalco, con una duración de 690 días.

Al cierre de diciembre del 2011, el avance físico de este contrato es de 15.1%.

En el mes de septiembre, se levantó la suspensión para reanudar los trabajos correspondientes al Centro de Control Alterno (CCA) de Azcapotzalco. Se encuentra formalizado el Convenio modificatorio que amplió la vigencia al 23 de diciembre de 2012, derivado de los requerimientos de la Dirección Corporativa de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio.

El Centro de Control Principal tiene un avance real del 63.8% contra un programado del 100%. La ejecución de la adecuación del Piso 3 de la Torre Ejecutiva se tiene programado concluirla en abril de 2012.

#### SCADA 47.

Se realizó la firma del contrato el día 14 de octubre de 2011, dando inicio a las actividades.

<b>Resumen de sitios por tipo de instalación</b>		
<b>Instalación</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Sitios</b>
VS	278	163
TRED DDV	34	
VT	4	
TED	6	
TRD	5	
TRED ERB	52	
ERM	64	30
	443	193

Con relación a los levantamientos de campo, actualmente se reporta un avance del 99.16%.

Los avances físicos de los proyectos SCADA 7 Poliductos y SCADA 47 Ductos al Cuarto trimestre de 2011, son del 76.16% y 7.9 %, respectivamente.

Se realizó una ponderación por monto de inversión, por lo que el avance del proyecto SCADA al mes de diciembre de 2011 fue de 44.6%.

En cuanto al proyecto SIMCOT (Sistema Integral de Medición, Control y Operación de Terminales), para el paquete de actualización de 25 sistemas SIMCOT y en específico para las primeras 7 Terminales de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, se tienen los siguientes avances:

- Se recibieron la totalidad de los bienes amparados en las IT Orders para suministro de Hardware (PLC's, Servidores, estaciones de trabajo, gabinetes, switches, etc.) de 7 Terminales, formalizados con fecha 19 de noviembre de 2010. Estos contratos fueron adjudicados a Telvent Canadá mediante el contrato preparatorio de Tecnología de información que se tiene con ITS.
- Derivado de que se declaró desierta la Licitación Pública Internacional No. P0-LI-917-010 para la contratación de bienes y servicios para la "Actualización y estandarización de la instrumentación y equipos de control de campo de siete SIMCOT's y siete Sistemas Integrales de Control Contra incendio (SICCI)" en TAR's de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, en la que se adquirirían equipos necesarios para que la compañía Telvent Canadá LTD desarrollara parte de los servicios contratados en los pedidos 522-CS-0-00084, 073, 077, 080, 074, 083, 087; se procedió a realizar las gestiones necesarias ante la GRM e ITS suspendiendo temporalmente la ejecución de estos pedidos del 19 de enero 2011 al 29 de agosto 2011.
- Se inició por segunda ocasión Licitación Pública Internacional P1LI025002, concretándose la contratación el 24 de agosto 2011 con un plazo de 270 días; iniciando el 25 de agosto 2011. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.
- Para las partidas 1, 2, 3, 4,10, 11, 12 y 13 la compañía Telvent Canadá LTD ha entregado lo correspondiente a las 7 TAR's.
- Para el proyecto SICCI de la TAR Mérida, la Gerencia de Análisis de Inversión y Gasto Operativo (GAIGO) a solicitud de la SHCP, solicitó conforme al numeral 22 de los lineamientos específicos para la aplicación y seguimiento de las medidas de austeridad y disciplina del gasto de la Administración Pública Federal de 2006, adjuntar el pronunciamiento de la Unidad de Gobierno Digital (UGD) de la SFP y de la UPCP-SHCP.
- El 8 de septiembre de 2011, la UGD de la SFP se pronunció en el sentido de que las justificaciones para las adquisiciones de TIC que se presenten ante la UGD deben efectuarse necesariamente respecto a cada adquisición de TIC; así mismo dicha dependencia estima que deben realizarse para el ejercicio fiscal en que se soliciten.
- Por lo anterior la UGD de la SFP considera necesario la presentación de una nueva solicitud; razón por la que nuevamente se preparó la Justificación de excepción al decreto de austeridad mismo que fue remitido el 29 de septiembre 2011, por la Subdirección de Planeación e Inteligencia de Negocio de la DCTIPN

a la Subdirección de Infraestructura Tecnológica a fin de que sea presentada a la Unidad de Gobierno Digital de la SFP la solicitud de excepción. Se encuentra pendiente de respuesta.

El proyecto registra un avance ponderado del 15.2%.

### ➤ **23. Fortalecer definición de procesos y administración de proyectos**

Con esta acción se pretende incorporar e institucionalizar las mejores prácticas de la industria al proceso de desarrollo y ejecución de proyectos del Organismo, que permitan en el corto plazo que los proyectos cumplan sus objetivos de negocio en las mejores condiciones de alcance, costo, tiempo y calidad (promedio de la industria) y en el largo plazo compitan con los de clase mundial.

En atención a los acuerdos del Subgrupo de Trabajo de Inversiones de Pemex Refinación (SGTI), las áreas operativas identifican proyectos piloto para iniciar la implantación de mejores prácticas y el Sistema Institucional de Proyectos (SIDP), así como a los responsables para integrar los respectivos equipos de proyecto.

En 2010 se revisó el programa de implantación de la estrategia en esta materia, a fin de que en el horizonte de 2010 - 2015 se enfoque a 5 acciones, cuyos avances en 2011 se describen a continuación:

a) Acción: Justificar la necesidad de cambio y establecer compromiso con toda la organización para implantar la estrategia para mejorar el desempeño de los proyectos empleando mejores prácticas de la industria.

Avance: En abril el Director General dio instrucciones a las subdirecciones involucradas para llevar a cabo lo necesario a fin de agilizar la presentación de proyectos al SGTI de PR. En mayo se llevaron a cabo reuniones de seguimiento a estos procesos por parte de las Subdirecciones involucradas.

En el tercer trimestre de 2011 se establecieron objetivos compartidos con los equipos de proyecto para agilizar el desarrollo y acreditación de los proyectos DUBA Cadereyta, Conversión de Residuales Salamanca y Nueva Refinería de Tula.

En el cuarto trimestre se acreditaron los proyectos de Nueva Refinería de Tula y Conversión de Residuales Salamanca para la etapa de FEL II. Inició el proceso de Benchmarking por parte de IPA para estos dos proyectos en diferentes etapas de desarrollo. Se validan los entregables del paquete de acreditación del proyecto DUBA- Cadereyta, y se realiza el dictamen del tercero experto.

b) Acción: Acordar con las áreas involucradas los modelos de definición de proyectos (FEL) y mejores prácticas, así como de los planes, proyectos, metas anuales y responsables de su implementación tanto en el SGTI como en los equipos de proyecto.

El modelo institucional (SIDP) establece la obligatoriedad de preparar un paquete de entregables para su acreditación en tres compuertas previas al inicio de la ejecución. Dicho paquete incluye un Plan de Ejecución de Proyectos, en el cual se establecen las estrategias de ejecución tanto para la fase de definición del proyecto, como para las de construcción, pruebas, recepción y puesta en marcha. Asimismo, debe contener las estrategias de control durante su ejecución del alcance, costo, programa, procura, calidad, seguridad y protección ambiental.

Avance: En marzo de 2011 se definieron las estrategias para la acreditación de los proyectos Planta de Aguas Amargas- Madero y Planta Girbotol de Salina Cruz en su etapa FEL III, así como para el seguimiento de las variables clave de desempeño de los proyectos acreditados y próximos a acreditarse.

Además, se diseñó la propuesta para el contenido del Documento de Soporte de Decisión (DSD) de los proyectos que requieren presentar acreditación.

En abril se diseñaron y acordaron estrategias específicas por proyecto, para integrar y apoyar la elaboración de entregables y agilizar la presentación de proyectos al SGTI de Pemex Refinación.

En el tercer trimestre de 2011 se definieron y ejecutaron estrategias para el desarrollo, acreditación y estandarización de los paquetes de acreditación para los proyectos de Conversión de Residuales Salamanca, Nueva Refinería de Tula, y DUBA Cadereyta.

Se diseñó un plan para que los resultados del benchmark de IPA sirvan para tomar acciones para mejorar el desempeño de proyectos y calibrar el modelo de implementación del Sistema de Proyectos.

- c) Acción: Alinear los procesos de justificación y presupuesto con los de FEL, reestructurar la organización y desarrollar competencias para cubrir las cargas de trabajo, roles y perfiles de los equipos de proyecto, áreas de planeación de inversiones e ingeniería requeridos por la estrategia.

Avance: En Febrero 2011 se estableció un proceso único que alinea el proceso de justificación con el de acreditación y se aplicó el modelo para los proyectos de TAR Tapachula y Modernización del Módulo CCR-Minatitlán, logrando una reducción considerable de los tiempos de validación/acreditación, así como una mejor alineación de todas las áreas involucradas del Corporativo y de Pemex Refinación.

Se aplicó el proceso que alinea el proceso de justificación con el de acreditación para el proyecto Conversión de Residuales Salamanca, lográndose una reducción en los tiempos de validación, y recientemente se aplica para el proyecto Nueva Refinería de Tula.

- d) Acción: Aplicar la estrategia a proyectos seleccionados en planes anuales.

Avance: Continúa el seguimiento y asesoría “coaching” para incorporar mejores prácticas que simplifiquen la integración de los paquetes de acreditación a 13 proyectos: Conversión de Residuales Salamanca, Nueva Refinería en Tula, Infraestructura de ductos para Nueva Refinería de Tula, Modulo CCR-Minatitlán y Caldera de Minatitlán, Optimización Reconfiguración Madero, Planta de Aguas Amargas para Madero, Válvulas Deslizantes de Coquizadora Cadereyta, Modernización de la FCC Cadereyta, Planta Girbotol para Salina Cruz, Modernización de la FCC Minatitlán, TAR Tapachula y Muelle La Paz.

En enero 2011 se definió la estrategia de acreditación del proyecto TAR Tapachula, y la Construcción de Muelle la Paz. En marzo se apoyó al equipo de proyectos para la incorporación de mejores prácticas durante el desarrollo de los entregables, y se dio acompañamiento durante el proceso de validación.

En mayo se presentaron al SGTI de PR los proyectos TAR Tapachula, Modulo CCR de Minatitlán, Muelle la Paz, Válvulas Deslizantes de la Coquizadora de Cadereyta y Modernización de la FCC de Cadereyta.

En Junio de 2011 se concluyeron los entregables de FCC Minatitlán y Optimización Reconfiguración de Madero.

Se prepararon para los proyectos próximos a acreditarse programas de fechas clave tanto para los procesos de justificación de inversiones, presupuestales vigentes, como de los nuevos procesos de validación y acreditación. A partir de los mismos se identifican entre dichos procesos interfaces, información complementaria y responsables de su emisión.

En el tercer trimestre de 2011 se integró el paquete de acreditación del proyecto DUBA Cadereyta, incluyendo el Plan de Ejecución de Proyecto, así como los planes de control del proyecto para la fase de ejecución.

En Agosto y Septiembre se integraron los paquetes de acreditación de los proyectos Conversión de Residuales Salamanca, y Nueva Refinería de Tula, definiéndose los planes de control, programa y recursos para la siguiente etapa (FEL III).

Al cierre del cuarto trimestre se trabaja en el procedimiento, procesos y mejores prácticas de la Administración de Riesgos, para su implantación en PR.

Se prepara el modelo de seguimiento para el proyecto SCADA 47 que se acreditó en diciembre de 2010 e inició su proceso de licitación.

- e) Desarrollar planes de recursos humanos y tecnologías de información alineados a la estrategia; seguir y hacer ajustes a la implantación y resultados de la estrategia.

Avance: Desde mayo de 2011 se trabaja en la gestión del cambio a fin de que los equipos de proyectos incorporen FEL y mejores prácticas y se tramita la contratación de una compañía consultora que apoye a dicha gestión del cambio.

Se trabaja directamente con los equipos de proyecto, durante el desarrollo de los proyectos para apoyar la implantación de mejores prácticas. Además se preparan guías complementarias para facilitar la integración y estandarización de los paquetes de acreditación y se capturan lecciones aprendidas para hacer extensiva la metodología a proyectos en ejecución.

Se analizan herramientas que faciliten la gestión del cambio para facilitar la implantación e institucionalización del Sistema de Proyectos.

# Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

## Pemex Refinación

Periodo: Enero-Dic 2011\*\*

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción (a)	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-dic (3)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (3)	Calificación (1) vs (3)	
					mín	máx						
Proceso de crudo	Mbd	1 y 6	1	99%	1,166.6	mín	1,380	1,226.8	-18.1%	-8.6%	Insuficiente	
			2	27%			máx	1,424				1,276.8
			3	41%								
			4	5%								
Rendimientos de destilados del crudo ( gasolina, diesel y turbosina)	%	1, 6 y 17	1	99%	61.6	mín			67	62.8	-7.4	
			2	27%			máx	69	66.6			
			3	41%								
			4	5%								
			20	12%								
Costo de transporte	\$/t-km	2	7	79%	0.1673					na	0.1858	na
			8	100%								
			9	90%								
			12	10%								
			14	70%								
			15	68%								
Productividad laboral en refinarias	PE/100KEDC	3	18	41%	232.1		221.5	215.0	-4.8%	-8.0%	Insuficiente	
			19	57%								
Gasolina UBA producida /gasolina total producida	%	4	16	27%	18.8	mín	15	23.0	0.8	-8.2	Insuficiente	
			20	12%			máx	18				27.0
Diesel UBA producido/diesel total producido	%	4	16	27%	29.2	mín			16	26.3	4.2	
			20	12%			máx	25	34.3			
Utilización de la capacidad de coquización	%	17	2	27%	76.1					na	78.9	na
Índice de frecuencia de accidentes	Índice	5	21	56%	0.76	mín	0	0	24.0%	24.0%	Aceptable	
						máx	1	1				
Índice de Intensidad Energética	Índice	18	5	68%	138.7		124	124	-11.9%	-11.9%	Insuficiente	
			6	11%								
Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	18	13	73%	67.6		76.7	78.5	-9.1	-10.9	Insuficiente	
Participación de los diferentes medios de transporte		20	7	79%	57.9		>=59	>=59	-1.1	-1.1	Insuficiente	
			8	100%								
			9	90%								
			10	30%								
			12	10%								
Ductos	% ductos	20			33.3		>=33	>=33	0.3	0.3	Sobresaliente	
Buquetanque	% B/T	20			6.0		<=7	<=7	1.0	1.0	Sobresaliente	
Autotanque	% A/T	20			2.8		>=1	>=1	1.8	1.8	Sobresaliente	
Carrotanque	% C/T	20										
Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	20	10	30%	2.2		na	2.2	na	0.0%	Aceptable	
Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	20	10	30%	6.3		na	4.7	na	33.2%	Sobresaliente	
Días de autonomía de diesel en terminales	Días	20	10	30%	2.4		na	3.0	na	-21.0%	Insuficiente	
Días de autonomía de crudo en refinarias (a)	Días	20	11	53%	6.2		7.0	7.0	-11.4%	-11.4%	Insuficiente	
Avance en modernización de Sistemas de medición	%	21	22	30%	n.a		60.0	na	na	na		
SIMCOT					15.2		-	20.0	na	-4.8	Insuficiente	
SCADA					44.6		-	55.1	na	-10.5	Insuficiente	
Emisiones de SOx	t/Mt	5	21	56%	4.0		3.1	4.1	-29.0%	2.4%	Sobresaliente	

### NOTAS:

(\*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

\*\* Cifras preliminares.

(a) Cifra real ene-sep 2010.

La desviación respecto a la meta que se muestra en los indicadores cuyas unidades son porcentajes, es absoluta.

Con base en las metas establecidas por la SENER, si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se considera "Insuficiente". En caso que el indicador se encuentre entre la meta máxima y mínima se considera "Aceptable". Finalmente, si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se considera Sobresaliente.

## **Causas de las desviaciones y acciones correctivas**

### **❖ Proceso de crudo / rendimientos de destilados**

#### **Causas de desviación:**

##### ***Refinería de Cadereyta***

- Ajuste a los programas de proceso y producciones de enero a abril por altos inventarios de gasóleos de Coquer, derivado del incidente de la Hidrodesulfuradora de Gasóleos en 2010.
- Correctivo en torre atmosférica de la planta Combinada No.2 en mayo y retraso en la reparación de la Combinada No.1 en junio.
- Ajuste de proceso en julio por altos inventarios de gasolina de bajo octano por catalizador agotado en U-400-2, en agosto por cambio de catalizador en U-400-2 y en agosto-septiembre por altos inventarios de gasóleos por correctivos en FCC-1 y 2, en octubre altos inventarios de gasóleos de coquer por correctivo en compresor GB-3800.

##### ***Refinería de Madero***

- Ajuste de proceso por altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada en enero y febrero por correctivos en reformadora U-901 y en agosto derivado de días de mas en rehabilitación de U-300, en marzo por problemas operativos en la planta Coquer en noviembre y diciembre altos inventarios de gasóleos de coquer por retraso de puesta en operación de Hidro de gasóleos.
- Falla eléctrica general en agosto y septiembre.
- Correctivo en planta Maya en los meses de agosto, septiembre y octubre.

##### ***Refinería de Minatitlán***

- Ajuste de proceso en mayo, junio y julio por altos inventarios de gasolina amarga y desulfurada.
- Fallas eléctricas en enero, marzo, abril.
- Correctivo en agosto en preparadora de carga No. 3, en septiembre Planta Maya en proceso de estabilización y en octubre, noviembre y diciembre correctivo en líneas de proceso de esta planta.

### ***Refinería de Salamanca***

- Ajuste al programa de proceso y producciones en febrero, mayo, y de julio a diciembre por baja demanda de combustóleo.

### ***Refinería de Salina Cruz***

- Contingencias ambientales: En junio origina retraso en la carga de barcos forzando reducción de proceso, en julio sale la primaria No.1 por inundación ocasionada por lluvias.
- Falla de servicios auxiliares en agosto sale Primaria No.1.
- En septiembre primarias 1 y 2 salen de operación por falla eléctrica.
- Ajuste de proceso en agosto por altos inventarios de gasóleos de vacío por correctivo en FCC-1, en diciembre se ajusta proceso a la baja para consumir inventarios de productos intermedios generados por paros no programados de plantas de hidrodesulfuración de naftas y destilados intermedios.

### ***Refinería de Tula***

- Ajuste a los programas de proceso y producciones en enero y febrero por baja comercialización de combustóleo y asfalto.
- Fuerza mayor, en el mes de junio por incidente en la planta reductora de viscosidad y combinada No. 1.
- Correctivo en Combinada 2 en abril y Catalítica # 2 en julio, en octubre y diciembre correctivo en calentadores de combinada 2.

### **Acciones correctivas o de mejora (2. MDO y 13. Mantenimiento de refinerías):**

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiable y Mejora al Desempeño Operativo en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

### **❖ Gasolina UBA producida / gasolina total producida**

#### **Causas de desviación:**

#### ***Refinería de Cadereyta***

Afectación en plantas catalíticas por ajuste de proceso de crudo en mayo y en junio por retraso en mantenimiento de planta FCC 1. Mantenimiento a FCC 1 por alta pérdida de catalizador en septiembre.

### ***Refinería de Salamanca***

Correctivo en planta reformadora 2 en el mes de mayo; Correctivo en la planta de Alquilación en el mes de junio, en octubre la reformadora 2 disponible por falta de carga derivado del bajo proceso de crudo.

### ***Refinería de Tula***

Inestabilidad en la operación de las plantas HOil e Hidrodesulfuradora de Gasóleos, además de que el 2º tren de la planta HOil entró en operación hasta el 10 de diciembre, en julio y agosto días adicionales en correctivo de FCC-2, en noviembre correctivo en hidrodesulfuradora de gasóleos, en diciembre correctivo en FCC-1 y falta de isobutano en alquilación.

### **Acciones correctivas o de mejora (2. MDO y 13. Mantenimiento de refinerías):**

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiability y Mejora al Desempeño Operativo en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

## **❖ Utilización de la capacidad de coquización**

### **Causas de desviación:**

La planta coquizadora de Cadereyta bajó su proceso a 60% desde septiembre del año 2010, debido al incidente sucedido en la planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos. Dicha planta re-inició operaciones a finales de marzo de 2011.

La planta coquizadora de Madero bajó su proceso en los primeros tres meses del año, debido a que estuvo fuera de operación la planta combinada BA y por problemas de confiabilidad de su equipo de manejo de coque y mecanismo de apertura y cierre de las tapas del fondo y domo de los tambores de coquización, los cuales han provocado paros no programados.

Adicional a lo anterior, en el mes de septiembre quedaron fuera las plantas Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 y la planta de Desintegración Catalítica FCC-2 para la rehabilitación general programada, lo que aunado a la salida de la planta Maya para la reparación de la línea de transfer, ocasionó una sensible disminución en la capacidad de la Coquizadora.

### **Acciones correctivas o de mejora (13. Mantenimiento de refinerías):**

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiability en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Asimismo, cabe señalar que en la planta Coquizadora de Cadereyta se efectuaron desconchados en línea, preventivos a los serpentines de los calentadores de carga.

En la planta Coquizadora de Madero se efectuó limpieza mecánica a los tubos de los condensadores tipo soloaire del domo del Blow Down, se contrató servicio y mantenimiento para reparar las grúas de manejo de coque e incrementar su confiabilidad, se efectúa contrato de mantenimiento y servicio para incrementar la confiabilidad del sistema de apertura y cierre de las tapas de los tambores.

#### ❖ **Índice de intensidad energética**

##### **Causas de desviación:**

Baja utilización de unidades de proceso y alto índice de paros no programados ocasionado en parte por altos inventarios de productos intermedios y residuales; problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales; falla de equipos de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo, lo que reduce su eficiencia en casi 10 unidades; altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento; altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado; baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de dichos equipos, y altos envíos de vapor de baja y media presión al desfogue, por falta de infraestructura de recuperación.

##### **Acciones correctivas o de mejora (5. Uso eficiente de energía):**

Con la estabilización de las plantas del SNR, el incremento en la confiabilidad del área de Fuerza y Servicios Principales, soportados en el Proyecto Pemex-Confiabilidad en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), así como la implementación de los diversos proyectos contenidos en la cartera de proyectos para el periodo 2011-2016 y las iniciativas que se están reportando dentro del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo, (MDO) de Pemex Refinación, se pretende ir reduciendo la brecha paulatinamente de este indicador, lo cual se debe soportar mediante la gestión y otorgamiento en tiempo y forma de los recursos presupuestales.

Los centros de trabajo (Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula) ya registraron un proyecto integral para el uso eficiente de la energía a mediano y largo plazo, mientras que en la refinería de Madero se cuenta con proyectos autorizados de alto impacto para la disminución del IIE, por otro lado, la refinería de Cadereyta actualmente realiza trámites para registrar un proyecto similar a las demás refinerías.

#### ❖ **Utilización de la capacidad de destilación equivalente**

##### **Causas de desviación y acciones correctivas o de mejora:**

Igual al punto anterior.

## ❖ **Productividad laboral en refinerías**

### **Causas de desviación y acciones correctivas o de mejora:**

Igual al punto anterior.

## ❖ **Participación de los diferentes medios de transporte (Ductos)**

### **Causas de desviación:**

La desviación en 1.1 puntos porcentuales del transporte por ducto realizado respecto a la meta establecida, se debe:

- Principalmente a que la refinería Cadereyta estuvo fuera de operación por fallas en plantas a finales de abril y se prolongó su mantenimiento de mayo a mediados de junio del 2011. La Refinería Tula bajó proceso por falla en plantas en junio, así como la Refinería Madero por correctivo en planta maya en septiembre y parte de octubre; debido a lo anterior se ocasionó que se hicieran ajustes a los programas de crudo hacia las Refinerías de Tula, Cadereyta y Madero, afectando la participación del transporte por ducto.
- Refinerías Tula y Salamanca observaron altos inventarios de COPE en noviembre y diciembre. La refinería de Salamanca tuvo proceso bajo durante octubre, noviembre y parte de diciembre.

### **Acciones correctivas o de mejora (13. Mantenimiento de refinerías):**

Continuar con la implementación del Proyecto Pemex-Confiable en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

Por otra parte, Pemex Refinación busca maximizar el movimiento de productos por los medios de transporte más económicos, sin embargo, la logística se ve afectada en ocasiones por factores externos (aumento o contracción de la demanda de productos) y los mantenimientos extraordinarios a las instalaciones y equipos.

## ❖ **Días de autonomía de Pemex Diesel en terminales**

### **Causas de desviación:**

Se registró una desviación de 0.63 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- La refinería de Madero en el mes de octubre y noviembre presentó retrasos en la entrada en operación por mantenimiento correctivo de la planta Maya, retrasando la entrada en operación de las plantas FCC-1 y la Hidrodesulfuradora de Gasóleos de Vacío reduciendo su proceso en 44 Mbd.

- Durante los meses de octubre y noviembre se presentaron altos inventarios de COPE en las refinerías de Tula y Salamanca bajando el proceso en 20 Mbd y 19 Mbd respectivamente, este incremento en el COPE se debió principalmente a los problemas de salidas en la refinería de Salamanca hacia Manzanillo por las afectaciones al puente de Armería dejando su proceso en 120 Mbd.
- El retraso en la entrada en operación de la U-24000 en la refinería de Minatitlán afectó la producción de Diesel UBA por 14 días con un déficit promedio de 14 Mbd.
- La salida de operación de los BT's Bicentenario por refaccionamiento y del Chicontepec por fuera de servicio, el retraso en el envío del BT Nuevo Pemex III al litoral del pacífico y la salida de operación de los Chalanes 579 y 585 en la TAR de La Paz, afectó la logística de los ciclos de los Cabotajes en este mismo litoral retrasando la entrega de Diesel principalmente,
- Durante este último trimestre continuaron las suspensiones constantes por bajas de presión y tomas clandestinas en los sistemas de ductos de Minatitlán-México, Topolobampo-Guamúchil-Culiacán y el sistema Brownsville-Reynosa-Cadereyta, afectando nuevamente los inventarios a nivel nacional.
- Durante el mes de diciembre queda fuera de operación la planta Maya en la refinería de Minatitlán, debido a un poro que se presentó en una línea y aunado a eso se presentó falla de servicios auxiliares, bajando el proceso en 20 Mbd.
- Durante el mes de diciembre la planta U-24000 volvió a salir de operación debido a la falla en su compresor, afectando la producción de Diesel UBA en esta refinería.
- Durante el mes de diciembre se presentó la problemática de falta de presupuesto, lo que afectó de manera considerable y puntual los trasposos por AT's a nivel nacional.
- Durante el mes de diciembre se presentaron varios cierres de puertos en el litoral del golfo los días del 3 al 7, del 17 al 18 y del 23 al 26, lo que afectó de manera importante el suministro de los productos por cabotaje.

#### **Acciones correctivas o de mejora (10. Almacenamiento de productos):**

En las reuniones operativas diarias, en las que participan las áreas que intervienen en la logística de suministro de productos del Sistema Nacional de Refinación, se establecieron prioridades y acciones complementarias para cubrir la demanda programada de producto, tales como trasposos extraordinarios entre TAR's, adecuación en los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación.

## ❖ **Días de autonomía de crudo en refinerías**

### **Causas de desviación:**

Con base en los criterios definidos para revertir los resultados económicos adversos del Organismo, se definió un cambio en la estrategia de inventarios de crudo en el SNR, el cual se estableció bajo criterios económicos (nivel óptimo).

### **Acciones correctivas o de mejora (11. Almacenamiento de petróleo crudo / 13 Mantenimiento de refinerías):**

Continuar con los trabajos de rehabilitación de tanques que permitan la flexibilidad suficiente para alcanzar los días de autonomía óptima que requiere el SNR.

## ❖ **Avance en modernización de Sistemas de Medición (SIMCOT)**

### **Causas de desviación:**

Declaración de licitación P0-LI-917-010 desierta.

Suspensión temporal de los servicios contratados con la empresa Telvent Canadá Ltd., en tanto se adquiere la instrumentación y el equipo de control de campo necesario para el desarrollo de los servicios.

### **Acciones correctivas o de mejora (22. Automatización y control de procesos):**

Se inició nuevo proceso licitatorio con número P1LI025002.

- Para la contratación de bienes y servicios para la “Actualización y estandarización de la instrumentación y equipos de control de campo de siete SIMCOT’s y siete Sistemas Integrales de Control Contra incendio (SICCI)” en TAR’s de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, en la que se adquirirían equipos necesarios para que la compañía Telvent Canadá LTD desarrollara parte de los servicios contratados en los pedidos 522-CS-0-00084, 073, 077, 080, 074, 083, 087; se procedió a realizar gestiones necesarias ante la GRM e ITS suspendiendo temporalmente la ejecución de estos pedidos del 19 de enero 2011 al 29 de agosto 2011.
- Se inició por segunda ocasión Licitación Pública Internacional P1LI025002, concretándose la contratación el 24 de agosto 2011 con un plazo de 270 días; iniciando el 25 de agosto 2011. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.
- Para las partidas 1, 2, 3 4,10, 11, 12 y 13 la compañía Telvent Canadá LTD ha entregado lo correspondiente a las 7 TAR’s. Como se describe en el apartado correspondiente se encuentran en proceso distintas acciones para reducir los tiempos de contratación y ejecución.

## ❖ Avance en modernización de Sistemas de Medición (SCADA)

### Causas de desviación:

El avance del proyecto se mantiene en 45% debido a las modificaciones en el alcance original del contrato para la construcción de los Centros de Control, para atención del requerimiento de infraestructura por parte de la DCTIPN.

### Acciones correctivas o de mejora (22. Automatización y control de procesos):

Como se describe en el apartado correspondiente, se encuentran en proceso distintas acciones para reducir los tiempos de contratación y ejecución.

## Indicadores con carácter informativo:

### ❖ Margen variable de refinación

En 2011 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de -0.09 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en el año de 2010 fue superior en 0.12 dólares por unidad de crudo procesado. Este incremento es resultado principalmente de un efecto favorable en precio, consecuencia de la elevada volatilidad observada en el mercado petrolero internacional entre ambos periodos de comparación.

### ❖ Aprovechamiento de la capacidad de transporte por ducto

En 2011 los sistemas de ductos reflejaron un decremento en el volumen total transportado de 1,802.9 millones de toneladas kilómetro respecto al 2010, esto como resultado del decremento en el movimiento de crudo por el orden de 1,887.5 millones de toneladas kilómetro; debido principalmente a la salida de plantas a mantenimiento en las refinerías de Cadereyta y Madero.

Asimismo, los sistemas de poliductos reflejaron un incremento en el volumen transportado de 84.6 millones de toneladas kilómetro con respecto al 2010, (2.6% en el movimiento de Gasolinas, 7.4% en el movimiento de turbosina y -3.4 en el movimiento de Diesel). Dicho crecimiento se registra principalmente en los poliductos Cadereyta-Satélite, Brownsville-Reynosa-Cadereyta y a la puesta en operación del ducto CPI-Azcapotzalco con Pemex Diesel UBA.

### ❖ Volumen total transportado

Durante 2011 se transportó un volumen de 73,616.3 millones de toneladas kilómetro de crudo y productos petrolíferos; de los cuales, el 57.9% se realizó por ducto, 33.3% por vía marítima, 6.0% por auto tanque y el restante 2.8% por carro tanque.

Comparado con el año 2010, se registra un decremento del 1.8% en el volumen total transportado, explicado principalmente por el decremento, a nivel sistema, de 5.6% en el transporte de crudo y un incremento del 1.3% en el transporte de petrolíferos.

### **3.C Pemex Gas y Petroquímica Básica**

#### **Avance en la ejecución de las acciones del PEO**

➤ **2. Desarrollar el proyecto de ampliación y confiabilidad operativa del CPG Poza Rica**

##### **Ampliación en Infraestructura**

Al cierre de diciembre de 2011, las actividades para la construcción de la planta criogénica de 200 MMpcd, son las siguientes:

a) Adjudicación de contrato

El 15 de mayo 2009 se dio el fallo de adjudicación de la Planta Criogénica. La firma del Contrato entre PGPB y el contratista (ICA Flúor Daniel S. de R.L. y Linde Process Plants Inc.) se llevó a cabo el 12 de junio de 2009 y fue por un monto total de 4,094 millones de pesos.

En 2011 la Gerencia de Proyecto y Construcción elaboró el convenio adicional CP-1/D-1 al contrato GOPL01309P modificando el monto y tiempo del contrato, quedando el monto del contrato en 4,090.6 millones de pesos (paridad cambiaria 12.9 pesos por USD, de acuerdo a premisas de la DCF 2011). Los trabajos iniciaron el 17 de agosto de 2009 y la terminación se modifica al 30 de junio de 2012, de acuerdo al convenio adicional.

b) Programa de ejecución

La construcción de la planta criogénica presenta un avance físico actualizado al cuarto trimestre de 2011 de 84.9%, y considera las siguientes actividades relevantes:

- Ingeniería Básica y de Detalle:

Se concluyó al 100% la ingeniería básica y de detalle.

- Fase de Procura:

a) Se colocó el 100% de las órdenes de compra de los equipos críticos. La fabricación y recepción de equipos presenta un avance del 100%. La CFE está revisando la ingeniería de la subestación No.15. Una vez que se haya terminado la revisión se procederá a su procura. Arribó a sitio el transformador de potencia de 20 MVA de 115/66.4-6.6 KV de la subestación principal y se concluyó con el montaje en el centro de control de motores (CCM) 141. Quedó concluido la inspección de los tableros de servicios para la subestación No.14.

b) Se encuentran en sitio desde el mes de mayo de 2011 los siguientes equipos:

- Filtro separador de entrada 101.
- Enfriador de gas de regeneración 104.
- Acumulador de reflujo de desetanizadora 106.
- Intercambiadores de calor 107/108/109.
- Rehervidor 110 y bomba de reflujo de desbutanizadora.
- Acumulador y condensador de reflujo de desbutanizadora 111.
- Bombas del sistema de aceite caliente 112.
- Enfriadores de LPG y nafta ligera 113.
- Expansor-compresor, compresores de gas natural seco.
- Torre desbutanizadora.
- La torre desetanizadora llegó a sitio en agosto del 2011.

- Fase de construcción:

La fase de construcción (civil, tuberías, eléctrico, instrumentación y mecánico) registra un avance del 75%.

Conforme a los avances y al programa de construcción, en el mes de julio de 2012 se tendrá la terminación mecánica e iniciarán en el mes de agosto las pruebas operativas preliminares y la prueba de desempeño de la planta se llevara a cabo el 30 de agosto de 2012.

### **Confiabilidad operativa**

El proyecto contempla modernizar las instalaciones actuales, incorporando nuevas tecnologías a las plantas existentes: endulzadora de gas, recuperadora de licuables, servicios auxiliares, infraestructura complementaria y fraccionamiento.

El avance de la modernización al 4to trimestre de 2011 es de 79%.

El monto del proyecto se considera de acuerdo al Ciclo de Planeación 2011, con las siguientes actividades relevantes:

a) Sistema de contraincendio

La actualización de las bases técnicas continúa en 85%. En la última adecuación presupuestal autorizada, esta iniciativa no cuenta con recursos.

**b) Sistema eléctrico**

Para la construcción de la nueva planta criogénica, fue necesario reubicar la trayectoria de la línea de alimentación de energía eléctrica a la central de almacenamiento y bombeo de Pemex Exploración y Pemex Refinación. Avance 100%.

Para 2011 se programó inicialmente la sustitución y modernización de tableros de baja tensión y de distribución principal de la sala de generación eléctrica. Así como la sustitución de los transformadores trifásicos de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas. Estas actividades ya no se consideraron en el Ciclo de Planeación 2011 por el acotamiento presupuestal y la evaluación del horizonte del proyecto. Actualmente se está trabajando para que estas actividades sean incluidas en un nuevo proyecto del Ciclo de Planeación 2012 para tramitar su registro ante la SHCP.

**c) Calderas y turbogeneradores**

La Caldera BW-1 se encuentra operando desde enero de 2011. Los trabajos de rehabilitación se realizaron de noviembre de 2009 a diciembre de 2010.

Los nueve equipos de bombeo suministrados se encuentran en operación.

➤ **4. Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex**

El proyecto para construir una planta de cogeneración de energía eléctrica de 300 MW en el CPG Nuevo Pemex, considera un plazo de 36 meses a partir de la firma del contrato para el desarrollo de las instalaciones y el sistema de transmisión. Se tiene como fecha estimada de terminación septiembre de 2012.

La duración del contrato de servicios es por 20 años a partir de la entrada en operación.

En la construcción de esta planta se tienen programadas realizar las siguientes actividades relevantes:

Programa del desarrollo de las instalaciones y puesta en servicio												
Actividades	2011				2012							
Desarrollo de instalaciones(marzo 2011-agosto 2012)												
Entrada en operación(Septiembre 2012)												

**Principales actividades desarrolladas al mes de diciembre 2011:**

**Generación:**

- Continúan los trabajos de construcción de edificios: administrativo y almacenes.
- Continúa el ensamblado de internos de los recuperadores de calor de las unidades 1 y 2.
- Continúa el montaje de los generadores eléctricos de las unidades 1 y 2.
- Continúan las actividades de soldadura en distintos componentes de los recuperadores de calor.
- Continúa la construcción de los ductos eléctricos, con un avance del 97%.
- Concluyó el montaje de la chimenea de salida de gases del recuperador de calor en las unidades 1 y 2.
- Concluyó el montaje de tubería de interconexión de los recuperadores de calor en las unidades 1 y 2.
- Concluyó el armado de los tanques de agua desmineralizada/condensado A y B.
- Continúan los trabajos de obra civil del camino de acceso, vialidades y terracerías, así como con la instalación del drenaje pluvial de la subestación eléctrica de la Central de Cogeneración.
- Concluyó la actividad de limpieza a sistema de aceite en la turbina de la unidad 1.

#### **Integración:**

- Concluyó el montaje de trabes de amarre y colados para rigidizar los pórticos.
- Concluyó la cimentación superficial del rack de cogeneración y continua el montaje de estructuras en el rack de cogeneración y en el de integración.
- Continúan las actividades de montaje, soldadura y radiografiado en la tubería de los circuitos de agua desmineralizada, agua de servicios y gas combustible.

#### **Sistema de Transmisión:**

##### **Subestaciones**

- S.E. Cactus Switchero: continúan los trabajos de construcción de la barda perimetral, colocación de la tubería de drenaje pluvial y el detallado de muro exterior del edificio SF6; concluye el montaje de la subestación encapsulada en gas SF6 e inician pruebas de los equipos.
- S.E. Reforma: continúan las pruebas preoperativas, la colocación y calibración de mecanismos de cuchillas, así como la realización de pruebas al sistema contra incendios.

- S.E. Tamulté Maniobras: continúa la construcción del sistema de drenaje pluvial, la interconexión del banco de baterías y construcción de casetas para bombas eléctricas. Se realizó el cableado y conexión del transformador de servicios propios al tablero de control y se concluyó con el montaje de la torre de comunicaciones.

### **Líneas de Transmisión**

- L.T. Cactus Switcheo-Nuevo Pemex: obra concluida el 19 de mayo de 2011, en espera de puesta en marcha.
- L.T. Cactus Switcheo-Tamulté: se tiene avances de cimentaciones del 18%, en montaje 13% y 40% en tendido de cable. En tendido de cable con fibras ópticas OPGW se tiene un avance del 29%.
- L.T. Cactus Switcheo-Tamulté Maniobras: avance de 100%, en cimentaciones montaje 98%, tendido de cable 39%.
- L.T. Cactus Switcheo entronque Cárdenas II-Villahermosa Poniente: cuenta con avances del 100% en cimentaciones, 96% en montaje y en tendido de cables del 96%.
- L.T. Cactus Switcheo-Reforma: esta línea tiene al 100% los avances de cimentaciones, montaje, tendido de cables y tendido de cable de guarda con fibras ópticas en su tramo aéreo. Queda pendiente la realización de pruebas, así como la interconexión subterránea con la SE Cactus-Switcheo.
- L.T. Reforma entronque Km. 20-Mezcalapa. Avances: cimentaciones: 100%, montaje, 79%, tendido de cables 41%.
- L.T. Tamulté Maniobras entronque Km. 20-Samaria: se cuenta con los avances siguientes: cimentaciones 100%, montaje 94%, tendido de cables 94%.

### **Eventos denominados como caso fortuito o de fuerza mayor relacionados con el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex**

#### **Inundaciones en el sistema de transmisión**

Derivado de las fuertes lluvias que prevalecieron en la zona en agosto y septiembre de 2010, Abengoa Cogeneración Tabasco (ACT) solicitó a PGPB considerar como Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la inundación de los predios de la S.E. Tamulté Maniobras y de las L.T. Cactus Switcheo-Tamulté, Cactus Switcheo-Tamulté Maniobras y Tamulté Maniobras entronque Km 20 Samaria.

El 20 de octubre de 2010, el prestador del servicio notificó a PGPB la terminación del evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. PGPB recibió el 28 de febrero de

2011 la documentación para el análisis de procedencia de acuerdo al procedimiento contractual y solicitó al proveedor información adicional el 22 de marzo de 2011; y el pasado 13 de junio de 2011 se remitió a la Gerencia Jurídica de Gas y Petroquímica Básica de la Oficina del Abogado General para su análisis.

El día cinco de septiembre de 2011, se remitió al proveedor la resolución sobre este evento, en el sentido de que se reconoce el evento como Caso Fortuito y se determinó que sus efectos no afectaron directamente el Calendario y los Eventos Críticos.

### **Terremoto y Tsunami en Japón**

El 15 de marzo de 2011, ACT solicitó a PGPB considerar como Caso Fortuito o Fuerza Mayor el terremoto y posterior tsunami del 11 de marzo de 2011 en Japón, ya que podría afectar el tiempo de entrega de los generadores (equipo principal). El dos de agosto de 2011, ACT informó la finalización de dicho evento, ambos generadores ya se encuentran en sitio. Al cierre del cuarto trimestre PGPB está en espera de la información soporte por parte del Proveedor para el análisis de procedencia.

### **Fenómenos Meteorológicos de Colombia**

El 3 de mayo de 2011, ACT solicitó a PGPB considerar como Caso Fortuito o Fuerza Mayor las tormentas presentadas en Colombia, que causaron daños en la infraestructura carretera y podrían afectar el tiempo de entrega de los transformadores principales y auxiliares. El 25 de julio de 2011, ACT notificó a PGPB la finalización de este evento; todos los transformadores se encuentran en sitio. Al cierre del cuarto trimestre PGPB está en espera de la información soporte por parte del Proveedor para el análisis de procedencia.

Se prevé que los eventos antes descritos no retrasen la entrada en operación del proyecto.

Al cierre de diciembre de 2011, el Proyecto de Cogeneración en Nuevo Pemex presenta un avance real del 85%. Comparado con el 88.3 programado.

## **➤ 6. Construir los libramientos de Jalapa (Veracruz), Morelia (Michoacán) y El Durazno (Guanajuato)**

### **Libramiento de Jalapa, Veracruz**

El avance del proyecto integral del libramiento de Jalapa es del 87%. Sin embargo, derivado del incumplimiento del contratista, mediante oficio número SD-486-2010 de fecha 23 de septiembre de 2010, se notificó a CONDUX, S. A. DE C. V., el inicio del procedimiento de rescisión del contrato PGPB-SD-GRM-0028/2008, a través de la

Gerencia de Control de Procesos Jurídicos con oficio número SD-489-2010, de fecha 27 de septiembre de 2010.

El contrato se finiquitó unilateralmente. El 23 de agosto de 2011 se publicó la convocatoria para la terminación del libramiento. La fecha de recepción de propuestas y apertura técnica se llevó a cabo el 11 de noviembre de 2011. El fallo se llevó a cabo el 22 de noviembre de 2011, habiendo participado 5 compañías; sin embargo, la licitación se declaró desierta debido a que las compañías participantes no resultaron solventes técnicamente. Con respecto a la fecha de término del proyecto se estima que dichos trabajos tendrán una duración de 240 días, a partir de la fecha de asignación. Al respecto, 2 contratistas cumplieron con la experiencia solicitada en las bases, por lo que se encuentra en análisis la asignación directa a alguno de ellos, lo cual está sujeto a aprobación del Subcomité de Adquisiciones, Obras y Servicios.

### **Libramiento de Morelia, Michoacán**

Con un avance global acumulado del proyecto del 98%, la obra de terminación de la construcción del libramiento de Morelia la está ejecutando un nuevo proveedor debido a que, como se informó en reportes anteriores, se rescindió el contrato al contratista original. Los trabajos iniciaron el 14 de julio de 2010 y actualmente se tiene un avance del contrato del 95.0%. Se terminaron los trabajos preliminares para la interconexión en el km 0+000 y en el km 29+400. Quedan pendientes los trabajos de interconexión definitiva.

### **Libramiento de El Durazno, Guanajuato**

La construcción del Libramiento El Durazno se encuentra totalmente terminada. Actualmente se encuentra en ejecución la adquisición e instalación de las trampas de diablos y trabajos previos a la interconexión del libramiento. Este último contrato presenta un avance del 69%.

<b>Construir los libramientos de Jalapa (Veracruz), de Morelia (Michoacán) y de El Durazno (Guanajuato)</b>	<b>Avance Real (%)</b>
Construcción Libramiento Jalapa (proyecto integral)	87.0
Construcción Libramiento Morelia	98.0
Construcción Libramiento el Durazno	100.0
Avance Global % avance=(285/300)*100	95.0

Al cuarto trimestre de 2011, el avance global de los tres libramientos es del 95%.

## **➤ 7. Mantenimiento integral al gasoducto de 24" Reynosa –Chihuahua**

Este proyecto se contempló desarrollarlo en tres fases durante el periodo 2005 a 2012. Cada una de las cuales incluye la inspección, rehabilitación y certificación de

la longitud correspondiente. Las longitudes parciales de las tres fases son 119 Km, 352 Km y 485 km, respectivamente; dando un total de 956 Km.

Al cuarto trimestre de 2011, el estatus de cada fase es la siguiente:

- La fase I está concluida al 100%. Inició en 2005 y concluyó en 2006. Contempló los tramos de Estación 2 caseta exportación a Los Herrera, con una longitud de 119 Km.
- La fase II está concluida al 100%. Inició en 2008 y concluyó en 2009. Contempló los tramos de Chávez a Cadereyta, con una longitud de 352 Km.
- La fase III considera inspeccionar, rehabilitar y certificar 485 Km, correspondientes a los tramos Los Herrera-Cadereyta y Chávez-Chihuahua. Este proyecto inició la segunda licitación el día 6 de octubre de 2011, habiéndose adjudicado el contrato el 4 de enero de 2012. Actualmente se encuentra en proceso de firma con las Constructoras Mexicana Civil SA de CV y Cia: Ndt System and Service de México SA de CV. Se estima iniciar los trabajos a finales del mes de enero de 2012.

Al cuarto trimestre de 2011, el avance global de las tres fases es de 53%; mismo que se mantendrá hasta que inicie la ejecución de los trabajos de la fase III.

## ➤ **10. Desarrollar el esquema comercial de gas LP ante el nuevo entorno regulatorio**

### **Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano (TYCVPM)**

La CRE presentó ante la COFEMER el documento de Términos y Condiciones para Ventas de Primera Mano (TYCVPM), el 26 de marzo de 2010, mismo que recibió el dictamen final y la autorización para su publicación en el Diario Oficial. A pesar de lo anterior y debido a que el periodo de consulta pública fue muy corto y a que la CRE recibió comentarios adicionales por parte de los interesados, esta comisión ha manifestado que se harán modificaciones, por lo que es posible que el proyecto sea ingresado nuevamente a la COFEMER.

En el mes de marzo de 2011, la CRE entregó de manera económica a PGPB, una nueva revisión de los TYCVPM y Lineamientos Operativos de Condición Financiera y Suspensión de Entrega (LOCFSE), cuyas principales adecuaciones tenían como objetivo la instrumentación del Régimen Permanente durante la segunda mitad del 2011.

El 31 de marzo de 2011 se recibieron comentarios de la CRE a los LOCFSE, actualmente se llevan a cabo los trabajos de revisión de dicho documento por parte de PGPB.

El nuevo proyecto de TYCVPM de Gas Licuado de Petróleo acordado al interior de PGPB fue entregado el 24 de octubre de 2011 a la Comisión Reguladora de Energía. PGPB se encuentra en espera de los comentarios por parte de la autoridad.

### **Factura Desagregada**

Se envió para aprobación de la CRE, el modelo de factura y la propuesta de Convenio Modificadorio al Contrato de Suministro de GLP, que se aplicará para dar cumplimiento al requerimiento de cotizar y facturar de manera desagregada el precio de gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano establecido en la directiva de precio de VPM de GLP (DIR-GLP-001-2008), separando: el valor de la molécula, el costo del transporte y almacenamiento, así como todos los actos y servicios necesarios para la contratación, enajenación y entrega del combustible.

Mediante Resolución RES/222/2011 emitida el tres de junio de 2011 la Comisión aprueba el Convenio Modificadorio al Contrato de Suministro de Gas Licuado del Petróleo. En la citada resolución dicha comisión requiere que al término de 60 días hábiles contados a partir de la notificación de la resolución se le informe sobre la aplicación del Convenio Modificadorio. Terminado el plazo PGPB informó que para la firma del Convenio, se hizo necesaria la revisión y sanción jurídica de los poderes notariales de los representantes legales de los distribuidores.

Cabe señalar que la comisión informa mediante oficio SE/DGAER/3641/2011 con fecha seis de octubre que PGPB deberá ejecutar la facturación desagregada sujeto a la condición de que se hayan firmado todos los convenios, o bien que entren en vigor los términos y condiciones lo que ocurra primero. En este sentido al cierre 2011, se cuenta con un avance del 54% de convenios firmados.

### **Directiva de Precios**

Debido a la extinción de los permisos de almacenamiento mediante planta de suministro de las instalaciones aledañas a los Centros Procesadores de Gas en Matapionche, Cactus, Poza Rica, Salina Cruz y Burgos, donde PGPB sólo presta el servicio de entrega de gas licuado a clientes y no el de almacenamiento, la CRE resolvió no hacer modificaciones a la Directiva de Precios y aprobó los costos a ser usados.

### **Condiciones Generales de Servicio de Almacenamiento**

En el mes de julio la CRE emitió las condiciones generales de servicio y tarifa, aplicables a las plantas de almacenamiento para suministro de gas LP Topolobampo y Rosarito las cuales están en revisión por parte de PGPB.

➤ **11. Diversificar el portafolio comercial de importación/exportación de gas natural**

Esta acción se dirige a ampliar la cartera de clientes y proveedores de PGPB en los Estados Unidos de América, así como lograr una mayor flexibilidad en las operaciones de comercio exterior.

Avances y actividades:

- Se cerraron contratos con descuento de largo plazo para la importación que se realiza para cubrir la demanda nacional de gas natural.
- Para CFE se cerraron Opciones Variables con descuentos en la cuenca de Permian y San Juan para el primer semestre, durante el cual el diferencial promedio de ambos índices fue de \$-0.1425 USD.
- A finales del segundo semestre del 2011 se firmó la renovación del Asset Management Agreement con el gasoducto de Tennessee cuyo objeto es lograr la optimización de transporte; además, y se trabajó en proporcionar una nueva propuesta de almacenamiento para 2011-2012. La propuesta se autorizó y firmó, de manera que la administración del servicio se dará en diferentes gasoductos y en diferentes puntos de entrega y de recibo.
- Con respecto a las operaciones de almacenamiento, para el periodo enero-diciembre 2011 se continúan manejando diariamente con el objeto de cubrir la demanda no programada y bajar los costos de las operaciones conocidas como "intraday". Durante el primer semestre de 2011 se concluyó el contrato de almacén con Total Norteamérica y se sustituyó con un nuevo contrato con la empresa Conoco Phillips, además de renovar un año más el que se tiene con EDF Norteamérica y cuya fecha de vencimiento es abril del 2012.

En esta iniciativa de gestión cíclica, se considera al 100%, en los siguientes reportes solo se describirán los avances en las gestiones, sin un avance porcentual.

➤ **13. Mejorar las aplicaciones de Tecnologías de Información para la comercialización de gas natural y gas LP**

A continuación se informa el avance al cuarto trimestre de 2011 de las actividades relacionada con mejorar las aplicaciones de Tecnologías de Información para la comercialización de gas natural y gas LP:

**Con el fideicomiso para la Reposición de Activos se logró lo siguiente:**

- Automatización de los documentos necesarios para la emisión de las notas de ajuste correspondientes para los clientes inscritos en el fideicomiso.

- Creación de interface para la información proveniente del fideicomiso.
- Creación de herramienta de cálculo para depósitos de los clientes.
- Incorporación de 170 clientes al esquema de reposición de activos.
- Creación de un fideicomiso para la reposición de activos, al cual los clientes depositan y con base en esa información se crea una interface para la generación de las notas de ajuste correspondientes.
- Publicación de una calculadora en el portal privado de los clientes de PGPB para uso de aquellos clientes adheridos al esquema de reposición de activos.

**A través de MGI Trading se logró lo siguiente:**

- Implementación de una nueva sociedad en un tiempo record de 3 meses, definiendo el proceso comercial para la importación y exportación de GLP y butano.
- Se logró la automatización de la generación de entradas y entregas mediante un archivo plano proporcionado por una tercería.
- En la exportación se logró la interacción con las áreas de finanzas, logística, operaciones, facturación y cobranza.
- Se realizó la incorporación del proceso de MGI a la bóveda electrónica de PGPB para el pago a proveedores.
- Se realizó la incorporación del servicio de timbrado en las facturas de MGI, por una compañía externa a fin de cumplir con la Reglamentación del SAT, siendo la primera vez que se realiza esta actividad en PEMEX.

**A través de MGI Supply se logró lo siguiente:**

- Permitir la activación masiva de deals desde la solución de Trading Gas Natural, esto es, crear los documentos de compra-venta entre las distintas entidades de la operación (por ejemplo: MGI a terceros, MGI a PGPB, PGPB a MGI y PGPB a CFE).
- Permitir nuevos escenarios de comercialización como Parking, Loaning y Storage por compañía.
- Mitigar el riesgo de las operaciones ya que el control de las asignaciones entre diferentes gasoductos, los inventarios y los precios se llevan de forma automática.
- La reducción del tiempo del proceso de importaciones/exportaciones de gas natural de más de 4 horas a un máximo de dos horas.

- La automatización de nuevo esquema de comercialización que permite agrupar varios gasoductos y tener un inventario de Parking, Loaning y Storage de Gas Natural directamente con algunas compañías.

**Con las mejoras al adaptador NAESB y la Optimización de Nominaciones a Gasoductos Americanos se logró lo siguiente:**

- Soportar distintas versiones de los estándares NAESB de la industria de transporte de gas natural así como distintas versiones de ANSI en los mensajes.
- Asegurar y optimizar el proceso de envío de nominaciones en primer ciclo.
- Reducir en 80% el tiempo de envío de nominaciones y se elimina el re-envío de las mismas.
- Que los gasoductos americanos reportaran mejoras en la entrega de mensajes de respuesta hacia PGPB.

**A través del Sistema de Trámites de Ductos se logró lo siguiente:**

- Contar con una sección en el portal público donde un usuario pueda consultar información referente a trámites.
- Contar con una sección en el portal privado para que el usuario pueda registrarse para cargar información referente a los trámites.
- Contar con una sección en la intranet para que los ejecutivos del área de ductos puedan dar trámite a las solicitudes requeridas.
- Tener mayor transparencia en los trámites con los clientes de Ductos.
- Tener menor tiempo de trámites en la empresa.
- Dar cumplimiento a lo solicitado por el OIC donde especifica mejorar y mantener en un estado óptimo de operación los trámites de alto impacto.

Trasposos de Azufre.- Se realizaron mejoras internas al proceso de documentación de embarques para trasposos de azufre, para llevar un control más estricto de la carga y descarga del producto.

Poder Calorífico para Distribuidores.- Se concluyó un desarrollo para que los distribuidores de gas natural carguen las mediciones con el poder calorífico de origen. Actualmente ya lo utiliza Gas Natural México.

**En las Mejoras al Proceso de Pre-Flujo de la Subdirección de Ductos se logró lo siguiente:**

- Efectuar diferentes validaciones en el sistema tales como:

- Borrado o modificaciones de nominaciones después del día flujo.
- Porcentaje de reducción de las cantidades programadas en 3 y 4 ciclo.
- Reporte de aviso cuando se superó la MDQ del contrato.
- Manejo estricto de los horarios de los ciclos.
- Creación de una aplicación en un portal que permite a los operadores de los puntos comerciales confirmar las nominaciones.
- Control de la operación comercial de transporte de acuerdo a los términos y condiciones generales emitidos por la CRE.
- Cumplimiento de las acciones de mejora que realizó el Órgano Interno de Control a la Gerencia comercial de transporte.

#### **Ajustes para Cross Balance de Distribuidoras de Gas Natural se logró:**

- Integrar los diversos documentos como son entregas, penalizaciones y descuentos relacionados con un ajuste en la medición o bien en la nominación de clientes en esquema Cross.
- Simplificar la administración de los servicios al integrar en un solo documento de nota de crédito o de débito a todos los documentos relacionados con un ajuste.

#### **Actualización de versión del Sistema de Administración de Riesgos: Open Link se logró:**

- Actualizar la versión para el Sistema de Administración de Riesgos Open Link (OL).
- Contar con las actualizaciones más recientes del proveedor.
- Resolver algunos problemas como el truncado al momento de valorar operaciones de tipo prima (Premium).
- Mejoras en el desempeño de la aplicación.

Esta experiencia dio el aprendizaje del procedimiento para actualizar el sistema con recursos propios.

### ➤ **14. Modernizar redes contraincendio en los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex**

#### **Red contraincendio de Nuevo Pemex**

Al cuarto trimestre de 2011 esta red presenta un avance físico de 75% (se actualizó el avance físico de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-3).

Actividades relevantes efectuadas y su avance:

El montaje de tuberías por áreas, presenta el siguiente avance:

- Cabezales principales: 90.4% en instalación y habilitado de tubería.
- Sistemas de aspersión en planta de líquidos 3: avance de 99.6%.
- Sistemas de aspersión en planta criogénica 2, 3 y fraccionadora 1: avances de 96.4%, 17.2% y 93.5%, respectivamente.
- Sistemas de aspersión en Almacenamiento de producto (8 esferas): avance de 85.3%.
- En el Tanque de almacenamiento TE-1413, se tiene un avance de 69.4%.
- En los sistemas automáticos de control (SAAFAR), el avance en ingeniería es del 60%.

Este proyecto inició en enero de 2008 y se encuentra en trámite el convenio de ampliación con fecha de terminación al 15 de noviembre de 2012.

Los motivos por los que se han ampliado los plazos de terminación de los proyectos de modernización de las redes de contraincendios en los CPGs Cd. Pemex y Nuevo Pemex, se debe a la programación de nuevos trabajos, mediante convenios adicionales a los contratos.

#### Red de Contraincendio Nuevo Pemex

La ampliación de la fecha de terminación se debe a trabajos no contemplados de origen en el contrato, los cuales se enlistan a continuación:

- Trabajos adicionales para los sistemas SAAFAR (Sistemas Automáticos de Alarma por Detección de Fuego y/o Atmósferas Riesgosas).
- Trabajos adicionales para la ingeniería, procura y construcción de la red de contraincendio en el área administrativa.
- Trabajos adicionales para la instalación del sistema de protección contraincendio en el área de turbogeneración y calderas.
- Trabajos adicionales en el arreglo de tubería del área correspondiente a la escuela contraincendio.

- Instalación de arreglos diversos de tubería a los sistemas de aspersión de diversos equipos de las plantas de proceso.
- Trabajos adicionales y extraordinarios por interferencias encontradas durante la ejecución de la nueva red contraincendio en el CPG.

### **Red contraincendio de Ciudad Pemex**

Esta red presenta un avance físico al cuarto trimestre de 2011 de 58.0%. A continuación se presenta el desglose de actividades relevantes efectuadas:

- En instalación de tuberías se tiene 59.5% de avance general: planta criogénica 1 con 91.6%, planta criogénica 2 con 15.1%, servicios auxiliares 1 con 33.5%; servicios auxiliares 2 con 86.0%, acueducto con 99.7%, cabezales principales con 62.8%, plantas endulzadoras de gas no. 3 y 4 con 39.2% y 60.4%, respectivamente.
- Se incrementaron los recursos humanos, equipos y materiales para la continuidad y terminación de los trabajos.

Este proyecto inició en enero de 2008 y estaba estimado concluir en marzo de 2011. Pero con la formalización del convenio de ampliación D-3 la nueva fecha de término es para el 30 de agosto de 2012.

Los principales motivos que provocaron la ampliación de la fecha de terminación son:

- Definición de la ingeniería para los sistemas SAAFAR (Sistemas Automáticos de Alarma por Detección de Fuego y/o Atmósferas Riesgosas).
- Liberación por parte de PGPB del área para la instalación de bombas BA-901 B/C en la Bocatoma El Bayo
- Interferencias para la instalación de tubería en el área de la planta endulzadora 2.

Fuente: Convenios adicionales de los contratos GOPL05407P y GOPL05307P, de Nuevo Pemex y Cd Pemex, respectivamente.

### ➤ **15. Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Ciudad Pemex**

Con respecto a los sistemas de desfogue del CPG Ciudad Pemex, al mes de diciembre de 2011 se tienen los siguientes avances:

- Debido a la desviación entre los avances físico y financiero, programados y reales de la obra y con base a la normatividad correspondiente, con fecha 28 de marzo de 2011 se notificó a DICA, Infraestructura, S.A. de C.V., el inicio del procedimiento administrativo de rescisión del contrato.

- El 10 de mayo de 2011, atendiendo el llamado de la Secretaría de la Función Pública, PGPB aceptó el procedimiento de conciliación con el contratista. Ante la no conciliación de diversos aspectos con el contratista, el 28 de junio de 2011 PGPB notificó la determinación de rescindir el contrato. Se inició el proceso de finiquito correspondiente.
- Se realizó el levantamiento del acta circunstanciada del estado de los trabajos hasta la fecha de la rescisión del contrato, de la cual dio fe el notario público número 237 del Distrito Federal.
- Se determinaron los alcances de ingeniería de las obras que se requieren para recuperar la capacidad de quemado en el CPG Ciudad Pemex.
- Se determinaron los alcances de procura y construcción, lo cual asciende al suministro, prueba y puesta de marcha de 65 equipos aproximadamente.
- De acuerdo al alcance establecido, se cuenta con el estimado de costo, con el soporte de la DCO para la primera etapa del proyecto.

Al cuarto trimestre de 2011 esta iniciativa presenta un avance del 52%.

#### ➤ **16. Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los Centros Procesadores de Gas**

Este proyecto inició en enero de 2008 y está en reprogramación de actividades. Durante los meses de enero y febrero de 2010 se integraron propuestas de mejora para la operación de los convenios de colaboración en materia de seguridad física, celebrados entre PEMEX con la Secretaría de la Defensa Nacional y la Secretaría de Marina Armada de México. Dichas propuestas quedaron formalizadas en abril de 2010.

Durante los meses de febrero y marzo de 2010, se efectuó el desarrollo de material didáctico y se preparó la logística para la campaña “manejo defensivo” dirigida a todo el personal de la Subdirección de Producción. Se certificó a los promotores en el mes de junio de 2010.

Se impartieron cuatro cursos de formación y capacitación para homologar los conocimientos del personal de vigilancia adscrito a los nueve Centros Procesadores de Gas (CPG) del Organismo, iniciando en mayo y concluyendo en julio de 2010.

En el mes de agosto de 2010 se impartió un curso de “formación de instructores de manejo defensivo” con la participación de todos los CPG; sin embargo, esta campaña no se continuó por falta de presupuesto.

Durante el 2011 se inició el análisis de actividades para la elaboración y homologación de los planes integrales de seguridad física en los nueve Complejos Procesadores de Gas.

El avance al cuarto trimestre de 2011 se mantiene en 52%.

## ➤ **19. Reducir costos de suministro de bienes y servicios**

### **Sistematización de los procedimientos de contratación.**

Derivado de la transferencia de las funciones de tecnologías de información al corporativo, al 31 de diciembre de 2011, el Sistema Integral de Información de Adquisiciones y Obras Públicas (SIIAOP) mantiene un avance del 40%, lo que ha generado un replanteamiento de los proyectos que requieren un alto grado de especialización para su desarrollo, entre los que se encuentra éste.

La nueva fecha compromiso queda sujeta a las prioridades corporativas, ya que la Gerencia del Centro de Competencia de la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio ha manifestado no contar con los recursos que permitan darle continuidad al SIIAOP.

Cabe destacar que el Módulo de Recepción de Requerimientos (MRR), fue rehabilitado y actualizado con un nuevo formato y sistema operativo, el cual permite a PGPB, solicitar la contratación de bienes y servicios directamente con el fabricante.

Durante el cuarto trimestre de 2011, 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; se dieron de baja en el catálogo electrónico cuatro proveedores debido a que dos de ellos ya cuentan con un Contrato Preparatorio Nacional suscrito con la Subdirección de Suministros y dos más no presentaron la actualización de la titularidad de los derechos exclusivos. De lo anterior resultó que al cierre del trimestre se tengan 66 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 de PGPB.

Como parte de la estrategia de suministros, la Dirección Corporativa de Operaciones de Pemex, a través de la Subdirección de Suministros de Pemex implementó Contratos Preparatorios Nacionales, con el objetivo de proporcionar bienes y servicios a los Organismos Subsidiarios con proveedores primarios que cuentan con los derechos exclusivos de marca y /o patente.

Al término del cuarto trimestre, por primera ocasión, PGPB se incorporó a un Contrato Preparatorio Nacional.

### **Mecanismos de colaboración y relación con los clientes internos.**

Para fines de implementar estos mecanismos se consideraron las siguientes actividades:

En el programa “Módulos de Capacitación Bajo Demanda en materia de Contratación”, se modificó su contenido a nivel de módulos, toda vez que se introdujeron temas relevantes y urgentes de atender como lo son las derivaciones de la aplicación de la Ley Pemex y sus Disposiciones Complementarias, por lo que los nuevos temas declarados son:

- Términos para el proceso de contratación.
- Modelo Económico y Modelo de Contrato.
- Régimen Específico de Contratación (REC).
- Programas anuales e Informes técnicos.

Al cierre del cuarto trimestre de 2011 se han proporcionado 11 cursos-taller en la Cd. de México, 4 en Villahermosa, Tabasco, 5 en Monterrey, Nuevo León, con una participación de 399 asistentes, con lo cual se ha alcanzado ya el 100% de avance del programa de capacitación.

## Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

**Pemex Gas y Petroquímica Básica**

**Periodo: enero-diciembre 2011**

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción (b)	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO enero-diciembre (3)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (3)	Calificación (1) vs (3)
					min	max					
Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs)	%	1	1	100%	99.8	min	---	99	----	-0.2%	Aceptable
			2	84.9%		max		100			
Productividad laboral	MMBtue/plaza ocupada	3	19	85%	411.6	min	386	359	0%	8%	Sobresaliente
			20	100%		max	410	382			
Índice de frecuencia de accidentes	Número	5	7	53%	0.17	max	1.00	0.10	-0.8	0.7	Insuficiente
			8	100%							
			9	100%							
			14	67%							
Margen por unidad de energía comercializada	\$/MMBtue	7	4	85%	15.5	min	17.3	14.0	-18%	3%	Sobresaliente
			10	100%		max	18.8	15.0			
			11	100%							
Gastos de operación por energía producida	\$/MMBtue	22	1	100%	3.2	min	2.3	2.8	-14%	0%	Aceptable
			2	85%							
			4	85%							
			19	85%							
Recuperación de propano en CPG	%	23	1	100%	96.6	min	95.2	96.0	-0.1%	-0.8%	Aceptable
			2	84.9%		max	96.7	97.4			
Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>1</sup>	\$/MMpc-km	25	5	100%	0.19	min	0.13	0.16	0.36	0.12	Insuficiente
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
13	100%										
Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>1</sup>	\$/Mb-km	25	10	100%	3.2	min	2.06	3.0	39%	-13%	Aceptable
			13	100%		max	2.32	3.7			
Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MM\$/mes	26	14	67%	0.4	max	0.1	0.1	3	3.0	Insuficiente
			15	52%							
Autoconsumos de gas <sup>2</sup>	%	26	4	85%	5.4	min	4.9	5.0	-8%	-4.29%	Aceptable
			14	67%		max	5.8	5.6			
UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	25	5	100%	86.0	min	73.6	81.5	5%	2%	Sobresaliente
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
13	100%										
Capacidad instalada de compresión	HP	25	5	100%	462,120		529,460	462,120	-13%	0%	Aceptable
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
13	100%										
Capacidad instalada de recuperación de licuables	MMpcd	23	1	100%	5,800		6,006	5,800	-3%	0%	Aceptable
			2	84.9%							
UpTime criogénicas	%	23	1	100%	80.7	min	89.5	76.3	-10.7%	4.7%	Sobresaliente
			2	85%		max	90.4	77.1			

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción (b)	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO enero-diciembre (3)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> vs (3)	Calificación (1) vs (3)
					min	max					
Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>3</sup>	%	1	1 2	100% 84.9%	N/A	min max	86 89	96 98	-----	-----	-----
Costo de mano de obra CPGs <sup>4</sup>	\$/MMBtue producidos	3	19 20 21	85% 100% 100%	2.3	min max	2.54 2.67	1.90 2.20	-13%	5%	Insuficiente
Costo de operación por CPG	\$/MMpc	3	19 20 21	85% 100% 100%	2,201	min max	2,187 2,775	1,779 2,000	-----	10%	Insuficiente
Emisiones de SO2 a la atmósfera	Kg de SO2/Tn de S° procesado	23	1 2	100% 84.9%	28.8	Max	34	39	-15%	-26%	Aceptable
Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>3</sup>	%	2	1 2	100% 84.9%	N/A	min max	100 118	100 104	----	----	----
Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	24	13	100%	5	Max		0		----	Insuficiente
Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	24	13	100%	10	Max		0		----	Insuficiente

\* En base a las metas establecidas por SENER, si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se considera "Insuficiente". En caso que el indicador se encuentre entre la meta máxima y mínima se considera "Aceptable". Finalmente, si el indicador se encuentra por arriba de la meta máxima se considera sobresaliente.

Comentarios:

Se señala que las metas de los indicadores presentan desviaciones con respecto a los valores reales, debido a la incertidumbre de los escenarios de la oferta en gas y condensados. Por lo anterior, las metas se deberán actualizar cada año.

El porcentaje de avance de algunas iniciativas no presentará variaciones significativas en los periodos de evaluación trimestral, ya que están basados en proyectos de largo plazo a 10 años.

Notas:

- 1.-El indicador relativo al costo de transporte diario de gas natural y gas LP corresponde al período enero-noviembre, por no contarse con la información de cierre contable a diciembre 2011
- 2.-Para el cálculo del indicador autoconsumo de gas en %, se utilizó la metodología autorizada en la sesión 124 del Consejo de Administración de Pemex Gas del 23 de marzo de 2009. En la nueva metodología, se considera la energía consumida para el proceso del gas y condensado, a diferencia de la anterior la cual consideraba otros consumos no relacionados con el proceso (consumo en planta NRU, consumos en porteo de energía eléctrica y compresión de nitrógeno).
- 3.-N/A.-No aplica, se reportará con la entrada en operación de la nueva planta criogénica en el CPG Poza Rica
- 4.-Por acuerdo con SENER el indicador índice de personal, cambia de nombre a costo de mano de obra CPGs y conserva la metodología de cálculo.

## Indicadores que dependen directamente del gas que entrega PEP

Enero-diciembre 2011

Indicador	Unidades	Valor del indicador
Capacidad criogénica Utilizada	%	78.0
Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas	MMpcd	4,347.0
Producción de gas seco	MMpcd	3,692
Producción de gas licuado	Mbd	185.4
Producción de etano	Mbd	120.6
Producción de gasolinas (naftas)	Mbd	81.7
Producción de gas seco por unidad procesada	MMpcd/MMpcd de carga	0.85
Producción de gas licuado por unidad procesada	Bd/MMpcd de carga	42.7
Producción de etano por unidad procesada	Bd/MMpcd de carga	27.7
Producción de gasolinas por unidad procesada	Bd/MMpcd de carga	18.8

## Indicadores Insuficientes

### ❖ Índice de frecuencia de accidentes

Este indicador se ubicó en 0.17, 0.07 puntos por arriba de la meta 2011 definida por SENER en 0.1, debido a cuatro accidentes ocurridos durante 2011 los cuales se describen a continuación:

1. En el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, con fecha 18 de enero de 2011, al realizar cambio de un tramo de cable dañado del alumbrado, el trabajador entra en contacto con un cable energizado a 277 Volts. Accidente por contacto con corriente eléctrica. Alta médica el 6 de marzo de 2011.
2. En el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex con fecha 28 de febrero de 2011, al realizar trabajos a diferente nivel en los deshidratadores, del nivel superior, cae una llave a nivel de piso; el trabajador que eliminaba fuga de gas en la válvula XV-024 de entrada al deshidratador DA-2111B, al escuchar el ruido se levanta abruptamente y se golpea la cabeza con la válvula. Alta médica el 8 de abril de 2011.

3. En el Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos con fecha 7 de abril de 2011, al remover residuos de lodo con una varilla para detectar tubo roto, salió agua amoniacal y vapores de amoniaco que incidieron en la parte izquierda de la cara del trabajador. Alta médica el 25 de abril de 2011. Accidente por inhalación de vapores tóxicos de amoniaco.
4. En el Sector de Ductos Minatitlán-Coordiación Petroquímicos con fecha 16 de junio de 2011, al realizar trabajos de excavación con maquinaria e ingresar personal con herramienta manual para localizar el Propileno ducto de 6" D.N. se derrumba la parte media de una de las paredes, sepultando a 2 trabajadores.

No obstante que el índice de frecuencia obtenido a diciembre de 0.17 se encuentra dentro de los valores históricos aceptables, PGPB continúa realizando esfuerzos encaminados a disminuir la frecuencia de accidente, con el propósito de recuperar los niveles de excelencia en SSPA.

Se está trabajando en el Plan de reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) y en los talleres de aplicación de herramientas.

Durante 2011 las Líneas de Negocio en coordinación con ASIPA, desarrollaron y cumplieron el Programa para revertir la accidentalidad laboral con las siguientes iniciativas:

- Proyecto de Reforzamiento del Sistema PEMEX-SSPA.
- Proyecto de Diagnostico, Análisis de Riesgos y Consecuencias e Integridad Mecánica del LPG ducto en zonas pobladas.
- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de Reforzamiento a la gestión de permisos para trabajo con riesgo.
- Talleres de Reforzamiento en herramientas preventivas de PEMEX-SSPA.
- Supervisión permanente de trabajos con riesgo.
- Aplicación de herramientas preventivas de SSPA.
- Campañas de seguridad eléctrica y en talleres.
- Difusión de los Análisis Causa Raíz.

#### ❖ **Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames**

Este indicador alcanzó un valor a diciembre de 0.4 MM\$/Mes, por arriba del límite establecido por SENER en <0.1 MM\$/mes. El valor del indicador se encuentra integrado por cuatro eventos relevantes, que sumados y divididos entre los doce meses del año resultan en un valor promedio de 0.4 MM\$/Mes.

1. La pérdida de 7.8 MMpc de gas en el mes de enero de 2011, derivada de la fuga por fractura de soldadura presentada en el km 283+750 del gasoducto de 16", tramo El Dorado-Chávez, ocurrida el día 26. El importe del evento fue de 0.4 MM\$ evaluado con un precio de referencia de 56 \$/Mpc, corresponde al precio interorganismos de gas residual zona norte, base firme mensual, para enero de 2011.
2. La pérdida de 2.1 MMpc de gas en el mes de junio de 2011, derivada de un golpe de maquinaria, ocurrida el día 18 en el km 5+350 del gasoducto de 6", tramo Mezquital-San Rafael, en el Mpio. de Guadalupe, Nuevo León. El importe del evento del evento fue de 0.1 MM\$ evaluado con un precio de referencia de 50.9 \$/Mpc y corresponde al precio interorganismos de gas residual zona Golfo base firme mensual, para junio de 2011.
3. La pérdida de 0.494 MMpc en el mes de julio de 2011, por fuga de gas natural en Gasoducto de 16" tramo rio cazones-CPG Poza Rica-Cobos. El importe del evento fue de 0.024 MM\$ evaluado con un precio de referencia de 51 \$/Mpc, corresponde al precio interorganismos de gas residual zona de Poza Rica para julio de 2011.
4. La pérdida de 108 MMpc en el mes de noviembre de 2011, por fuga de gas natural en el Gasoducto de 36" Estación No. 19 – EC Los Ramones, tramo estación Culebra-Rio San Juan en Reynosa. El importe del evento fue de 4.3 MM\$ evaluado con un precio de referencia de 41 \$/Mpc promedio noviembre de 2011, para ventas de primera mano.

Cabe mencionar que, si bien la edad promedio de los ductos de PGPB es superior a los 30 años. El mantenimiento proporcionado ha permitido que el servicio de transporte por ductos se realice en condiciones seguras, dentro de las normas aplicables.

A continuación se muestra el programa de mantenimiento y certificación de ductos para 2011 y años subsecuentes con el cual se trabaja para la certificación de la integridad y confiabilidad de los ductos del SNG.

## Certificación en mantenimiento de ductos

- **Objetivo:** Lograr en el 2012 la certificación de la integridad de 8,874 km de ductos .
- **Descripción:** Mantenimiento integral que consiste en Inspección, Rehabilitación y Certificación.



Con este programa Pemex-Gas y Petroquímica Básica tiene como propósito asegurar la operación de 12,237 kilómetros de ductos, los cuales se emplean para el transporte de gas natural, gas LP, petroquímicos básicos y secundarios.

Sistema de transporte por ducto:

	Longitud (Km)
Gas natural	8,818
Gas licuado	1,592
Petroquímicos básicos	1,297
Petroquímicos secundarios	490
Subtotal (SND)	12,197
Otros (acueducto)	40
<b>Total</b>	<b>12,237</b>

La estrategia para cumplir con este propósito es mediante el mantenimiento integral y certificación de 8,874 kilómetros de ductos para el año 2013. En este sentido, se cuenta con el programa de mantenimiento integral y certificación de ductos 2011 - 2013.

Actualmente se cuenta con 910 kilómetros con certificados vigentes.

### ❖ Costo promedio diario de transporte de gas seco

Para el período enero-noviembre de 2011, el costo de transporte diario de gas seco se ubicó en 0.189 \$/MMpc-km, equivalente a una desviación de 15.2 % por arriba de los 0.164 \$/MMpc-km establecidos en la meta POT I. Lo anterior debido a:

- Los gastos reales fueron superiores en 13.7% respecto a lo considerado en el estimado.
- El volumen real en este periodo (4,656 MMpcd), fue inferior en un 1.4% al estimado en el POT I del 2011 (4,722 MMpcd).

Nota: El análisis incluye los valores del indicador para el período enero–noviembre de 2011, toda vez que no se cuenta con los estados financieros y cifras operativas correspondientes a diciembre.

### ❖ Costo de mano de obra en CPG y costo de operación por CPG

Estos indicadores dependen tanto de la oferta de materia prima de PEP (gas húmedo y condensado) como de los costos de mano de obra. Para el periodo enero –diciembre 2011, el costo de mano de obra se ubicó 6.65% sobre lo ejercido en 2010. Sin embargo, el incremento en la energía producida fue de solamente 2.08%.

En la evaluación el costo de mano de obra alcanzó un valor de 2.31 \$/MMBtue al cuarto trimestre de 2011, 0.09 \$/MMBtue por arriba del valor obtenido en 2010 (2.2 \$/MMBtue). El cálculo del indicador es el cociente entre los costos de mano de obra de CPG en pesos corrientes (incluyen salarios y prestaciones de los trabajadores) y el volumen de los productos (gas seco, etano, gas licuado y gasolinas) en términos de energía (MMBtue).

El indicador costo de operación por CPG se ubicó en 2,201 \$/MMpc, cifra superior en 201 \$/MMpc al límite superior establecido por SENER de 2,000 \$/MMpc, pero muy similar a lo esperado en el POT I de 2,216 MMpc.

**Pemex Gas y Petroquímica Básica**  
**Gerencia de Recursos Financieros**

<b>Costo de Mano de Obra (CPG's)/MMbtue</b>				
<small>(Cifras en pesos)</small>				
<b>REGLON DEL GASTO</b>		<b>Ene-Dic 2010</b>	<b>Ene-Dic 2011</b>	<b>Variación</b>
201	Sueldos y salarios	2,390,882,835	2,462,799,919	
224	Seguro interno del personal	0	0	
225	Indemnizaciones al personal	37,216,426	37,468,480	
234	Gastos de previsión social pagados al personal	1,001,937,247	1,102,734,967	
239	Incentivos y compensaciones	448,994,960	514,276,262	
241	Honorarios asimilados de operación	0	0	
242	Impuestos sobre nómina de operación	81,068,792	91,782,275	
243	Pagos a jubilados no incluidos en FOLAPE	1,340,523	0	
<b>Total de Servicios Personales</b>		<b>3,961,440,781</b>	<b>4,209,061,903</b>	<b>6.25 %</b>
<b>Energía Producida(MMBtue)</b>		<b>4,895,196.32</b>	<b>4,997,227.48</b>	<b>2.08 %</b>
<b>Costo de Mano de obra/MMBtue</b>		<b>2.22</b>	<b>2.31</b>	<b>0.09</b>

Nota:Información preliminar Gerencia de Recursos Financieros/BDI

Para el periodo enero-diciembre de 2011 los costos de mano de obra se incrementaron 6.25% con respecto al mismo periodo de 2010, básicamente en los renglones del gasto 221, 225, 234, 239 y 242 debido a lo siguiente:

- En el renglón 201, el incremento fue debido al aumento salarial por la Revisión Contractual del 4.75%.
- En el renglón 225, el incremento principalmente se debió al pago de “Indemnizaciones de insalubre por laudos a diversos trabajadores”, principalmente en el CPG Nuevo Pemex.
- En el renglón 234, el incremento se debió principalmente por el pago de “Bonificación de Gasolina” por \$38.5 millones de pesos y pago “Rendimientos a los trabajadores de acuerdo a la Cláusula 48” por \$73.1 millones de pesos.
- En el renglón 239, el aumento se debió principalmente al pago de la prestación “Compensación Planta Confianza Puesto Extraordinario” por \$58.1 millones de pesos, pago “Desempeño Planta Confianza Puesto Base” por \$13.9 millones de pesos y pago de “7% por Productividad Planta Sindicalizado” por \$7.4 millones de pesos.
- En el renglón 242, se debió a la Provisión del Impuesto sobre nómina mayor al ejercicio anterior por \$12.7 millones de pesos.

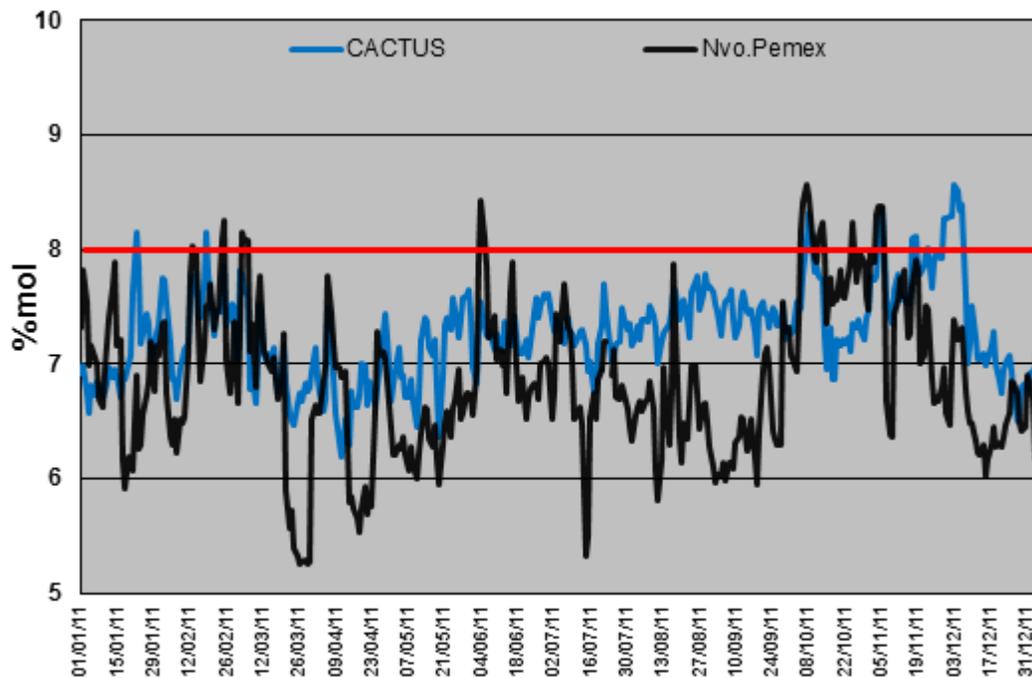
Por el lado de la energía producida y con el objetivo de aumentar el nivel de la producción respectiva, PGPB continuará haciendo las gestiones con Pemex Exploración, para que incremente su oferta de gas húmedo entregado en el sureste y mejore la calidad del gas reduciendo el contenido de nitrógeno.

❖ **Inyección de gas natural de CPG fuera de norma en nitrógeno al SNG y días de inyección de gas natural de CPG fuera de norma en nitrógeno al SNG**

**Acciones correctivas para el control de Nitrógeno en el gas natural:**

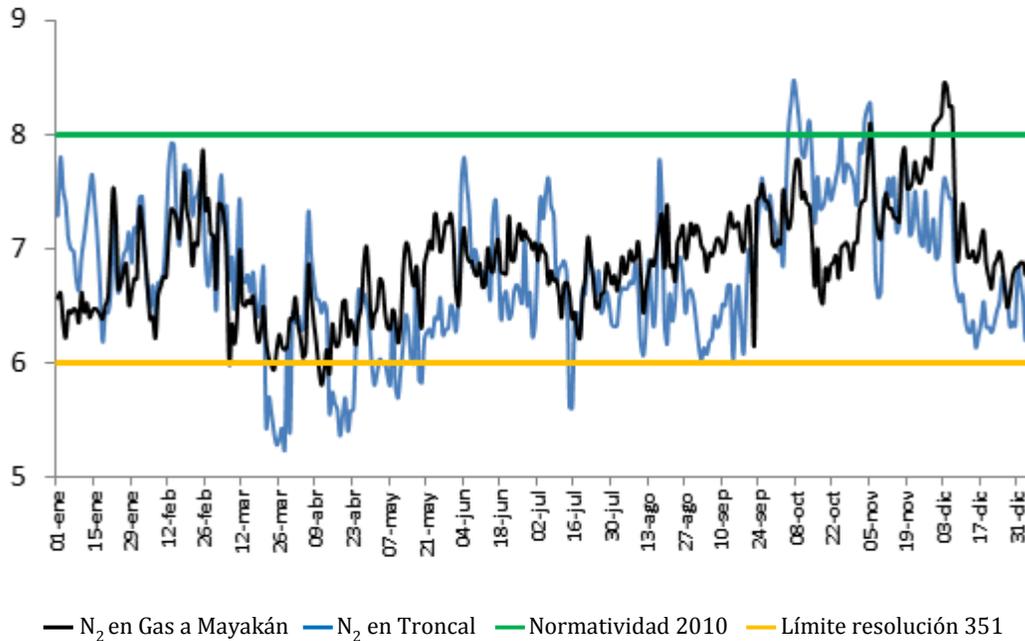
Respecto al indicador “Días de inyección de gas natural de CPG’s fuera de Norma en nitrógeno al SNG” durante el 2011, cabe señalar que en el CPG Cactus se presentaron 18 eventos que sobrepasaron el nivel de la Norma establecida. Por su parte en el CPG Nvo. Pemex, se presentaron 17 eventos por arriba de la Norma durante el mismo periodo.

La gráfica siguiente muestra el contenido de nitrógeno de las inyecciones de los CPGs Cactus y Nuevo Pemex al Sistema Nacional de Gas (SNG).



En el último trimestre del año se observaron 9 días fuera de especificación en el gasoducto troncal y 8 días en el gasoducto 30” Cd. Pemex-México (GCPM), derivado de la salida de operación de la segregación de corrientes en Atasta y de los movimientos operativos en pozos de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, los cuales fueron corregidos en diciembre de 2011.

## Calidad del gas seco a clientes:



Por otra parte, PEP y PGPB en coordinación con la Dirección Corporativa de Operaciones continúan trabajando en la implementación de acciones encaminadas a reducir el contenido de nitrógeno.

La siguiente tabla muestra el avance de las acciones y obras principales, así como las fechas de inicio de operaciones y su contribución a la mejora de la calidad del gas seco.

### Acciones para mejorar la calidad del gas seco:

Acciones	Responsable	Descripción de Avance
Procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas de proceso	PEP-PGPB/DCO	Este procedimiento permitió mantener dentro de Norma el contenido de inertes a ductos y disminuir la variabilidad del mismo, acotando los límites máximos de composición en nitrógeno a 6.5% en el gas amargo entregado por las Regiones Marinas y la Región Sur a las plantas de PGPB.  Para enero se programó la revisión y actualización del procedimiento, para ampliar su alcance y contemplar la entrada en vigor de los transitorios de la Norma NOM-001-SECRE-2010.
Segregación de corrientes de gas amargo en el centro de	PEP	La segregación de corrientes de gas consiste en enviar el gas amargo proveniente de la Región Marina Noreste, con mayor contenido de nitrógeno al CPG Cd. Pemex maximizando el uso de la planta recuperadora de nitrógeno (NRU), en tanto el gas

distribución de gas marino (Atasta)		<p>amargo con menor contenido de nitrógeno de la Región Marina Suroeste, se deriva para su proceso al CPG Nuevo Pemex.</p> <p>Esta obra inició a operar en enero del 2011; sin embargo, permaneció fuera de operación del 5 de octubre al 26 de diciembre por mantenimiento correctivo del módulo 5 de Atasta, a pesar de lo anterior, se realizaron ajustes en las corrientes de los campos Ku, RMSO y Samaría-Cactus, para afectar lo menos posible la calidad del gas a plantas.</p>
Modificación a planta criogénica II CPG Ciudad Pemex	PGPB	<p>La modificación a la planta criogénica II del CPG Ciudad Pemex permite aprovechar al máximo la capacidad instalada de la NRU.</p> <p>La Fase I es el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle de la rehabilitación de tres derivaciones (bypasses) que permitirá incrementar el recibo de nitrógeno en el gas amargo del 12 al 17.5 % vol. Para el periodo de reporte esta fase presenta un avance físico de 100%.</p> <p>En septiembre de 2011 se adjudicó el contrato de obra para la realización de la Fase II.</p> <p>Las modificaciones se realizaron del 6 al 25 de diciembre de 2011, con resultado favorable, ya que se realizó en forma exitosa la Prueba de Comportamiento. La planta quedó operando a máxima carga a partir del 26 de diciembre.</p>
Reinyección de gas amargo con nitrógeno en Campo Jujo	PEP	<p>En la Región Sur se mantiene la política de control de producción de pozos con alto contenido de nitrógeno.</p> <p>Al cierre del mes de diciembre en el Activo Bellota-Jujo, solamente se inyectaron en promedio 9 MMpcd de N2 por la adecuación del paquete de regulación del gas combustible, así como una reinyección promedio de 38 MMpcd de gas húmedo amargo con alto contenido de N2.</p> <p>Con respecto al Activo Samaria-Luna, la inyección promedio de N2 en diciembre alcanzó 181 MMpcd, en tanto que la reinyección de gas húmedo amargo con alto contenido de N2 fue de 47 MMpcd en Oxicaque y 48 MMpcd en Íride.</p> <p>Al cierre del cuarto trimestre de 2011, se realizaron las siguientes acciones al activo de producción Samaria-Luna:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El 5 de diciembre de 2011 se cerró el Pozo Íride 1166; lo cual impactó la producción de 12 MMpcd y un contenido de nitrógeno de 7 MMpcd.</li> </ul>
Construcción de planta	PEP	<p>Continúan las reuniones de aclaraciones del proceso de licitación, para la planta de Cunduacán. La</p>

recuperadora de nitrógeno en la Región Sur		<p>próxima reunión se programó para el 23 de febrero del 2012. La capacidad actual documentada de acondicionamiento para la planta NRU de Cunduacán es de 125 MMpcd.</p> <p>Continúa pendiente la fecha de publicación de las bases técnicas para la licitación de la planta NRU de Jujo. La capacidad actual de acondicionamiento propuesta para esta planta es de 150 MMpcd.</p>
--	--	--

## Indicadores aceptables o sobresalientes

En esta sección se incluyen los detalles de los principales indicadores que explican los resultados logrados:

### ❖ Recuperación de propano en CPG

Este indicador se ubicó al cuarto trimestre de 2011 en un nivel de 96.6%, dentro del rango de la meta establecida por SENER (96.0 - 97.4), 0.6 puntos porcentuales por arriba del valor mínimo de la meta. Para continuar manteniendo la recuperación de propano dentro del rango de eficiencia recomendado, PGPB ha programado para 2012 el mantenimiento de seis plantas criogénicas y 8 endulzadoras de gas.

### ❖ Costo promedio diario de transporte de gas LP<sup>1</sup>

Para el período enero-noviembre de 2011, este indicador calificó como aceptable, el valor se ubicó en 3.221 \$/Mb-Km, equivalente a una desviación de 0.2 puntos por arriba de la meta mínima 3.0 \$/Mb-Km establecidos por SENER. La tabla siguiente muestra el desglose del volumen transportado.

#### Volumen de Gas LP Transportado

Gas Licuado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	2011
Volumen de Gas LP Transportado ( Mbd)	203	180	183	168	170	171	185	178	187	180	194	182

Nota: 1.-Información operativa preliminar, se actualizó el valor de noviembre .  
Subgerencia de Control de Flujos.

1\ El análisis incluye los valores del indicador para el período enero – noviembre de 2011, toda vez que no se cuenta con los estados financieros y cifras operativas correspondientes a diciembre.

### ❖ Autoconsumos de gas

El valor de autoconsumo reportado al cuarto trimestre de 2011 cerró en 5.36% dentro del rango de meta establecido por SENER (5.0-5.6).

Lo anterior, debido a que en la evaluación del autoconsumo de gas a proceso actual, por acuerdo con la SENER, no se considera los siguientes consumos:

a) Consumo de gas en planta NRU en Ciudad Pemex.

b) Consumo en generación eléctrica de porteo.

c) Compresión de nitrógeno.

En el cálculo actual, solo se considera el consumo de gas en las plantas de proceso, ya no considera el consumo de gas en otros servicios como porteo y compresión de nitrógeno.

### Consumos periodo enero-diciembre 2011

Volúmenes considerados en autoconsumo, energía de porteo y compresión.

Consumos	Autoconsumos de gas
	MMBtud
Proceso*	232,217.5
Porteo de Energía	10,322.8
Compresión de nitrógeno	2,958.6
Total	245,498.8

\*Consumo considerado en el cálculo del indicador

### ❖ Avance financiero en la construcción de la planta criogénica de Poza Rica

Al mes de diciembre de 2011, la construcción de la planta criogénica de Poza Rica de 200 MMpcd, presenta un avance físico del 85% y 85.5 % de avance financiero.

Avance del Proyecto(%) 4to Trimestre 2011			
Físico		Financiero	
Prog	Real	Prog	Real
88.3	85	88.4	85.5

Desglose de cálculo:

#### Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa

##### Avance financiero planta criogénica CPG Poza Rica

Reporte de Indicadores a SENER

Acciones	Inversión	Unidades	2009 <sup>1</sup>	2010 <sup>1</sup>	2011				Total 2011	2012	Costo Total <sup>4</sup>
					1er Trim Ene-mar	2do Trim Abr-jun	3er Trim Agt-Sep	4to Trim Oct-dic			
Desarrollar el proyecto de ampliación del CPG Poza	Avance financiero programado	%	16	60	64	71	76.9	88.4	88.4		
	Monto financiero programado <sup>2</sup>	MM\$	697	1,838	171	328	238	494	1,231	492	
	Programado acumulado	MM\$	697	2,535	2,706	3,034	3,272	3,766	3,766	4,258	4,258
	Avance financiero real	%	16	60	64	71.3	76.8	85.5	85.5		
	Ejercicio <sup>3</sup>	MM\$	697	1,838	171	328	238	366	3,638		4,258
	Ejercicio acumulado	MM\$	697	2,535	2,706	3,034	3,272	3,638	3,638		

Nota: 1.- Los montos se actualizan a pesos 2011 y corresponden el cierre de Cuenta Pública de cada año

2.- Fuente: 2011 Adecuado IV ver. C del PEF.

3.- Fuente: Ejercicio 2011 al cierre de diciembre de acuerdo al segundo corte para informe del cuarto trimestre

4.- Costo total autorizado por la SHCP a pesos 2011

### **3.D. Pemex Petroquímica**

#### **Avance en la ejecución de las acciones del PEO**

➤ **Implantación de la metodología FEL de IPA para la evaluación de proyectos estratégicos**

En el 2011 se han presentado al Grupo de Trabajo de Inversiones (GTI) varios proyectos estratégicos para su validación en las diferentes etapas FEL; en el mes de noviembre se presentó al Subgrupo de Trabajo de Inversión de Petróleos Mexicanos para su información los proyectos: Planta de Elaboración de 1-Buteno en el C.P. Morelos e Implementación de Sistemas de Cogeneración en el C.P. Cosoleacaque.

Actualmente en la cartera de inversión de PPQ se tiene en ejecución el proyecto estratégico “Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I, en el CPQ Cangrejera (paquete 1)”, contrato que se formalizó con la compañía CCR Platforming Cangrejera, S. A. de C. V. Actualmente se encuentra en la etapa de construcción.

A este proyecto se le da seguimiento en forma periódica y el personal de la Subdirección de Planeación emite reportes mensualmente para las diferentes áreas del Organismo con el seguimiento a su programa de ejecución; asimismo a través del seguimiento financiero se lleva el control de las erogaciones del proyecto.

En el contrato mixto de obra pública No. POPL01509P, para el desarrollo de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Paquete 1 IPC-1 Unidad de Proceso CCR Platforming, presentó un retraso con algunos eventos programados en la procura (refacciones), atrasos menores en actividades en la ejecución de la obra (construcción) y atraso en la llegada a sitio del catalizador para la planta CCR. Por lo anterior, 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.

➤ **Productividad del personal**

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, se observa un decremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la aplicación de las medidas de austeridad, así como de la desocupación de plazas de la estructura.

Continúa pendiente la cancelación de plazas definitivas sindicalizadas asignadas a plantas fuera de operación; hasta en tanto se concluyan las negociaciones con el STPRM para la concertación de los convenios administrativos sindicales correspondientes, que le permitan a la Entidad optimizar su plantilla laboral.

## ➤ Mejora tecnológica

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, desde el año 2003, permite analizar el desempeño y la eficiencia operativa en función del consumo de materias primas y energía por cada tonelada de producto elaborada.

En este sentido, estos indicadores miden y comparan por cada tonelada de producto elaborada, el consumo óptimo de todas las materias primas y cada uno de los energéticos que requiere cada planta de proceso, denominado “estándar”, contra el consumo real de materias primas y energía que se emplearon para producir una tonelada. Se expresan en pesos por tonelada para poder dimensionar y comparar el beneficio que se obtiene en las diferentes plantas de proceso al aplicar diversas estrategias como son la disciplina operativa, control y ajustes al proceso de producción para disminuir la variabilidad, que conlleven a una menor utilización de materias primas y energía por cada tonelada producida.

Por ser indicadores de eficiencia operativa, se orientan a determinar el impacto de las variaciones en consumos, y con esa información es posible identificar las mayores diferencias en consumos en una misma planta de proceso, con lo cual se pueden detectar áreas de oportunidad para mejorar el desempeño de dicha instalación.

El uso de los Estándares de Consumo de Materia Prima y Energía, ha permitido mantener un estricto control operativo, lo cual propicia que las operaciones se orienten hacia la mejor práctica alcanzada por la propia 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 tercer trimestre del 2011, lo que generó un ahorro en los costos de producción contra los estándares establecidos equivalente a 252 MM\$, principalmente en la planta de estireno del Complejo Petroquímico Cangrejera y las plantas de etileno y derivados de los Complejos Cangrejera y Morelos.

Al cierre del cuarto trimestre del 2011, las plantas que presentan un área de oportunidad en el indicador de Consumo de Energía, son las 2 instalaciones de amoniaco, cuyo programa de cambio de catalizadores se detalla en las causas de desviación del indicador del factor de insumo gas natural-amoniaco.

Pemex Petroquímica ha identificado que existen diversas metodologías al interior de este organismo las cuales arrojan diversos valores para este indicador. En tal virtud, se ha solicitado a la SENER en su carácter de órgano rector estandarizar la forma de cálculo para que se cuente con una sola metodología. Se sabe que la principal fuente de diferencias es la producción que se considera y que corresponde al denominador en el cálculo del indicador. En concreto, la Subdirección de Operaciones solicita que el dato de producción a considerar sea emitido por una base de datos institucional de producción y que específicamente se tome en cuenta la producción del producto principal.

## ➤ Cadena de valor

La producción total fue de 8 millones 155 mil toneladas, cantidad inferior en 12% a la meta establecida.

Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos. Los detalles se explican a continuación:

### **Derivados del Metano**

La cadena de derivados del metano resultó superior en 4% respecto a lo programado, como consecuencia del buen desempeño de las plantas de amoníaco y metanol.

### **Derivados del Etano**

La cadena del etano muestra un resultado deficitario en 12%, debido principalmente a que, adicionalmente a los problemas con el abasto de etano de septiembre, se tuvieron problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

### **Aromáticos y Derivados**

El volumen de gasolinas, elaborado en este período, ha estado influido por la decisión de negocio de disminuir la producción de componentes para gasolina con el propósito de mejorar los resultados económicos de la cadena, ante el incremento en los precios de la materia prima y los bajos precios de la gasolina base octano y de los hidrocarburos de alto octano, que elaboramos para Pemex Refinación. Por lo anterior, al concluir el presente año, la producción de la cadena de aromáticos y derivados en su conjunto, cerró con resultados deficitarios de 30% en relación al programa.

### **Propileno y Derivados**

Esta cadena muestra un resultado inferior en 38% respecto a la meta, debido a que, por altos inventarios y a solicitud del cliente, la planta de acrilonitrilo estuvo fuera de operación durante junio y, posteriormente, un paro de 86 días, del 15 de septiembre al 9 de diciembre.

### **Petrolíferos**

La producción de petrolíferos se situó 12% por debajo del programa, como resultado de la decisión de negocio adoptada para la producción de gasolinas.

## ➤ **Gestión Operativa**

Durante el periodo enero-diciembre de 2011 Pemex Petroquímica comercializó en el mercado nacional y en el exterior un volumen de 2,985 Mton, menor en 12% a lo programado. En el mercado interno se comercializó un volumen de 2,824 Mton, volumen menor en 316 mil toneladas con respecto al programa original, y un volumen de 161 Mton en el mercado exterior, volumen menor en 91 mil toneladas (36%) a las programadas. Las ventas nacionales se vieron afectadas primordialmente por la menor demanda de los polietilenos de baja y alta densidad, además de la falta de disponibilidad de ácido muriático para venta por problemas operativos. Asimismo, en el mercado exterior, se tuvieron menores exportaciones de benceno, tolueno y mezclas de xilenos y no se contó con etileno suficiente para realizar las exportaciones debido a fallas operativas de la planta de Etileno Pajaritos y su alto consumo por parte de sus derivados.

## ➤ **Desarrollo, implantación y mejora del sistema SSPA en Pemex Petroquímica**

El índice de frecuencia se ubica en 0.68, resultado de 25 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. Asimismo, no se registran accidentes fatales en el periodo, acumulando al mes de diciembre 1,142 días sin accidentes fatales.

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

- Reforzar el Liderazgo.
- Realizar reuniones sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación).
- Designar Promotor de la Seguridad.
- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando.
- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Platicas Motivacionales).
- Reactivar campaña de manos.

Se continúa la implantación del Sistema en el C.P. Cangrejera como unidad piloto, se lleva a cabo la implantación de las 11 líneas de acción concluyendo las 3 primeras en este año.

- 1ª Línea de acción. Organización para la Implantación.
- 2ª Línea de acción. Funciones y Responsabilidades.

- 3ª Línea de acción.- Planeación inicial.

Al cierre del año 2011, se realizaron las siguientes acciones:

- Establecimiento de las reglas de operación del equipo de apoyo para la estrategia de implantación del Sistema PEMEX-SSPA, de acuerdo a la segunda línea de implantación.
- Elaboración de los mapas de proceso por cada elemento de los subsistemas ASP, AST y SAA, para poder establecer los equipos de autoevaluación.
- Selección de las áreas a las cuales se le aplicará la autoevaluación: óxido de etileno, fraccionadora y extractora de aromáticos y etileno.
- Conformación del equipo de autoevaluación y elaboración del plan de capacitación.

## Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Petroquímica

Período: ENERO - DICIEMBRE 2011

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO 2011 (3)	Meta Autorizada PEO ene - dic (4)	Desviación <sup>(1)</sup> (1)vs(4)	Calificación (1) vs (4)
Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs. observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	1, 2 y 7	1	n/a	8	16	10	10	-2%	Aceptable
Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%	1, 2 y 7	1	n/a	2	15	10	10	-8%	Aceptable
Índice de productividad laboral	t/plaza ocupada	3 y 7	2	n/a	620	931	705	705	-12%	Insuficiente
Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ <sup>(1)</sup>	%	4, 7 y 27	3	n/a	2	100	3	3	-1%	Insuficiente
Factor de insumo etileno-polietilenos	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.01	1.02	1.01	1.01	0%	Aceptable
Factor de insumo etano-etileno	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.32	1.30	1.31	1.31	1%	Insuficiente
Factor de insumo gas natural-amoniaco	MMBtu/t	4, 7 y 27	3	n/a	24.73	23.00	22.97	22.97	8%	Insuficiente
Factor de insumo nafta-gasolinas <sup>(2)</sup>	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.59	4.00	1.58	1.58	1%	Insuficiente
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I) <sup>(3)</sup>	%	6, 7 y 27	4	n/a	89	5	95	95	-6%	Insuficiente
Gastos de operación	\$/t	6, 7 y 27	5	n/a	1,018	600	816	816	25%	Insuficiente
Producción de petroquímicos	Mt	6, 7 y 27	3	n/a	8,155	13,500	9,287	9,287	-12%	Insuficiente
Índice de consumo de energía	GJ/ton	4, 7 y 27	3	n/a	13.70	N/A	12.92	12.92	6%	Insuficiente
Producto en especificación / producto entregado	%	27 y 28	6	n/a	98.96	97.00	99.70	99.70	-1%	Insuficiente
Índice de frecuencia de accidentes	índice	5	7	n/a	0.68	1.00	0.29	0.29	131%	Insuficiente
Desempeño ambiental <sup>(4)</sup>	%	5	7	n/a	100	N/A	100	100	0%	Aceptable

**NOTAS:**

(\*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

(1): Para el ejercicio 2011 se cambia la metodología de cálculo, cambia a una medición de ahorro por eficiencia.

(2): Para el ejercicio 2011 se cambia la metodología de cálculo al pasar de BIs/ton a ton/ton.

(3): Para el ejercicio 2011, se cambia la metodología de cálculo al pasar de una medición de desviación a una de cumplimiento.

(4): Este indicador se incorpora sustituyendo al indicador de Emisiones de Sox

## **Causas principales de las desviaciones y acciones correctivas**

### **❖ Índice de Productividad Laboral**

#### **Causas de la desviación:**

Al cierre del cuarto trimestre de 2011, se observa un decremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la aplicación de las medidas de austeridad, así como de la desocupación de plazas de la estructura. Sin embargo, la disminución de la producción derivada de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos, así como a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos, llevaron a este indicador a no alcanzar la meta establecida.

#### **Acciones correctivas o de mejora:**

Se continúan las negociaciones con el STPRM para la concertación de los convenios administrativos sindicales que le permita a la Entidad optimizar su plantilla laboral. Adicionalmente, Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

### **❖ Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ**

#### **Causas de la desviación:**

El resultado acumulado muestra un ahorro del 2% contra los estándares comprometidos; sin embargo, se tiene una desviación del 1 por ciento con respecto a la meta, debido principalmente a que durante los meses de agosto y septiembre se realizó el mantenimiento general a las plantas de proceso del Complejo Petroquímico Morelos lo que generó un alto consumo de materias primas y energéticos durante las operaciones de arranque y paro de las mismas. Adicionalmente, se presentó una tendencia a la mejora que fue interrumpida después de las reparaciones, debido al arranque de la planta de Cloruro de Vinilo en Pajaritos y la salida de operación de la planta de Amoniaco VII de Cosoleacaque por fallas operativas durante el mes de diciembre.

#### **Acciones correctivas o de mejora:**

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

#### ❖ **Factor de insumo etano – etileno**

##### **Causas de desviación:**

La desviación que existe contra la meta es menor al 1% lo que se considera como una variación aceptable en este tipo de procesos petroquímicos.

##### **Acciones correctivas o de mejora:**

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

#### ❖ **Factor de insumo gas natural – amoniaco**

##### **Causas de desviación:**

En general el indicador se encuentra elevado con relación a la meta, debido por una parte a las reparaciones programadas realizadas en los meses de mayo y junio en la planta VI y julio y agosto en la planta VII, además de los catalizadores agotados del metanador y del mutador de alta temperatura para la planta VII, los cuales se cambiaron durante la reparación programada, la cual incluyó también el cambio del aislamiento frío de dicha instalación. Con estas acciones el indicador presentaba una tendencia consistente a la mejora durante el segundo semestre del año; sin embargo, debido a que por control de inventarios de amoniaco, en este cuarto trimestre se sacó de operación una planta de Amoniaco durante 42 días, del 16 de noviembre al 27 de diciembre, se elevó de nueva cuenta el indicador. Se espera que con el cambio de los catalizadores de la planta VI durante el 2012 se restablezcan las condiciones necesarias para operar dentro de los valores de la meta.

##### **Acciones correctivas o de mejora:**

Con respecto a la planta VI se encuentran programados los cambios de los catalizadores de síntesis, reformador primario secundario durante la reparación programada en mayo de 2012.

#### ❖ **Factor de insumo nafta – gasolinas**

##### **Causas de desviación:**

A partir de diciembre de 2010, y durante todo el año 2011, los precios de la materia prima del tren de aromáticos, nafta importada, se incrementaron, llegando a alcanzar en junio de 2011 un 150 por ciento respecto al promedio del 2010. Para el año 2011, se alcanzaron precios promedio 33.9 por ciento más altos que el promedio del 2010.

Durante el lapso antes mencionado, los precios de los productos aromáticos y de los petrolíferos, no se incrementaron en la misma escala, generando un impacto sustancial en los resultados económicos del tren de aromáticos.

#### Acciones correctivas o de mejora:

Se tomó la decisión de negocio de disminuir la producción de componentes para gasolina con el propósito de mejorar los resultados económicos de la cadena, ante el incremento en los precios de la materia prima y los bajos precios de la gasolina base octano y de los hidrocarburos de alto octano.

Con base en lo anterior, la operación del tren de aromáticos durante el año 2011 se realizó de forma discontinua, teniendo en este periodo ocho salidas de operación, con lo cual se redujo la producción de aromáticos y petrolíferos a los niveles mínimos requeridos para atender los compromisos contractuales con nuestros clientes.

#### ❖ Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)

##### Causas de desviación:

La producción total fue inferior en 11% con respecto al POT I. Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos, así como a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

Elaboración de productos por cadena. (miles de toneladas)

Producto	Meta POT I	2011	Variación	
			Volumen	%
<b>Total</b>	9,200	8,155	-1,045	-11%
Cadena del metano	2,271	2,306	36	2%
Cadena del etano	3,134	2,750	-384	-12%
Cadena de aromáticos	1,210	923	-287	-24%
Cadena de propileno	86	62	-24	-28%
Otros productos	1,990	1,662	-328	-16%
Petrolíferos	509	451	-58	-11%

#### Acciones correctivas o de mejora:

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

## ❖ Gastos de operación de petroquímicos

### Causas de desviación:

El gasto de operación se incrementó un 8% con relación a lo programado debido por una parte, al incremento en el rubro de conservación y mantenimiento por las reparaciones de los complejos Morelos, Cosoleacaque y Pajaritos, y por otra a la disminución del 12% en el volumen de producción programada en el POA.

### Acciones correctivas o de mejora:

Se mantienen los controles operativos y financieros para incrementar la eficiencia operativa a las plantas productivas.

## ❖ Producción de petroquímicos

### Causas de desviación:

La producción total fue inferior en 12% con respecto al POA. Esta disminución es consecuencia principalmente de la decisión de negocio de reducir la producción de componentes para gasolina con el objetivo de mejorar los resultados económicos, así como a los problemas con el abasto de etano de septiembre y octubre, y problemas de ensuciamiento del sistema de refrigeración de la planta de cloruro de vinilo en Pajaritos.

Elaboración de productos por cadena. (miles de toneladas)

Producto	Meta POA	2011	Variación	
			Volumen	%
<b>Total</b>	9,287	8,155	-1,131	-12%
Cadena del metano	2,210	2,306	96	4%
Cadena del etano	3,130	2,750	-379	-12%
Cadena de aromáticos	1,324	923	-401	-30%
Cadena de propileno	99	62	-37	-38%
Otros productos	2,010	1,662	-348	-17%
Petrolíferos	514	451	-63	-12%

### Acciones correctivas o de mejora:

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

#### ❖ Índice de consumo de energía

##### **Causas de desviación:**

El alto consumo de energía necesario para realizar las operaciones de arranque y paro de las plantas de proceso generó que el índice de consumo de energía se ubicara por encima de la meta durante los meses de junio a noviembre derivado de las reparaciones anuales de las plantas de los complejos petroquímicos Cosoleacaque, Morelos y Pajaritos respectivamente, adicionalmente la salida de operación, por control de inventarios, de una planta de amoniaco en Cosoleacaque propiciaron que el indicador estuviera por encima de lo esperado.

##### **Acciones correctivas o de mejora:**

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas. Particularmente para la planta de amoniaco VI se están realizando acciones para reducir su consumo de energía las cuales se especifican en el apartado de factor de insumo gas natural – amoniaco.

#### ❖ Producto en especificación / producto entregado

##### **Causas de desviación:**

El indicador presenta una variación de un punto porcentual con relación a la meta, derivado principalmente de la producción fuera de especificación en Cloruro de Vinilo a mediados del año 2011.

##### **Acciones correctivas o de mejora:**

Se intervinieron los cambiadores agotados de la planta derivados clorados III en pajaritos, obteniendo como resultado una mejora e incluso el cumplimiento de 100% en los meses de agosto, septiembre y noviembre para el indicador de producto en especificación.

#### ❖ Índice de frecuencia

##### **Causas de desviación:**

El índice de frecuencia se ubica en 0.68, resultado de 25 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. Asimismo, no se registran accidentes fatales en el periodo, acumulando al mes de diciembre 1,142 días sin accidentes fatales.

##### **Acciones correctivas o de mejora:**

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

- Reforzar el Liderazgo.
- Reuniones sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación).
- Designar Promotor de la Seguridad.
- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando.
- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Platicas Motivacionales).
- Reactivar campaña de manos.

### **3.E. Petróleos Mexicanos**

#### **Avance en la ejecución de las acciones del PEO**

Petróleos Mexicanos desarrolla las actividades de soporte que les permite a los Organismos Subsidiarios operar y perseguir sus objetivos estratégicos. Algunas de estas actividades tienen carácter normativo en el sentido que su finalidad es establecer lineamientos para la operación de los Organismos, otras tienen carácter de coordinación, y algunas más son operaciones orientadas a brindar servicios a los Organismos.

En el contexto de la eficiencia operativa, Petróleos Mexicanos puede tomar acciones que promuevan la eficiencia en los Organismos Subsidiarios, como mejorar los instrumentos para la planeación, seguimiento y evaluación, o bien acciones que contribuyan a incrementar la eficiencia con la que realiza sus propias operaciones, como la gestión de servicios médicos y la administración de pasivos.

Estas acciones tendrán un impacto en los resultados de Pemex, directo o indirecto dependiendo del aspecto (normatividad, coordinación u operación) del trabajo corporativo que estén abordando.

#### **Instrumentos para la planeación, seguimiento y evaluación**

##### **➤ 1. Establecer las bases para la planeación estratégica en Petróleos Mexicanos**

El establecimiento de las bases para la planeación estratégica en Petróleos Mexicanos, será formalizado a través de un documento bajo la figura de Manual, conforme a lo acordado por el Cuerpo de Gobierno de Dirección del Negocio, que forma parte del Sistema de Gestión por Procesos que ha venido implantando Petróleos Mexicanos. Dicho documento se ha concluido con los comentarios recibidos en el Cuerpo de Gobierno y se encuentra actualmente en el trámite de autorización. Con base en lo anterior, el proyecto se da por concluido.

Avance: 100%.

##### **➤ 2. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos**

Al corte del cuarto trimestre de 2011, se han llevado a cabo procesos de validación de entregables de distintas fases FEL a 20 proyectos de PEMEX y Organismos Subsidiarios, y se han acreditado doce de esos proyectos para distintas fases FEL, ante el Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) o el Subgrupo de Trabajo de Inversión (SGTI), según corresponde.

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>	<b>% de Avance</b>
1. Establecer las bases para la planeación estratégica en Petróleos Mexicanos	29	100 %
2. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos	29	46.2% de la segunda etapa de implementación

### ➤ **Gestión de Servicios Médicos**

Con relación al seguimiento, de los resultados observados en los indicadores de la atención médica asistencial, contenidos en el Programa de Eficiencia Operativa, se observa lo siguiente, durante el cuarto trimestre de 2011:

#### ❖ **Esperanza de Vida**

Se mantiene la prioridad de fortalecer y mejorar los proyectos y programas de prevención médica, a fin de mejorar el cuidado de la salud de la población derechohabiente que impacta sobretodo en la esperanza de vida de los trabajadores y sus familiares, la cual es mayor a la de la población general en casi cuatro años manteniéndose en 80.1 años.

#### ❖ **Tiempo de Espera en Primer Nivel**

El resultado obtenido en el cuarto trimestre es sobresaliente al llegar a 13 minutos.

#### ❖ **Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos**

El valor del indicador logrado en el cuarto trimestre fue de 96.9% solo 0.1% inferior a la meta original.

Debe resaltarse que durante el mes de septiembre entró en operación el nuevo esquema de almacenamiento y distribución de medicamentos, con lo que se contribuyó a mejorar sustancialmente el abasto en el último tercio del año.

#### ❖ **Porcentaje de Satisfacción del Cliente**

El resultado para el cuarto trimestre fue del 91% que se considera sobresaliente.

#### ❖ **Mortalidad Materna Directa**

Al cierre del cuarto trimestre en relación a este indicador se registraron dos muertes maternas directas por lo que el indicador quedó en 42.2 por 100,000 nacidos vivos, es decir 0.04 si es por 100 nacidos vivos, 20 puntos por debajo del indicador

nacional que es de 62.8 muertes maternas directas por 100,000 nacidos vivos, esto en gran medida se debe a que se continua con el mejoramiento de la calidad en la atención prenatal, el cumplimiento del estándar institucional de 8 consultas por embarazada (5 a nivel nacional); y un factor adicional lo constituye la implementación de equipo de respuesta inmediata para la atención del embarazo de riesgo (ERI).

## Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

### PEMEX CORPORATIVO (Subdirección de Servicios de Salud)

Periodo: octubre-diciembre 2011

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO oct-dic (3)	Desviación (1)vs(2)	Desviación (1)vs(3)	Calificación (1) vs (3)	
1. Esperanza de Vida	años	31	6	100%	80.11	min ma	80.12	80.11	0%	Nota 3	Aceptable
2. Tiempo de Espera del Primer Nivel	Minutos	31	7	100%	13	mín má	15	14 15.5	-13%	-16%	Sobresaliente
3. Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos	Porcentaje	31	8	100%	96.9	mín má	97.5	97.0 98.0	-0.6%	-1.1%	Sobresaliente
4. Porcentaje de Satisfacción al Cliente *	Porcentaje	31	9	100%	91	mín má	92	91 93	-1%	-2%	Sobresaliente
5. Mortalidad Materna Directa	en 100 nacidos vivos	31	10	100%	0.04	min má	0.01	0.04	0.0%	Nota 4	Aceptable

#### NOTAS:

- En el caso de los indicadores No. 2, 3 y 4, la meta anual no es un resultado "acumulado".
  - Las metas establecidas para "Esperanza de Vida" se califican de la siguiente forma: si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se clasifica como "Deficiente", si se encuentra entre la meta máxima y la mínima se considera como "Aceptable", finalmente, si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se clasifica como "Sobresaliente". En el caso del indicador "Mortalidad Materna Directa" la evaluación se realiza de forma inversa, si éste se encuentra por debajo de la meta mínima se considera como "Sobresaliente", si el indicador se encuentra entre la meta máxima y la mínima se clasifica como "Aceptable" y si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se considera como "Deficiente".
  - El indicador de "Esperanza de Vida" se evalúa anualmente, para el año 2011 este indicador es de 80.11 y se expresa en años, cuatro mas que el indicador nacional para este mismo año.
  - Con respecto al indicador "Mortalidad Materna Directa" al cierre del 4º trimestre se registraron dos muertes maternas directas, por lo que el indicador quedo en 42.2 por 100,000 nacidos vivos, es decir 0.04 si es por 100 nacidos vivos, 20 puntos por debajo del indicador nacional que es de 62.8 muertes maternas directas por 100,000 nacidos vivos.
- \* El indicador número 4 se calcula con base en una encuesta semestral.

## 4. Indicadores y metas

### Pemex Exploración y Producción

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico							
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	Producción de crudo total	Mbd	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,576
1	Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	3,358	3,366	3,309	3,244	3,048	2,754	2,594	2,549
1	Producción de gas total <sup>1/</sup>	MMpcd	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	6,534	6,337
1	Producción de gas entregada a ventas	MMpcd	4,590	4,776	4,924	5,342	5,622	5,640	5,786	5,796
2, 9	Costo de descubrimiento y desarrollo	US\$/bpce	8.56	14.56	10.64	9.28	9.94	11.80	11.12	12.84
2, 9	Costo de producción	US\$/bpce	3.78	3.92	4.62	4.37	4.85	6.16	4.55	5.22
2, 15	Costo de transporte	US\$/bpce	N/D	N/D	0.40	0.50	0.66	0.74	0.67	0.93
2	Autoconsumo de gas	%	9.5	10.1	9.7	8.6	8.0	7.4	7.5	8.2
3	Productividad laboral <sup>2/</sup>	MMbpce / plaza	45.0	46.1	44.8	44.6	44.0	39.1	51.2	53.5
5	Índice de frecuencia exploración y producción	Núm./(h-h)	0.70	0.60	0.40	0.30	0.30	0.11	0.10	0.04
5	Índice de frecuencia perforación	Núm./(h-h)	2.90	4.00	3.40	2.60	3.30	2.18	2.08	1.17
6	Procesos de dictámen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL	Número				3	6	6	29	42
8	Tasa de restitución de reservas probada	%	25.5	22.7	26.4	41.0	50.3	71.8	77.1	85.8
8	Tasa de restitución de reservas 3P	%	44.7	56.9	59.2	59.7	65.7	102.0	128.7	104.0
10	Factor de recuperación actual	%	23.7	24.4	25.0	25.1	25.6	26.1	26.5	27.5
11	Éxito exploratorio comercial	%	47.0	35.0	49.0	41.0	49.0	32.0	36.0	46.0
12	Productividad por pozo	MMbpce / pozo	1.4	1.8	2.1	2.2	2.2	1.6	1.4	1.3
13	Aprovechamiento de gas <sup>3/</sup>	%	94.4	96.7	96.2	94.9	92.3	87.7	90.1	94.0
14	Proporción de crudo ligero en la producción total	%	28	27	28	31	34	37	42	45
15, 16	Índice de mermas y pérdidas	%	0.40	0.40	0.42	0.42	0.44	0.45	0.52	0.52
8	Incorporación de reservas 3P	Mmpbce	709	916	950	966	1,053	1,482	1,774	1,438
8	Relación Reservas probadas/producción	Años	11.9	11.0	10.3	9.6	9.2	9.9	10.1	10.0
1	Producción de gas asociado	MMpcd	3,119	3,010	2,954	3,090	3,302	3,690	3,984	3,860
1	Producción de gas no asociado	MMpcd	1,379	1,563	1,864	2,266	2,613	2,599	2,550	2,477
15, 16	Derrames de hidrocarburos	Barriles	9,141	3,240	4,530	4,141	2,666	1,314	1,559	2,628
15, 16	Fugas de hidrocarburos	Número	767	585	537	350	257	219	131	64

1/ A partir de 2009 en atención al requerimiento de la Secretaría de Energía, se reporta el volumen de gas producido sin considerar el volumen de nitrógeno

2/ A partir de 2009 el cálculo de lo alcanzado en el índice, considera las plazas ocupadas al mes de diciembre de 2009, sin incluir las áreas de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Servicios Marinos, Distribución y Comercialización, Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas y Órgano Interno de Control, debido a que en la práctica internacional son áreas constituidas por terceros.

3/ A partir de 2009 la metodología de cálculo de éste Indicador ha sido modificada, en ese sentido se ajustan sus metas en relación a las previamente autorizadas

## Pemex Exploración y Producción

No. indicador	Indicador	Unidades		2011 PEO Original <sup>a</sup>	Metas ajustadas 2011			
					ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IV T
1	Producción de crudo total	Mbd	Mín	2,867	2,534	2,493	2,500	2,504
			Máx	3,000	2,565	2,557	2,561	2,567
2	Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	Mín	2,863	2,487	2,446	2,453	2,457
			Máx	2,996	2,515	2,507	2,512	2,518
3	Producción de gas total <sup>1</sup>	MMpcd	Mín	6,760	5,521	5,444	5,447	5,451
			Máx	6,936	6,169	6,121	6,035	5,956
4	Producción de gas entregada a ventas	MMpcd	Mín	6,498	4,798	4,771	4,858	4,916
			Máx	6,667	5,541	5,535	5,522	5,486
5	Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>2</sup>	Usdls / bpce	Mín	13.29				16.45
			Máx	14.95				17.66
6	Costo de producción	Usdls / bpce	Mín	5.26	5.51	5.69	5.81	5.93
			Máx	5.52	5.82	6.01	6.13	6.26
7	Costo de transporte	Usdls / bpce	Mín	0.72	0.94	0.97	0.99	1.02
			Máx	0.74	1.01	1.04	1.06	1.08
8	Autoconsumo de gas	%	Mín	8.8	8.0	8.1	8.2	8.3
			Máx	9.1	8.3	8.4	8.6	8.8
9	Productividad laboral	Mbpce / plaza	Mín	39.2	52.8	51.9	51.1	50.4
			Máx	40.4	53.2	52.9	52.6	52.4
10	Índice de frecuencia de accidentes exploración y producción <sup>2</sup>	Núm/h-h	Mín	0	0.0	0.0	0.0	0.0
			Máx	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
11	Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Núm/h-h	Mín	0	1.1	1.1	1.1	1.1
			Máx	2.2	1.2	1.2	1.2	1.2
12	Procesos de dictamen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL <sup>2</sup>	Número	Mín	36.0				36.0
			Máx	46.0				46.0
13	Tasa de restitución de reservas probadas <sup>2</sup>	%	Mín	85.7				85.7
			Máx	93.9				91.3
14	Tasa de restitución de reservas 3P <sup>2</sup>	%	Mín	72.8				80.9
			Máx	83.5				108.7
15	Factor de recuperación actual <sup>2</sup>	%	Mín	28.1				27.0
			Máx	29.1				27.8
16	Éxito exploratorio comercial <sup>2</sup>	%	Mín	31				32.0
			Máx	43				47.0
17	Productividad por pozo <sup>2</sup>	MMbpce / pozo	Mín	0.60				1.18
			Máx	0.67				1.38
18	Aprovechamiento de gas	%	Mín	96.4	90.8	91.5	92.6	93.6
			Máx	98.0	93.0	93.6	94.4	95.0
19	Índice de mermas y pérdidas	%	Mín	0.54	0.43	0.44	0.44	0.44
			Máx	0.57	0.50	0.50	0.49	0.49
20	Incorporación de reservas 3P <sup>2</sup>	Mmbpce	Mín					1,018
			Máx					1,428
21	Relación Reservas probadas/producción <sup>2</sup>	Años	Mín					10.0
			Máx					10.1
22	Producción de gas asociado <sup>1</sup>	MMpcd	Mín		3,246	3,220	3,281	3,337
			Máx		3,864	3,847	3,799	3,761
23	Producción de gas no asociado	MMpcd	Mín		2,275	2,225	2,166	2,115
			Máx		2,305	2,273	2,236	2,196
24	Derrames de hidrocarburos	Barriles	Mín		582	776	1,164	2,328
			Máx		728	970	1,456	2,911
25	Fugas de hidrocarburos	Número	Mín		16	21	32	63
			Máx		20	26	40	79

Notas:

a. Propuesta de cambio para este año donde las metas máximas corresponden al POT I.

1. No se incluye gas nitrógeno.

2. Indicadores de seguimiento anual.

## Pemex Refinación

	Indicador	Unidades	Histórico							
			2003*	2004*	2005*	2006*	2007*	2008*	2009*	2010
1	Proceso de Crudo	Mbd	1,285.9	1,303.4	1,284.4	1,284.2	1,269.8	1,261.0	1,294.9	1,184.1
2	Rendimientos de gasolinas y destilados en banda propuesta	%	62.5	64.3	63.9	65.0	66.5	66.9	65.5	63.0
3	Costo de transporte 1/	\$ / t-km	0.0782	0.0855	0.1032	0.1241	0.1499	0.1786	0.1592	0.1795
4	Productividad laboral en refinерías	PE/100KED C	ND	221.9	ND	222.6	N.D.	235.7	217.2	217.5
5	Gasolina UBA producida /gasolina total producida	%	0	0	0	1.1	5.9	7.0	17.9	19.7
6	Diesel UBA producido / diesel total producido	%	0	0	0	0	0	0.07	13.20	23.40
7	Utilización de la capacidad de coquización	%	Nuevo Indicador	93.6	71.9					
8	Índice de frecuencia de accidentes	Indice	0.63	1.23	1.16	0.59	0.27	0.24	0.32	0.65
9	Índice de Intensidad Energética	%	ND	133.5	ND	134.5	ND	134.6	129.9	133.8
10	Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	ND	77.7	ND	76.9	ND	76.9	79.6	70.7
11	Ventas de gasolinas UBA / Ventas totales de gasolinas	%	Nuevo Indicador	25.2						
12	Ventas Diesel UBA / Ventas totales de Diesel	%	Nuevo Indicador	15.1						
13	Utilización de ductos	% ductos	61.5	61.8	57.2	58.0	60.0	62.7	62.0	59.3
14	Utilización de buquetanque	% B/T	34.8	33.9	38.1	36.6	33.4	30.2	30.3	32.1
15	Utilización de autotanque	% A/T	3.4	3.3	3.9	4.5	5.7	6.0	6.4	6.9
16	Utilización carrotanque	% C/T	0.4	1.0	0.8	1.0	0.9	1.0	1.3	1.8
17	Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	Nuevo Indicador	2.0	2.4					
18	Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	Nuevo Indicador	7.6	7.8					
19	Días de autonomía de diesel en terminales	Días	Nuevo Indicador	3.1	2.5					
20	Días de autonomía de crudo en refinерías	Días	3.7	4.5	4.6	4.7	4.5	4.9	6.7	6.2
21	Modernización de la flotilla de reparto local	%	NA	2	6	10	35	62	91	100
22	Avance en modernización de Sistemas de medición SIMCOT SCADA	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
23	Emissiones de SOx	t / Mt	6.03	6.09	5.89	5.61	4.42	4.52	4.4	3.9

1/ Sin siniestros y a pesos corrientes

\* Cifras revisadas o validadas por las áreas del Organismo a solicitud de la SENER, para lo cual se realizaron las justificaciones correspondientes (julio y agosto de 2009).

## Pemex Refinación

No. indicador	Indicador	Unidades	2011 PEO Original		Metas ajustadas 2011					Objetivo relacionado
					ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IVT	2011	
1	Proceso de crudo	Mbd	1,422 1,380	Limite minimo <b>Promedio anual</b> Limite máximo	1,193 1,242	1,190 1,239	1,209 1,259	1,227 1,277	1,227 <b>1,252</b> 1,277	1 y6
2	Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina)	%	64 69	Limite minimo <b>Promedio anual</b> Limite máximo	61 65	61 65	62 66	63 67	63 <b>65</b> 67	1, 6 y17
3	Costo de transporte <sup>1/</sup>	\$/ t-km			0.186	0.186	0.186	0.186	0.186	2
4	Productividad laboral en refinarias	PE/100KEDC	n.a.		< 215.0	< 215.0	< 215.0	< 215.0	< 215.0	3
5	Gasolina UBA producida/gasolina total producida	%	15 18	Limite minimo <b>Promedio anual</b> Limite máximo	21 25	22 26	22 26	23 27	23 <b>25</b> 27	4
6	Diesel UBA producido/diesel total producido	%	8 25	Limite minimo <b>Promedio anual</b> Limite máximo	30 38	29 37	28 36	26 34	26 <b>30</b> 34	4
7	Utilización de la capacidad de coquización <sup>3/</sup>	%	n.a.		78.9	78.9	78.9	78.9	78.9	18
8	Índice de frecuencia de accidentes	Indice	0-1		0 - 1	0 - 1	0 - 1	0 - 1	0 - 1	5
9	Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	76.3		78.5	78.5	78.5	78.5	78.5	18
10	Índice de Intensidad Energética	%	126		124	124	124	124	124	18
13	Participación de los diferentes medios de transporte									
	Ductos	% ductos	≥59		≥59	≥59	≥59	≥59	≥59	20
	Buquetanque	% B/T	≥ 33		≥ 33	≥ 33	≥ 33	≥ 33	≥ 33	20
	Autotanque	% A/T	≤ 7		≤ 7	≤ 7	≤ 7	≤ 7	≤ 7	20
	Carrotanque	% C/T	≥ 1		≥ 1	≥ 1	≥ 1	≥ 1	≥ 1	20
14	Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	n.a.		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	20
15	Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	n.a.		4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	20
16	Días de autonomía en terminales de diesel	Días	n.a.		3	3	3	3	3	20
17	Días de autonomía de crudo en refinarias	Días	7		7	7	7	7	7	20
18	Modernización de la flotilla de reparto local	%	100						Finalizado	20
19	Avance en modernización de Sistemas de medición		28							21
	SIMCOT <sup>2/</sup>	%	-		12	14	16	20	20	
	SCADA	%	-		46.1	49.2	50.5	55.1	55.1	21
20	Emissiones de SOx	t/ Mt	3.7		4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	22

## Pemex Gas y Petroquímica Básica

#	Objetivo	Indicador	Históricos							
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPG (CPGs) <sup>1</sup>	%		99.8	99.2	99.2	99.9	99.6	99.5	99.70
2	Productividad laboral	MMBtue/plaza ocupada	361.3	377.0	373.8	407.2	410.4	388.8	375.2	388.7
3	Índice de frecuencia de accidentes	Número	0.9	0.4	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.18
4	Margen por unidad de energía equivalente	\$/MMBtue	ND	ND	17.4	17.4	16.9	19.3	17.8	15.5
5	Gastos de operación por energía producida	\$/MMBtue	ND	ND	2.3	2.4	2.5	2.9	3.2	3.3
6	Recuperación de propano en CPG	%	93.2	95.2	96.2	96.4	94.7	96.3	95.8	96.9
7	Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>3</sup>	\$/MMpc-km	ND	0.11	0.14	0.13	0.13	0.18	0.18	0.16
8	Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>3</sup>	\$/Mb-km	ND	ND	1.80	1.73	2.00	3.54	3.22	3.10
9	Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MM\$/mes	0	0	0	0	136	0	0	0.4
10	Autoconsumos de gas	%	5.7	5.6	5.7	5.7	5.5	5.5	5.5	5.4
11	UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	75.0	71.7	70.8	78.4	86.0	80.5	80.7	82.9
12	Capacidad instalada de compresión	HP	ND	ND	431,360	431,360	433,610	465,460	469,090	462,120
13	Capacidad instalada de recuperación de licuables	MMpcd	5,146	5,342	5,342	5,742	5,742	5,600	5,800	5,800
14	UpTime criogénicas	%	69.4	66.0	74.1	77.4	78.8	78.5	77.8	83.4
15	Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión	%	ND	ND	ND	ND	ND	87	96	N/A
16	Costo de mano de obra CPGs <sup>5</sup>	\$/MMBtue	3.1	3.0	3.0	3.1	3.2	1.7	1.85	2.22
17	Costo de operación por CPGs	\$/MMpc	1,705	1,955	2,195	2,375	2,396	1,714	1,851	2,095
18	Emissiones de SO <sub>2</sub> a la atmósfera	Kg de SO <sub>2</sub> /Tn de S <sup>o</sup> procesado	33.3	37.3	37.0	32.3	33.6	41.4	39.4	31.2
19	Costo real/Costo estimado de proyectos	%	ND	ND	ND	ND	ND	103.7	----	N/A
20	Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	----	----	----	----	----	18	18	13
21	Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	----	----	----	----	----	40.4	34.8	23

### Indicadores que dependen del gas que entrega PEP

1	Capacidad Criogénica Utilizada <sup>1</sup>	%	74.7	75.2	71.9	74.6	75.7	76.5	76.0	77.0
2	Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas <sup>1</sup>	MMpcd	3,334	3,577	3,489	3,790	3,951	3,968	4,241	4,304
3	Producción de gas seco <sup>4</sup>	MMpcd	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618
4	Producción de gas licuado <sup>4</sup>	Mbd	212.1	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2
5	Producción de etano <sup>4</sup>	Mbd	125.2	132.5	129.0	126.7	119.4	117.1	120.7	119.5
6	Producción de gasolinas (naftas) <sup>4</sup>	Mbd	86.5	89.8	87.9	91.5	84.6	74.3	75.7	78.7
7	Producción de gas seco por unidad procesada <sup>4</sup>	MMpcd/MMpcd carga	0.82	0.83	0.85	0.86	0.86	0.85	0.84	0.84
8	Producción de gas licuado por unidad procesada <sup>4</sup>	Bpd/MMpcd carga	61.2	60.9	60.0	55.1	48.7	44.4	42.6	42.8
9	Producción de etano por unidad procesada <sup>4</sup>	Bpd/MMpcd carga	36.1	35.9	36.0	32.4	29.2	28.5	36.9	35.8
10	Producción de gasolinas por unidad procesada <sup>4</sup>	Bpd/MMpcd carga	25.0	24.3	24.5	23.4	20.7	18.1	17.9	18.3

### Notas

Comentarios entregados en la validación ante SENER

1.-Por acuerdo con SENER se reporta el indicador gas húmedo dulce procesado sin una meta asociada.

2.-El indicador producción de gas seco por unidad procesada, no considera el reprocesamiento de gas seco en Pajaritos

3.-Los indicadores esde costo de transporte de gas seco y costo de transporte de gas LP, se evaluaron a febrero de 2011 por no tenerse el cierre contable definitivo a marzo.

4.- Por acuerdo con SENER, los indicadores volumétricos: producción de gas seco, gas licuado, etano, naftas y los relacionados por unidad de carga

producción de gas seco por unidad procesada, gas licuado por unidad procesado etano por unidad procesada y gasolinas por unidad procesada

no se evaluarán con una meta asociada, si no que sólo se reportarán en la sección que dependen de la oferta de PEP.

5.-Por acuerdo con SENER el indicador índice de personal, cambia de nombre a costo de mano de obra CPGs y conserva su metodología de cálculo.

## Pemex Gas y Petroquímica Básica

	Objetivo	Unidades	2011 PEO Original	Metas acuerdo PGPB-SENER <sup>1</sup> 2011				Bench-mark
				ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IV T	
1	Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPGB (CPGs) <sup>5</sup>	%	----	99 - 100	99 - 100	99 - 100	99 - 100	
2	Productividad laboral	MMBtue/plaza ocupada	386-410	359-382	359-382	359-382	359-382	
3	Índice de frecuencia de accidentes <sup>4</sup>	Número	<1	0.1	0.1	0.1	0.1	<0.1
4	Margen por unidad de energía equivalente <sup>6</sup>	\$/MMBtue	17.3-18.8	14-15	14-15	14-15	14-15	
5	Gastos de operación por energía producida <sup>3</sup>	\$/MMBtue	2.3-2.8	2.8-3.2	2.8-3.2	2.8-3.2	2.8-3.2	
6	Recuperación de propano en CPG	%	95.2-96.7	96.0-97.4	96.0-97.4	96.0-97.4	96.0-97.4	95
7	Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>8</sup>	\$/MMpc-km	0.13-0.14	0.14-0.15	0.15-0.16	0.15-0.16	0.16-0.17	
8	Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>8</sup>	\$/Mb-km	2.06-2.32	2.7-3.3	2.9-3.5	2.9-3.5	3.0-3.7	
9	Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MM\$/mes	<0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0
10	Autoconsumos de gas	%	4.9-5.8	5.0-5.6	5.0-5.6	5.0-5.6	5.0-5.6	6
11	UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	73.6-82.1	81.5-84.5	81.5-84.5	81.5-84.5	81.5-84.5	
12	Capacidad instalada de compresión	HP	529,460	462,120	462,120	462,120	462,120	
13	Capacidad instalada de recuperación de licuables	MMpcd	6,006	5800	5800	5800	5800	
14	UpTime criogénicas	%	89.5-90.4	76.1-76.9	75.9-76.7	75.9-76.7	76.3-77.1	
15	Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>7</sup>	%	86-89	96-98	96-98	96-98	96-98	
16	Costo de mano de obra CPGs <sup>3</sup>	\$/MMBtue	2.54-2.67	1.8-2.2	1.9-2.3	1.9-2.2	1.9-2.2	
17	Costo de Operación por CPG	\$/MMpcd	2,187-2,275	1,779-2,000	1,779-2,000	1,779-2,000	1,779-2,000	
18	Emisiones de SO <sub>2</sub> a la atmósfera <sup>2</sup>	Kg de SO <sub>2</sub> /Tn de S° procesado	<34	<39	<39	<39	<39	<51
19	Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>7</sup>	%	100-118	100-104	100-104	100-104	100-104	
20	Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	----	0	0	0	0	
21	Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	----	0	0	0	0	

En 2011 se solicitan actualizar 18 metas ( 17 basadas en el Programa Operativo POT I y una por reevaluación de la potencia instalada)

1.-Las metas 2011 resultado del acuerdo PGPB-SENER 2011 de acuerdo a oficio 500-CASH-0021/11.

2.-SENER modifica la meta de este indicador a una que resulta más agresiva que el valor límite recomendado por la NOM-137-SEMARNAT-2003

3.-Por acuerdo con SENER el indicador índice de personal.cambia de nombre a Costo de mano de obra por energía equivalente y mantiene su metodología de cálculo.

4.- Para 2011 se conserva la meta definida por SENER para el periodo 2010 <0.1

5.- Por acuerdo con SENER se sustituye el indicador capacidad criogénica utilizada por eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs).

El indicador capacidad criogénica utilizada y gas húmedo dulce procesado en plantas criogénicas se reportarán sólo como informativo sin evaluación.

6.- El cálculo de este indicador considera la nueva metodología por autorizada por el Consejo de Administración en la sesión 131 ordinaria del pasado 29 de marzo de 2010.

7.- El cálculo de este indicador, aplica solo a nuevos proyectos de plantas criogénicas, en ausencia de estos se reportará el avance financiero en el segundo reporte trimestral.

8.- El cálculo de este indicador se realizó con la metodología autorizada por SENER de acuerdo al oficio 500-DGA-015/2009, que considera la incorporación de tres nuevas cuentas de autoconsumo: una corresponde al gas combustible utilizado en compresión, gas combustible usado en bombeo y mermas,desfogues y venteos.

## Pemex Petroquímica

Objetivo	Indicador	Unidades	Histórico							
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	NA	NA	NA	NA	47%	23%	16%	-10%
2	Diferencia entre costo observado en proyectos estratégicos nuevos / Costo aprobado en proyectos estratégicos nuevos	%	NA	NA	NA	NA	NA	1%	4%	7%
3	Índice de productividad laboral (a)	t / plaza ocupada	416	463	464	486	562	592	578	679
4	Eficiencia en el uso de materias primas y energía vs estándares tecnológicos	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
5	Factor de insumo etileno - polietilenos	t / t	1.04	1.05	1.05	1.04	1.01	1.01	1.01	1.02
6	Factor de insumo etano - etileno (b)	t / t	1.34	1.03	1.30	1.33	1.32	1.32	1.31	1.33
7	Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu / t	25.22	23.74	23.88	23.28	24.02	23.78	24.58	24.51
8	Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas (c)	Bls / t	NA	NA	NA	NA	NA	14.74	14.75	13.71
9	Desviación en volumen al cumplimiento de los programas de operación (POT)	%	10	11	11	8	15	7	14	2
10	Gasto de operación (d)	\$ / t	858	786	909	951	841	884	1,071	848
11	Producción de petroquímicos	Mt	5,672	6,223	6,219	6,572	12,562	13,164	11,486	8,943
12	Consumo de energía (e)	Gj / t	NA	NA	NA	NA	18.90	17.27	16.27	12.67
13	Producto en especificación / producto entregado	%	99.14	99.00	99.60	99.60	99.47	99.85	98.76	99.68
14	Índice de frecuencia de accidentes	Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo	1.16	2.00	1.13	0.70	0.48	0.80	0.45	0.29
15	Emisiones de SOX	t / Mt	0.541	0.581	1.635	0.181	0.030	0.088	0.063	0.010

(a) Considera la producción total sin Residuo Largo

(b) Incluye las tres plantas de etileno (Cangrejera, Morelos y Pajaritos)

(c) Nueva parametrización acorde al esquema actual de producción de la planta de aromáticos

(d) Considera la producción total sin Residuo Largo

(e) Indicador adicionado a partir del 2010. Utiliza el criterio de cálculo establecido por la CONUEE

## Pemex Petroquímica

No	Indicador	Unidades	2011 PEO Original	Metas ajustadas 2011				Autorizada anual 2011
				ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IV T	
1	Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	<16	<10	<10	<10	<10	<10
2	Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%	<15	≤10	≤10	≤10	≤10	≤10
3	Índice de productividad laboral	t/plaza ocupada	931	180	342	515	705	705
4	Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ	%	100	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
5	Factor de insumo etileno - cloruro de vinilo	t/t	N/D	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
6	Factor de insumo etileno - óxido de etileno	t/t	N/D	0.83	0.83	0.83	0.83	0.83
7	Factor de insumo etileno - polietilenos <sup>(1)</sup>	t/t	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
8	Factor de insumo etano - etileno <sup>(2)</sup>	t/t	1.30	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
9	Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu/t	23.00	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97
10	Factor de insumo nafta - gasolinas <sup>(5)</sup>	t/t	N/D	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58
11	Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%	95	≥95	≥95	≥95	≥95	≥95
12	Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%	96	≥96	≥96	≥96	≥96	≥96
13	Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%	97	≥97	≥97	≥97	≥97	≥97
14	Índice de Consumo de Energía <sup>(4)</sup>	GJ/ton	N/A	12.92	12.92	12.92	12.92	12.92
15	Producto en especificación / producto entregado	%	97.00	99.70	99.70	99.70	99.70	99.70
16	Índice de frecuencia de accidentes	índice	1.00	<0.29	<0.29	<0.29	<0.29	<0.29
17	Desempeño Ambiental	%	N/D	100	100	100	100	100

**NOTAS:**

(\*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

(1): A partir del ejercicio 2010 se cambia la metodología de cálculo al incluir la planta Swing.

(2): Incluye las plantas de etileno de Cangrejera, Morelos y Pajaritos

(3): El indicador sustituye al anterior para ser congruente con el esquema actual de operación del tren de aromáticos.

(4): Este indicador se incorpora a solicitud de la SENER

(5): Se presenta la propuesta del indicador con las unidades ton / ton a petición de SENER.

## Petróleos Mexicanos

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico							
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
30	Déficit Actuarial Total (Obligaciones devengadas por beneficios proyectados)	Miles de millones de pesos*	312.9	400.5	471.5	580.3	666.7	638.3	919.3	787.3
30	Déficit Actuarial, componente de gasto del sistema de salud	Miles de millones de pesos**	N/A**	61.3	63.4	89.5	96.6	101.1	194.2	149.0

\* Pesos corrientes de cada año

\*\* Inició el cálculo del indicador en 2004

## Gestión de Servicios Médicos

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico							
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
31	Esperanza de vida	Años	80.01	80.06	80.08	80.11	80.16	80.10	80.11	80.11
31	Tiempo de Espera de Primer Nivel	Minutos	nd	20.8	14.0	13.0	13.0	15.0	14.0	14.0
31	Porcentaje de Surimiento de Medicamentos	%	nd	93.00	99.43	99.00	nd	97.10	97.80	97.71
31	Porcentaje de Satisfacción al Cliente	%	nd	82.00	92.44	91.20	nd	90.00	91.00	91.00
31	Mortalidad materna directa	Tasa por 100 nacidos vivos	nd	nd	nd	nd	nd	0.04	0.02	0.04

## Gestión de Servicios Médicos

Objetivo relacionado	Indicador	Unidad	2011 PEO ORIGINAL	Metas ajustadas 2011			
				ene-mar	ene-jun	ene-sep	ene-dic
				I T	II T	III T	IV T
1	Esperanza de vida	%	80.13 años	99 - 100	99 - 100	99 - 100	99 - 100
2	Tiempo de espera del primer nivel	Minutos	12	14 - 15.5	14 - 15.5	14 - 15.5	14 - 15.5
3	Porcentaje de surtimento de medicamentos	%	97.4	97-98	97-98	97-98	97-98
4	Porcentaje de satisfacción al cliente	%	93	91-93	91-93	91-93	91-93
5	Mortalidad Materna Directa	En 100 nacidos vivos	0.005	0.02 -0.04	0.02 -0.04	0.02 -0.04	0.02 -0.04

## 5. Relación de acciones del Programa

- Pemex-Exploración y Producción

### Acciones que se reportan en el cuarto trimestre de 2011

Acción	Objetivos relacionados
<b>Exploración</b>	
1. Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México profundo y mantenerla en cuencas restantes.	8 y 11
2. Fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias aumentando el número y tamaño promedio de las localizaciones.	2, 8, 9 y 11
3. Definir e implementar el mapa tecnológico de exploración	6
<b>Desarrollo</b>	
4. Revertir disminución en producción	1, 4, 8, 10
5. Optimizar las operaciones de producción, distribución y comercialización	1, 14
<b>Producción</b>	
6. Continuar con la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO)	2, 14, 15, 16
<b>Eficiencia operativa</b>	
7. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración y de explotación	6, 13
8. Modernizar la función de perforación y separarla de exploración y explotación.	1, 2, 3, 6, 9
9. Desarrollar modelos de contratos integrales de exploración y/o producción	4, 6
<b>Seguridad y medio ambiente</b>	
10. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad del Organismo - Se replantea como: Implementación de mejores prácticas de seguridad y salud ocupacional y fomento a la protección ambiental y sustentabilidad”	5, 16
11. Mejorar la relación del Organismo con las comunidades en donde opera.	5, 6,
<b>Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2009</b>	
12. Ejecución de acciones para administrar la declinación en el Activo de Producción Cantarell	1, 4, 12, 15

- **Pemex-Gas y Petroquímica Básica**

### **Producción**

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>
1.- Incrementar la capacidad de recuperación de licuables en el CPG Burgos (Criogénicas 5 y 6)	1, 2, 4, 22, 23
2.- Desarrollar el proyecto de ampliación y confiabilidad operativa del CPG Poza Rica.	1, 2, 4, 22, 23
3.- Incrementar la producción de líquidos en planta criogénica e instalar sección de fraccionamiento en CPG Arenque.	2, 22, 23
4.- Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.	2, 7, 22, 26

### **Transporte**

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>
5.- Integrar nuevas estaciones de compresión al SNG: Emiliano Zapata, Chávez, y Cabrito y repotenciación de Santa Catarina.	2, 6, 25
6.- Construir los libramientos de Jalapa, Morelia y el Durazno.	2, 6, 25
7.- Mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa –Chihuahua.	2, 5, 6, 25
8.- Rehabilitar el gasoducto 24" Valtierra -Lázaro Cárdenas.	2, 5, 6, 25
9.- Mantenimiento integral al gasoducto 16" Chávez-Durango.	2, 5, 6, 25

### **Comercialización**

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>
10.- Desarrollar el esquema comercial de gas LP ante el nuevo entorno regulatorio.	7
11.- Diversificar el portafolio comercial de importación/exportación de gas natural	7
12.- Recuperar el diferencial de precios entre el gas LP importado y su venta en el mercado nacional.	7
13.- Mejorar las aplicaciones de Tecnología de Información para la comercialización de gas natural y gas LP	6, 24, 25

### **Seguridad Salud y Protección Ambiental**

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>
14.- Modernizar redes contraincendio en los CPG's Nuevo Pemex y Cd. Pemex.	2, 5, 26
15.- Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Cd. Pemex	2, 5
16.- Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los centros procesadores de gas.	2, 5

## Planeación

Acción	Objetivos relacionados
17.- Mejorar la programación operativa de corto plazo	6
18.- Consolidar el uso de la metodología FEL de IPA para proyectos de inversión.	2, 4

## Administración y finanzas

Acción	Objetivos relacionados
19.- Reducir costos de suministro de bienes y servicios	3, 22
20.- Implementar el Programa Cero Observaciones (PCO)	3
21.- Implementar el programa del ciclo de vida laboral	3

## Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

Acción	Objetivos relacionados
1.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso	1, 6, 7, 23
2.C Cambiar el cálculo del autoconsumo de gas combustible, excluyendo los consumos de la planta NRU de Cd. Pemex y los utilizados en la generación eléctrica para porteo	2, 7, 23
3.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso	1, 6, 7, 23
4.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso	1, 6, 7, 23
5.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso	1, 6, 7, 23
6.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso	1, 6, 7, 23
7.C Ajustar las emisiones de SO <sub>2</sub> enviados a la atmósfera, a la meta recomendada por la norma oficial NOM-137-SEMARNAT-2003 de <51 kg de SO <sub>2</sub> /t de azufre	5, 24
8.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso	1, 6, 7, 23
9.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso	1, 6, 7, 23

- **Gestión de Servicios Médicos**

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>
1. Mejorar la calidad de atención a la salud	31
2. Mejorar los tiempos de espera de la consulta externa	31
3. Mejora del surtimiento de medicamentos	31
4. Mejora de la calidad en la atención al cliente	31
5. Mantener el indicador mínimo para Mortalidad Materna Directa	31

## Anexo.- Acrónimos y abreviaturas

°API	Medida estándar del Instituto Norteamericano del Petróleo ( <i>American Petroleum Institute</i> ), aceptada mundialmente para determinar la densidad de los hidrocarburos líquidos
A/T	Autotanque
b	Barriles
bpce	Barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles por día
B/T	Buquetanque
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNC	Compañía de Nitrógeno de Cantarell
CPG	Complejo Procesador de Gas
C/T	Carrotanque
DCIDP	Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos
EC	Estación de compresión
FEL	<i>Front End Loading</i> (Metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión)
Gas LP	Gas licuado de petróleo
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
hp	<i>Horsepower</i>
ICONO-F	Proyecto de Implementación de Controles Operativos y Financieros
IPA	<i>Independent Project Analysis</i> (Desarrollador de la metodología FEL)
ISBL	Dentro de límites de batería ( <i>Inside Battery Limits</i> )
KEDC	Miles de unidades de capacidad de destilación equivalente ( <i>equivalent distillation capacity</i> )
Mb	Miles de barriles
Mbd	Miles de barriles por día
MDO	Proyectos de mejora del desempeño operativo
MGI	<i>MGI Supply Ltd.</i> - Empresa filial de Pemex-Gas y Petroquímica Básica con operaciones en los Estados Unidos de Norteamérica
MMbd	Millones de barriles por día
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas (Btu)
MMBtue	Millones de Btu equivalentes (se refiere a la producción agregada de gas seco y líquidos del gas.)
MMMbpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMM\$	Miles de millones de pesos
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos por día
MM\$	Millones de pesos
Mpc	Miles de pies cúbicos

Mt	Miles de toneladas
M\$	Miles de pesos
OSBL	Fuera de límites de batería ( <i>Outside Battery Limits</i> )
PE	Personal equivalente
POA	Programa operativo anual
POT	Programa operativo trimestral
Reserva 3P	Reserva que incluye la reserva probada, posible y probable
SCADA	Sistema de Control y Adquisición de Datos ( <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> )
SFP	Secretaría de la Función Pública
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIDP	Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos
SIMCOT	Sistema de Medición, Control y Operación de Terminales
SIPA	Seguridad Industrial y Protección Ambiental
Sísmica 3D	Estudios de sísmica tridimensional
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre
SSPA	Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental
t	Toneladas
TI	Tecnologías de información
TYCGVPM	Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano
Total	Total Gas & Power North America
UBA	Ultrabajo azufre
UPMP	Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos
US\$	Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica
\$	Pesos de los Estados Unidos Mexicanos

## Anexo.- Indicadores y metas cierre 2010, de Pemex Exploración y Producción

Se incluye la tabla completa de Indicadores de Pemex Exploración y Producción al cierre de 2010 que contiene la evaluación de los indicadores con periodicidad anual.

### Indicadores y metas 2010

#### Pemex Exploración y Producción

Indicador	Unida-des	Obje-tivos rela-ciona-dos	Accio-nes rela-cio-nadas	% de avance de cada acción	Valor del indi-cador (1)	Meta Original PEO Anual <sup>a</sup> (2)	Meta Auto-rizada PEO ene-dic (3)	Desvia-ción <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desvia-ción (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
Producción de crudo total	Mbd	1	4	68%	2,576	mín 2,877 máx 3,002	2,461 2,526	-14%	2%	Sobresaliente
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	1	5	78%	2,549	mín 2,873 máx 2,999	2,420 2,496	-15%	2%	Sobresaliente
			6	100%						
			7	100%						
			12	90%						
Producción de gas total <sup>c</sup>	MMpcd	1	4	68%	6,337	mín 6,729 máx 6,836	5,873 6,285	-7%	1%	Sobresaliente
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Producción de gas asociado <sup>e</sup>	MMpcd	1	4	68%	3,860	mín N.A. máx N.A.	3,452 3,685		5%	Sobresaliente
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Producción de gas no asociado <sup>e</sup>	MMpcd	1	4	68%	2,477	mín N.A. máx N.A.	2,422 2,600		-5%	Aceptable
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Producción de gas entregada a ventas	MMpcd	1	5	78%	5,796	mín 6,244 máx 6,343	5,405 5,869	-9%	-1%	Aceptable
			6	100%						
Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>d</sup>	US\$/bpce	2, 9	2	75%	12.84	mín 13.20 máx 14.90	11.77 13.79	-14%	7%	Aceptable
			3	100%						
			4	68%						
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Costo de producción	US\$/bpce	2, 9	4	68%	5.22	mín 5.22 máx 5.45	4.82 5.33	-4%	2%	Aceptable
			5	78%						
			7	100%						
			9	20%						
			10	100%						
Costo de transporte	US\$/bpce	2, 15	5	78%	0.93	mín 0.73 máx 0.75	0.67 0.74	24%	-26%	Insuficiente
			6	100%						
Autoconsumo de gas	%	2	6	100%	8.2	mín 9.0 máx 9.1	8.0 9.9	-10%	18%	Aceptable
			9	20%						
Productividad laboral	Mbpce/plazas ocupadas	3	4	68%	53.5	mín 40.2 máx 41.8	47.7 49.6	28%	8%	Sobresaliente
			9	20%						
			10	100%						
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	Índice	5	12	90%	0.04	mín 0.00 máx 0.27	0.00 0.00	-84%		Insuficiente
			13	100%						
Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Índice	5	12	90%	1.17	mín 0.00 máx 2.35	1.00 2.08	-50%	44%	Aceptable
			13	100%						
Procesos de dictamen y sanción	Número	6	4	68%	42	mín 31	31	-5%	-5%	Aceptable

Indicador	Unida-des	Obje-tivos rela-ciona-dos	Accio-nes rela-cio-nadas	% de avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual <sup>a</sup> (2)	Meta Autorizada PEO ene-dic (3)	Desvia-ción <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desvia-ción (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
técnica de proyectos con metodología FEL <sup>d</sup>			9	20%		máx 44	44			
Tasa de restitución de reservas probadas <sup>d</sup>	%	8	1	53%	85.8	mín 75.4	64.2	0%	9%	Sobresaliente
			2	75%		máx 86.2	79.0			
			4	68%						
			9	20%						
Tasa de restitución de reserva 3P <sup>d</sup>	%	8	1	53%	104.0	mín 63.8	68.0	40%	11%	Sobresaliente
			2	75%		máx 74.4	94.0			
			4	68%						
			9	20%						
Incorporación de reservas 3P <sup>d,e</sup>	Mmbpce	8	1	53%	1,438	mín N.A.	946.8		6%	Sobresaliente
			2	75%		máx N.A.	1,360.0			
			4	68%						
			9	20%						
Relación Reservas probadas/producción <sup>d,e</sup>	Años	8	1	53%	10.0	mín N.A.	9.9		-3%	Aceptable
			2	75%		máx N.A.	10.3			
			4	68%						
			9	20%						
Factor de recuperación actual <sup>d</sup>	%	10	4	68%	27.5	mín 27.3	27.1	-3%	0%	Aceptable
			7	100%		máx 28.3	27.6			
			9	20%						
Éxito exploratorio comercial <sup>d</sup>	%	11	1	53%	46	mín 30	31	14%	2%	Sobresaliente
			2	75%		máx 40	45			
			9	20%						
Productividad por pozo <sup>d</sup>	MMbpce/pozo	12	4	68%	1.26	mín 0.78	0.78	44%	44%	Sobresaliente
			9	20%		máx 0.87	0.87			
Aprovechamiento de gas <sup>c</sup>	%	13	6	100%	94.0	mín 96.4	94.7	-4%	-4%	Insuficiente
			9	20%		máx 98.0	98.0			
Proporción de crudo ligero en la producción total	%	14	4	68%	44.8	mín 43.2	45.2	2%	-2%	Insuficiente
			9	20%		máx 43.9	45.8			
Índice de mermas y pérdidas		15, 16	5	78%	0.52	mín 0.51	0.48	0%	8%	Aceptable
			6	100%		máx 0.52	0.57			
Fugas de hidrocarburos <sup>e</sup>	Número	15, 16	6	100%	64	mín N.A.	78		46%	Sobresaliente
			9	20%		máx N.A.	118			
			13	100%						
Derrames de hidrocarburos <sup>e</sup>	Barriles	15, 16	6	100%	2,628	mín N.A.	928		-87%	Insuficiente
			9	20%		máx N.A.	1,404			
			13	100%						

- a. Referida en el documento del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEO).
- b. Con base en procedimiento establecido por la SENER, la desviación calculada en esta columna es contra un valor anual.
- c. Gas total producido sin considerar el volumen de nitrógeno. En el periodo el nitrógeno promedió 683 millones de pies cúbicos día.
- d. Indicadores de seguimiento anual. A excepción de los "Procesos FEL", los datos de cierre para el año 2010, se dieron una vez concluidos los procesos de certificación del resultado en los volúmenes de incorporación y reclasificación de reservas, por lo que fueron reportados después del resto de los índices.
- e. Indicadores incluidos a partir de 2010. No se reportan 15 fugas con un volumen derramado de 1,177.45 bls. de agua congénita y agua aceitosa.