



v.final

# Informe de Avance del Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios al Segundo Trimestre de 2012

JULIO, 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

## **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 segundo trimestre de 2012, 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 junio de 2012, 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 sus Organismos Subsidiarios (PEO) al segundo trimestre de 2012, 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 11 acciones.

En este año, se considera la evaluación de 24 indicadores, 8 indicadores se informan al cierre del año. De los 16 indicadores restantes que se evalúan en este informe, 8 resultaron con calificación insuficiente, 2 fueron aceptables y 6 sobresalientes.

Entre los principales indicadores destaca la producción total de petróleo crudo que se ubicó 1.2% abajo del valor máximo del intervalo definido para la meta, efecto de menor producción respecto a su programa en el Proyecto Cantarell compensado por el mejor desempeño en 11 de los principales proyectos, lo anterior debido a una disminución del ritmo de declinación de Cantarell, y a un efecto positivo de las acciones implementadas en los proyectos.

En la producción de gas se logró un desempeño sobresaliente, con un resultado 1.3% por arriba de la meta máxima estimada para el periodo, debido a mejores resultados en los proyectos Crudo Ligero Marino y Jujo-tecominoacán.

En Pemex Refinación (PR) 13 indicadores resultaron aceptables o sobresalientes y 9 indicadores resultaron insuficientes. En particular, el costo de transporte, Diesel UBA producido/diesel total producido, utilización de la capacidad de coquización, participación de los medios de transporte por autotanque y carrotanque, y los días de autonomía de Pemex Magna en TAR's, entre otros, alcanzaron resultados sobresalientes.

En contraste, el proceso de crudo, rendimientos de destilados del crudo, gasolina UBA producida/gasolina total producida, índice de intensidad energética, utilización de la capacidad de destilación equivalente y participación del transporte por buquetanque, entre otros, 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, 8 continúan vigentes en 2012, 12 fueron concluidas y

una se pospuso para el año 2013, ésta última acción está referida a incrementar la producción de líquidos con la ampliación de la planta criogénica de Arenque en conjunto con la instalación de la sección de fraccionamiento en dicho CPG.

En este informe, al segundo trimestre de 2012, se consideran 30 indicadores de Pemex Gas y Petroquímica Básica, de los cuales 20 indicadores se encuentran asociados a una meta y 10 indicadores volumétricos no están asociados a una meta.

De los 20 indicadores asociados con una meta, 12 calificaron como aceptables o sobresalientes, 6 calificaron como insuficientes y 2 restantes que no se evaluaron dado que dependen del inicio de la operación de la nueva planta Criogénica en Poza Rica, la cual se estima inicie su operación durante el tercer trimestre de 2012.

En 2012, la Secretaría de Energía (SENER) aprobó a Pemex Petroquímica (PPQ) la inclusión de 5 indicadores: contribución marginal, índice de uso de agua, índice de carga contaminante DBO, índice de emisiones a la atmósfera y residuos peligrosos, en lugar de los indicadores: gasto de operación e índice de desempeño ambiental.

De los 18 indicadores evaluados 9 resultaron aceptables ó sobresalientes, 7 insuficientes y 2 sin calificación, estos últimos por estar fuera de operación el tren de aromáticos. Entre los indicadores que tuvieron calificación de sobresaliente se encuentran: índice de uso de agua, índice de carga contaminante DBO, índice de emisiones a la atmósfera y producto en especificación y, entre los aceptables están, factor de insumo etileno-polietilenos, etano-etileno y otros más. Entre los indicadores calificados como insuficientes se encuentran: índice de consumo de energía, índice de frecuencia de accidentes y residuos peligrosos, entre otros.

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

## **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**

La actividad exploratoria durante el primer semestre de 2012, se desarrolló de la siguiente manera:

La sísmica 2D cumplió con el 77 por ciento de su programa al observar mil 289 kilómetros de un total de mil 655 kilómetros programados. De los cuales mil 260 kilómetros corresponden a sísmica para exploración y 30 kilómetros de sísmica para desarrollo de campos.

En la cuenca de Burgos se llevó a cabo la siguiente actividad para exploración:

- Estudio Regional Sabinas II, se realizaron 766 kilómetros.
- Estudio Perla 2D, se realizaron 494 kilómetros.

En la cuenca Tampico-Misantla para desarrollo de campos se realizó lo siguiente:

- Estudio Altamira 2D, 30 kilómetros.

En la sísmica 3D se cumplió con el 90 por ciento de su programa, al observar 11 mil 772 kilómetros cuadrados de un total de 13 mil 095 kilómetros cuadrados programados. De los cuales 5 mil 395 kilómetros cuadrados corresponden a sísmica para evaluación del potencial, 3 mil 749 kilómetros cuadrados para incorporación de reservas y 2 mil 628 kilómetros cuadrados de sísmica para desarrollo de campos.

La actividad por cuenca fue la siguiente:

- En Golfo de México Profundo, 5 mil 395 kilómetros cuadrados.
- En cuencas del Sureste, 2 mil 292 kilómetros cuadrados.
- En la cuenca de Veracruz, mil 189 kilómetros cuadrados.
- En la cuenca de Burgos, 268 kilómetros cuadrados.

Para desarrollo de campos la actividad por cuenca fue la siguiente:

- En Tampico-Misantla, 563 kilómetros cuadrados con los estudios Tres Hermanos 3D Norte y Furbero-P.Aleman-Remolino.

- En Cuenca del Sureste Terrestre, 204 kilómetros cuadrados con el estudio Tacotalpa 3D Sur.
- En Cuenca del Sureste Marino, mil 861 kilómetros cuadrados con el estudio Ayatsil Tekel 3D.

En cuanto a la perforación exploratoria, se terminaron 11 de 18 programados para un cumplimiento del 61 por ciento, de acuerdo a la siguiente distribución:

- Cuenca de Sabinas - Concluyeron cuatro pozos exploratorios con los siguientes resultados: un productor de gas seco, un productor de gas y condensado, un productor no comercial de gas y condensado, y un improductivo seco.
- Cuenca de Veracruz - Un pozo productor de aceite.
- Cuenca del Golfo de México Profundo – Se terminaron cuatro pozos, un productor de gas húmedo, dos improductivos invadidos de agua salada y un improductivo seco.
- Cuencas del Sureste – Se concluyeron dos pozos, los cuales resultaron improductivos invadidos de agua salada.

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

<b>Datos de Aforo</b>					
<b>Activo</b>	<b>Pozo</b>	<b>Aceite</b>	<b>Gas</b>	<b>Condensado</b>	<b>Resultado</b>
		<b>(bpd)</b>	<b>(MMpcd)</b>	<b>(bpd)</b>	
Activo Integral Burgos	Percutor-1		2.2		Productor de gas seco
Activo Integral Burgos	Habano-1		2.77	27	Productor de gas y condensado
Activo Integral Burgos	Nómada-1				Improductivo seco
Activo Integral Burgos	Montañas-1		0.11	19	Productor no comercial de gas y condensado
Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo	Gasífero-1	821	0.30		Productor de aceite y gas
Activo de Exploración Aguas Profundas Sur	Kunah-1		33.9	143	Productor de gas húmedo
Activo de Exploración Aguas Profundas Sur	Hux-1				Improductivo, invadido de agua salada
Activo de Exploración Aguas Profundas Norte	Talipau-1				Improductivo, invadido de agua salada

Datos de Aforo

Activo	Pozo	Aceite	Gas	Condensado	Resultado
		(bpd)	(MMpcd)	(bpd)	
Activo de Exploración Aguas Profundas Norte	Caxa-1				Improductivo seco
Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre	Bricol-201				Improductivo, invadido de agua salada
Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre	Rabasa-301				Improductivo, invadido de agua salada

La ubicación geográfica aproximada de los pozos exploratorios de las diferentes cuencas de los Activos de PEP se ilustra en la figura:

**Pozos exploratorios terminados**





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

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

Con la finalidad de cumplir con esta estrategia, las actividades realizadas en el segundo trimestre fueron las siguientes:

En la porción terrestre de las Cuencas del Sureste se observaron 415 kilómetros cuadrados, de los cuales, 211 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Remero Cocal Terrestre 3D en busca de adquirir imagen del subsuelo para encontrar la extensión hacia el oeste de los campos Terciarios Caracolillo, El Golpe, Tupilco, Castarrical, Santuario, en la cuenca de Comalcalco, así como detallar la extensión hacia el noroeste de los principales alineamientos estructurales de edad mesozoico productores en los campos Cuatajapa, Tepeyil, Cárdenas y Mora, así como 204 kilómetros cuadrados que corresponden al estudio Tacotalpa 3D Ampliación Sur, orientado a dar apoyo al desarrollo de campos.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste, se realizaron 3 mil 942 kilómetros cuadrados, de los cuales 526 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Tsimin-Tojual 3DTZ, 781 kilómetros cuadrados al estudio Yaxiltún Oriente 3D, 774 kilómetros cuadrados en el estudio Takin 3D y mil 861 kilómetros cuadrados en el estudio Aytsil-Tekel 3DWAZ; los tres primeros con la finalidad de mejorar la imagen en oportunidades exploratorias y localizaciones, así como detectar nuevas oportunidades, principalmente en horizontes tradicionalmente productores de aceite y el último para apoyar el desarrollo de campos.

Finalmente, en la cuenca de Tampico–Misantla se observaron 563 kilómetros cuadrados de sísmica 3D para apoyar el desarrollo de campos en las áreas de Furbero–P. Alemán–Remolino y Tres Hermanos.

Dentro de esta estrategia, en el periodo se programó levantar 3 mil 582 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, observándose realmente 4 mil 920 kilómetros cuadrados, cumpliendo con 37 por ciento más de lo esperado, lo anterior debido al estudio sísmico Ayatsil–Tekel 3D el cual apoya el desarrollo de los campos Ayatsil y Tekel.

En relación a la perforación exploratoria para la estrategia, se programó terminar 10 pozos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, mismos que han sufrido retraso debido principalmente a lo siguiente: profundización para evaluar mayor columna los pozos Cárdenas-901 y Jolote-101, por mantenimiento del equipo el pozo La Venta-1001, condiciones climatológicas adversas en el pozo Sunuapa-401; problemas operativos en los pozos Teotleco-101, Costero-1001 y Navegante-1; entrega tardía de la infraestructura el pozo Chaya 1A, y reubicación por razones de índole arqueológico del pozo Jabonero-1.

Se han terminado 2 pozos, el pozo Rabasa-301 dentro del programa del primer semestre del año y el Bricol-201 como remanente del programa de 2011, ambos

como se muestra en la tabla anterior, resultaron improductivos por invasión de agua salada.

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

Se realizó actividad de sísmica 3D en la cuenca del Golfo de México Profundo, obteniéndose 5 mil 395 kilómetros cuadrados en tres estudios:

- Centauro 3D, remanente de 2011, con 746 kilómetros cuadrados, su objetivo fue adquirir información sísmica tridimensional que permita definir la imagen del subsuelo en áreas afectadas por tectónica salina y la detección de trampas subsalinas presentes en la columna terciaria, para generar prospectos exploratorios que permitan evaluar el potencial petrolero del área.
- Tzumat 3D, con 2 mil 416 kilómetros cuadrados, con el objetivo de reducir incertidumbre de los elementos y procesos del sistema del petróleo de las oportunidades identificadas en el área y definir con mayor precisión los estilos estructurales asociados que permitan realizar un adecuado mapeo estratigráfico y estructural de posibles trampas a diferentes niveles y objetivos.
- Sayab 3D, con 2 mil 233 kilómetros cuadrados, con el objetivo de definir con mayor precisión los estilos estructurales asociados que permitan realizar un adecuado mapeo estratigráfico y estructural de posibles trampas a diferentes niveles y objetivos.

El cumplimiento para este primer semestre fue 67 por ciento, la diferencia se debe al inicio desfasado del estudio Sayab 3D.

Para esta estrategia, durante el primer semestre se programó la terminación de 3 pozos, realizándose 4, por lo tanto el cumplimiento fue de 133 por ciento. De los 3 pozos programados Caxa-1, Puskon-1 y Hux-1 se concluye lo siguiente: Caxa-1 terminado como improductivo seco, Hux-1 que resulto improductivo invadido de agua salada y Puskon-1 termino en 2011 por columna geológica imprevista, no se le realizaron pruebas de producción.

Adicionalmente se terminaron los pozos: Talipau-1, que resultó improductivo invadido de agua salada y Kunah-1 que resulto productor de gas húmedo.

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

Para esta estrategia las actividades realizadas fueron las siguientes:

En sísmica 2D, con objeto de apoyar la cartera de localizaciones e inventario de oportunidades en plays convencionales y no convencionales, se realizaron mil 260 kilómetros en el estudio Sabinas Regional 2D y Perla 2D, en la Cuenca de Burgos, cumpliendo con el 102 por ciento del programa exploratorio, sin embargo, se programó adquirir 400 kilómetros para apoyar el desarrollo de campos y únicamente

se realizaron 30 kilómetros en el estudio Altamira 2D de la Cuenca Tampico-Misantla debido al inicio fuera de tiempo por retraso del convenio con COMESA.

En sísmica 3D, con objeto de definir la extensión de los cuerpos productores de gas y condensado en los campos Palito Blanco, Escobedo, Cruz, San Luis, Parritas y 18 de Marzo en la cuenca de Burgos, se realiza el estudio San Luis 3D que en este primer semestre observó 268 kilómetros cuadrados, cumpliendo con el 26 por ciento de un programa de mil 047 kilómetros cuadrados, debido principalmente a dificultades con los permisos de paso por la actividad agrícola aunado a días perdidos por condiciones climatológicas adversas.

En la cuenca de Veracruz, se realizan los estudios Loma Bonita–Ixcatlán 3D y Mata Verde 3D, el primero, con objeto de adquirir información con suficiente resolución y calidad, que permita definir el espesor y la distribución de los sistemas turbidíticos de las arenas productoras en los campos Veinte, Novillero y Cauchy, y el segundo, para reducir la incertidumbre de oportunidades y localizaciones del área. En total se adquirieron durante el semestre mil 189 kilómetros cuadrados con un mayor cumplimiento, debido a que se ha dado suficiencia presupuestal para continuar con estos trabajos, ya que originalmente su programa se ajustó a un presupuesto reducido.

En relación a la perforación de pozos exploratorios, de los dos programados Camaronero-301 y Tatami-1A, el primero ha desfasado su terminación por problemas operativos durante la perforación y el segundo no ha iniciado ya que está programado posterior al Camaronero-301 en el mismo trend de equipo de perforación, y además iniciará su perforación desde la pera del Tatami-1.

En la cuenca de Veracruz solo finalizó el pozo Gasífero-1 que resultó productor de aceite y gas.

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

Durante el primer semestre, no hay pozos de delimitación programados y únicamente en la porción marina de las Cuencas del Sureste se encuentra el pozo Xux-1DL, que reiniciará las actividades de recuperación del pozo para continuar con la etapa de perforación en julio.

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

Para el periodo enero-junio de 2012, los resultados obtenidos en esta estrategia son:

Se tenían programados los pozos Habano-1 y Percutor-1, los cuales concluyeron con los siguientes resultados: Habano-1 productor de gas y condensado, Percutor-1 productor de gas seco. Adicionalmente, se terminó el pozo Montañés-1 productor no comercial de gas y condensado y Nómada-1 improductivo. El objetivo de estos

cuatro pozos fue evaluar las rocas de la formación Eagle Ford de edad Cretácico Superior.

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

Las estrategias “**5A. Definir el mapa tecnológico de exploración**”, “**2E. Implementar el mapa tecnológico de exploración**”, “**5B. Definir el mapa tecnológico de desarrollo y explotación**” y “**1C. Implementar el mapa tecnológico de desarrollo y explotación**” fueron, a partir de este año 2012, integradas en una sola acción con la finalidad de mejorar su administración, control y seguimiento, todo lo anterior derivado de los ajustes en la aplicación de la nueva estructura administrativa autorizada al Organismo en 2011, denominándose ahora a esta iniciativa como “**7A. Definir el mapa tecnológico de exploración, desarrollo y explotación**”.

➤ **4. Revertir disminución en producción**

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

La siguiente tabla muestra las actividades que se tienen contempladas para el presente año y el por ciento de avance al periodo:

<b>Actividad / Trimestres:</b>	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>Avance</b>
Homologación de procesos y documento guía		15	50	100	15
Cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo		9	15	30	9
Conformación de equipos de trabajo de productividad	6	20	40	100	17
Conformación de centros de ejecución regionales		5	10	25	5
Desarrollo de portal		10	50	100	10
Realización de foro tecnológico				33	
Actualización de la estrategia de capacitación y cierre acelerado de brechas para formación de especialistas	6	10	15	30	10

## 1B. Proyectos de recuperación secundaria y mejorada

Respecto a la continuidad en las actividades de este programa, aun se lleva a cabo la revisión de las principales acciones en desarrollo y por desarrollar de acuerdo a la nueva estructura organizacional.

### 7A. Definir el mapa tecnológico de exploración, desarrollo y explotación

Las estrategias “5A. Definir el mapa tecnológico de exploración”, “2E. Implementar el mapa tecnológico de exploración”, “5B. Definir el mapa tecnológico de desarrollo y explotación” y “1C. Implementar el mapa tecnológico de desarrollo y explotación” fueron integradas en una sola estrategia a partir de este año 2012 en la estrategia “7A. Definir el mapa tecnológico de exploración, desarrollo y explotación”.

La siguiente tabla muestra las actividades que se tienen contempladas para el presente año y los avances porcentuales al periodo:

<b>Actividad / Trimestres:</b>	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>Avance</b>
Estudios de inteligencia Tec. para mapas tecnológicos (no.)	5	10	15	20	10
Desarrollo de mapas (no.)	5	10	15	20	10
Estudios de inteligencia Tec. para mapas de ruta(no.)	1	2	3	4	2
Desarrollo de mapas de ruta(no.)	1	2	3	4	2
Avance en el Plan Estratégico (%)	20	30	50	70	30
Avance en el modelo de administración (%)	20	30	50	70	30
Portafolio de Exploración (%)	5	10	15	20	10
Portafolio de Explotación y desarrollo (%)	5	10	15	20	10

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

La siguiente tabla muestra las actividades que se tienen contempladas para el presente año y avances porcentuales al periodo:

<b>Actividad/ Trimestres:</b>	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>	<b>IV</b>	<b>Avance</b>
DSD-II Ayatsil-Tekel	100				100
DSD-III Ayatsil-Tekel		56	89	100	25

DSD-I Pit-Baksha	25	60	90	100	20
Plan Maestro Ayatsil-Tekel	22	56	89	100	40

DSD = Documento Soporte de Decisión. Documento donde se autoriza pasar de una etapa a otra en la metodología FEL I a FEL II, o de FEL II a FEL III.

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

La estrategia “**1F. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos y reactivación de campos**” se cambió a la estrategia “**2E. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos**”, ya que en la parte de reactivación de campos sus avances se reportan actualmente a través de la estrategia “**3A. Desarrollar modelos de contratos integrales de exploración y/o producción**”

### **2E. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos**

El objetivo de la estrategia es reducir el tiempo entre el descubrimiento y la entrada a producción de un campo nuevo.

Las principales actividades consideradas son:

- Replanteamiento de la estrategia.
- Aceptación del programa de trabajo.
- Aprobación de los parámetros para determinar cuál es un proyecto especial a partir de un campo descubierto.
- Aprobación del procedimiento “fast track” para la documentación en cartera, la aprobación y asignación de recursos para proyectos especiales.
- Acta constitutiva del grupo de revisión y aprobación de proyectos especiales.
- Aprobación de documento rector de proyectos nuevos.

Durante el periodo, se ha logrado un avance de 75 por ciento tanto del replanteamiento de la estrategia como de la aceptación del programa de trabajo, de la misma forma se coordinan las áreas de Exploración, Desarrollo de Campos, y Planeación y Evaluación para la consolidación del grupo de revisión y aprobación de proyectos especiales.

A partir del tercer trimestre de 2012 y durante el primer trimestre de 2013 se llevara a cabo la elaboración y aprobación del procedimiento “fast track” para la documentación en la Cartera de Proyectos, la aprobación y la asignación de recursos para proyectos especiales.

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

Las estrategias “5A. Definir el mapa tecnológico de exploración”, “2E. Implementar el mapa tecnológico de exploración”, “5B. Definir el mapa tecnológico de desarrollo y explotación” y “1C. Implementar el mapa tecnológico de desarrollo y explotación” fueron fusionadas en una sola estrategia a partir de este año 2012 en la estrategia “7A. Definir el mapa tecnológico de exploración, desarrollo y explotación”.

### ➤ 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	Ene - jun, %	
		Prog.	Real
<b>Obras para incrementar capacidad de transporte en el corredor CO Rebombeo-TMDB- CCCP- CAET</b>			
Cabezal de distribución interna de 36"Æ de CB-5E a tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB	ago-2012	88.4	88.3
Plataforma de Rebombeo: sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado	nov-2012	73.3	53.1
Construcción de un oleoducto de 30" D.N. x 15 km. de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandepétl	nov-2012	67.1	50.3
Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmeca en Domos Salinos Tuzandepétl	dic-2012	63.5	34.3
Central de Rebombeo El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I	ene-2013	59.0	47.9
Ampliación de la CB-4T en la Terminal Marítima Dos Bocas	oct-2013	11.0	11.0
<b>Obras para incrementar capacidad de almacenamiento contingente de crudo</b>			
Serv. de carga, almac. y desc. de petróleo crudo en la T. M. Cayo Arcas con apoyo de un buque tanque petrolero	ago-2012	75.4	75.4
Sustitución de un salinoducto de 20"x 28 km. del CAE Tuzandépetl al Golfo de México	jul-2013	27.9	11.0
Artefacto naval FSO con capacidad de deshidratación y desalado por decantación de 200 MBD y 2 MMB de cap. de almacenamiento total	ene-2014	29.6	29.5
<b>Avance total del programa</b>		<b>49.1</b>	<b>38.9</b>

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

Obra	Causa	Acción correctiva
Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmeca en Domos Salinos Tuzandepétl.	Cambio en los alcances en el sistema de medición.	Elaboración y autorización de la ingeniería de detalle para iniciar la construcción del nuevo patín de medición PA-800.
Construcción de un oleoducto de 30" x 15 km. de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandepétl.	Modificaciones al derecho de vía y permisos de la S.C.T. para cruces direccionales.	Seguimiento puntual por parte de GSaPRS para que la S.C.T. apruebe los permisos correspondientes.
Plataforma de Rebombeo: Sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado.	Atrasos en la procura de los trabajos sobre cubierta y obra electromecánica.	Se ejecuta el plan de recuperación en conjunto con el Complejo Operativo Rebombeo.
Cabezal de distribución interna de 36"Æ de CB-5E a tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB.	Atraso marginal en la procura de los trabajos por situaciones imponderables.	Se llevan a cabo reuniones semanales de seguimiento de avance con los involucrados en los trabajos, y se prevé terminar en tiempo.
Central de Rebombeo El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I	Atrasos en la procura de los trabajos, sin embargo se prevé terminar en tiempo.	Se llevan a cabo reuniones semanales de seguimiento de avance con los involucrados en los trabajos, y se prevé terminar en tiempo.

#### 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 alcanzados en el periodo:

Obra	Entrega	Ene-jun, %	
		Prog.	Real
<b>Obras para incrementar capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado</b>			
Conversión a Gun Barrel TV-5006 en TMDB	ago-2012	90.2	86.7
Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J	mar-2013	31.6	9.9
Sistema de calentamiento de crudo en TMDB	jun-2013	17.2	17.2
Conversión a Gun Barrel TV-5008 en TMDB	jul-2013	11	11
Deshidratación y desalado en Akal J1 (200 Mbd)	oct-2013	48.5	43.9



Obra	Entrega	Ene-jun, %	
		Prog.	Real
Construcción del incremento de capacidad de 100 a 150 MBPD de la planta de tratamiento de aguas congénitas en TMDB	dic-2013	10.1	9
Cambio de interno del TV-2005 y TV-2006	dic-2013	10.6	8.5
Planta de tratamiento de aguas congénitas de Ku-Maloob-Zaap (100 MBD) en TMDB	mar-2014	9	8
<b>Obras para incrementar capacidad de mezclado de crudos en área de plataformas marinas y en TMDB</b>			
Complementación/cambio de equipos de bombeo CB-5E en TMDB	ene-2014	9.9	9.1
Construcción e interconexión de los sistemas de mezclado de crudo en la TMDB	feb-2014	10.1	10.5
Sistema de lavado, calentamiento y desalado de crudo de Abk-A	may-2014	38.6	29.9
Planta de mejoramiento de crudo pesado de 17 a 19 °API en TMDB-5E en TMDB	mar-2017	0.9	0.7
<b>Avance total del programa</b>		<b>28.3</b>	<b>22.4</b>

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

Obra	Causa	Acción correctiva
Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J	Se declara desierta la contratación debido a que los licitantes excedieron el monto de la evaluación económica autorizada por la Subgerencia de Ingeniería de Costos de Obras.	Contratación por adjudicación directa.

Para fortalecer el cumplimiento se llevan a cabo reuniones entre las áreas involucradas y se propicie la oportuna documentación de procesos de contratación, así como para el análisis de los impactos de retrasos en los programas de ejecución e importancia de las obras dentro del plan y mitigar futuros retrasos.

## ➤ 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).

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

Elemento	Junio 2012	
	Programa	Real
Organización	89	91
Confiabilidad humana	78	87
Confiabilidad de procesos	93	94
Confiabilidad de diseño	85	95
Confiabilidad de equipos y ductos	87	90
Proceso de mantenimiento	96	97
Elemento PM-SAP	97	97

En lo que respecta al avance del SCO se reporta 93 por ciento en la implantación en los 7 elementos y 23 subelementos para las 42 instalaciones tipo "A", valor marginalmente superior a lo programado.

Las acciones para fortalecer el cumplimiento son:

- Consolidar el liderazgo de las Subdirecciones Operativas para la implantación del SCO en las instalaciones estratégicas.
- Continuar el programa de Rendición de Cuentas de las Subdirecciones Operativas a la DG-PEP.
- Asegurar la participación de los asesores internos a tiempo completo para soporte a las instalaciones.
- Reforzar la participación del Órgano Rector de Operación en la implantación del SCO.
- Contratar asistencia técnica externa especializada para soporte a la implantación del SCO en las instalaciones estratégicas.
- Continuar con el programa de Revisiones de Control para asegurar el cumplimiento de las disposiciones específicas del SCO.
- Efectuar revisiones de gestión (fase de verificación) a instalaciones que hayan cumplido con el 100% de implantación en cada elemento.

➤ **7. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración y de explotación**

Las estrategias “**8B. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración**” y “**8C. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de explotación**”, fueron dados de baja a partir de este año por haber quedado definido el alcance de la metodología FEL en la organización y sólo presenta acciones de mejora en la organización.

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

Al segundo trimestre de 2012, se concluyeron las siguientes acciones:

- Definición de objetivo, estructura y funciones.
- Transferencia de funciones y recursos a las áreas correspondientes de PEP y de UNP.
- Enfocar en la tripulación de la estructura micro de UNP y su implementación al interior de PEP.
- El 50% del plan de comunicación y revisión del sistema de evaluación.
- El 50% del monitoreo a la implementación inicial y el reforzamiento en la capacitación y procedimientos.

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

Durante el 2012 se ha concluido la siguiente acción:

- Se realizó el modelo económico y legal así como la promoción de los contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Norte al 100%.

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

Para el segundo trimestre del 2012, se programó realizar 271 auditorías de SIPA más 168 seguimientos al cumplimiento de auditorías realizadas, para hacer un total de 439 auditorías internas en materia de SIPA.

Al cierre de junio de 2012, se realizaron 264 auditorías y 182 seguimientos, equivalente a un avance de cumplimiento del 97 y 108 por ciento, respectivamente, con relación a lo programado para el periodo referido.

Respecto a las auditorías la Región Marina Noreste cumplió con un avance de 32%, debido a que existió un atraso en la asignación del presupuesto para realización de las auditorías por contrato. Actualmente se encuentra en proceso de licitación pública y se estima comenzar a auditar a partir de octubre de 2012. Se contemplará como una reprogramación las auditorías atrasadas.

La Región Norte cumplió con 69%, dado que como estrategia y para garantizar la operación de los sistemas de seguridad (redes contraincendios y detección gas-fuego, se realizan inspecciones semanales con el objeto de revisar en forma puntual la disponibilidad operativa de los mismos, y de lo cual se tiene rendición de cuentas semanal con la participación de Administradores de Activos, Gerencias Regionales y la Subdirección de la Región.

Así mismo, se llevan a cabo recorridos técnicos integrando grupos multidisciplinarios para constatar la disponibilidad de los sistemas de seguridad y en caso necesario activar los programas para atención de las observaciones y mantener disponibles los sistemas.

Pemex Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al cierre de junio de 2012, se han incorporado un total de 514 instalaciones de proceso y 420 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 79 instalaciones y 164 ductos cuentan con certificado.

El avance registrado al cierre del segundo trimestre de 2012 en el proceso de certificación, es de 15 por ciento para instalaciones y 39 por ciento para el caso de ductos.

Para reforzar la administración de la seguridad física de enero a junio de 2012, se tienen programados 60 estudios de análisis de vulnerabilidad de las instalaciones, al cierre de este periodo, se tuvo un avance de 76 estudios realizados, equivalente al 127 por ciento 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 141 reportes en el segundo trimestre de 2012, realizándose una cantidad de 145 asesorías equivalente al 103 por ciento de lo programado.

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

Pemex Exploración y Producción continúa impulsando fuertemente la implantación del Sistema de Gestión en Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental PEMEX-SSPA, con el objetivo de mejorar y mantener niveles de desempeño internacionales.

El Sistema se basa en la aplicación sistemática de las 12 Mejores Prácticas Internacionales, con un proceso consistente de Disciplina Operativa que asegure la

aplicación integral de todos los elementos de cada uno de los Subsistemas de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

Con la finalidad de medir el avance de la implantación, así como para desarrollar y ajustar los programas de acciones de mejora de cada unidad de implantación, se realizaron autoevaluaciones al Sistema Pemex-SSPA a través de los Subequipos locales de SSPA.

Los resultados al cierre de 2011 fueron los siguientes:

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

Así mismo, se ajustó la estrategia general de implantación conforme a la versión 1.0 del Manual del Sistema PEMEX-SSPA emitido por la Dirección General en 2010, el cual considera 4 Fases y 11 líneas de acción.

Durante el segundo trimestre de 2012, se realizó el Programa Rector Estratégico SSPA único para los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST). Este programa define una serie de acciones secuenciales para reforzar el proceso de implantación del Sistema Pemex-SSPA de una manera integral, disciplinada y ordenada, a través de la verificación y asesoría de la función de SSPA.

El Programa Rector Estratégico SSPA interrelaciona los Subsistemas, sus elementos y requisitos apoyados en las herramientas del manual y las 12 MPI como se muestra en la imagen siguiente:

## 12 Mejores Prácticas Internacionales SSPA



### Programa Rector Estratégico SSPA

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.

En materia de capacitación en el Sistema Pemex-SSPA, en este segundo trimestre del año se impartieron 132 talleres de entrenamiento con una participación de 2,675 trabajadores.

Los esfuerzos de la organización en las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12MPI) se reflejan en los avances alcanzados principalmente en:

- Involucramiento de la organización en la implementación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores.
- Implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas quincenal en materia de SSPA ante la Dirección General, a través de videoconferencias con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios.
- Elaboración y actualización sistemática de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA, mismos que están acordes con las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas.

- Desarrollo de Guía Técnica para asesorar y apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas.
- Desarrollo de documentos de bolsillo (específicos para los diferentes estratos, desde Director y Subdirectores hasta Supervisores de línea) para fortalecer la comunicación de las responsabilidades de la línea de mando respecto a SSPA, con base en la “Guía técnica de responsabilidades de la línea de mando”.

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

- Capacitación al tercer grupo de especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo. Al finalizar la capacitación de este grupo se contará con un total de 65 especialistas.
- Inicio de la verificación del nivel 2 de implantación, a través del Programa Rector Estratégico, en las unidades de implantación con instalaciones modelo.
- Difusión de los indicadores de ASP a las Subdirecciones Operativas y capacitación para hacer el cálculo, captura y análisis.

En relación a los 15 elementos del Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se muestran avances en las acciones siguientes:

- En proceso de aprobación y formalización por los equipos de trabajo de 10 procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este subsistema.
- Incorporación de cuatro cursos CBT's para capacitación y sensibilización en el SAA vía Universidad Virtual.
- Para la ejecución del “Programa Rector Estratégico del Subsistema de Administración Ambiental” (PRESAA) se llevó a cabo la campaña de comunicación del Programa a los profesionales de la función de las Gerencias de ASIPA en las Regiones Sur, Norte y Marinas, así como al Cuerpo de Gobierno de Protección Ambiental.
- Elaboración de los Materiales de Capacitación del PRESAA con el objeto de preparar a los Subequipos de Liderazgo de las Unidades de Implantación y equipos de apoyo en el proceso de implantación.
- Asesoría y conducción para la homologación del proceso de implantación del Subsistema en la Unidad de Negocio de Perforación y la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

En relación a los 14 elementos del Subsistema de Salud en el Trabajo (SAST) se muestran avances en las acciones siguientes:

- Designación de candidatos para formación de especialistas en Higiene Industrial y administradores de los Servicios Multidisciplinarios de Salud en el Trabajo (SMST) que participarán en los programas corporativos del SAST.
- Desarrollo del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 25 profesionistas.
- Asesoría al Cuerpo de Gobierno para implantación del SAST.
- Actualización de los procedimientos en la materia mediante la Red de Expertos.

### **Consolidación del Sistema y Próximos Pasos**

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 todas las Unidades de Implantación, manteniendo el énfasis en las 14 instalaciones modelo.

Con base en los avances del Plan de Implantación y los programas de mejora de las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno, se realizarán las acciones siguientes:

- Fortalecer las capacidades de la Función de SIPA a través de la capacitación para el desempeño eficiente y eficaz de sus roles.
- Mantener el apoyo y asesoría en el desarrollo de las actividades para alcanzar los niveles de implantación programados.
- Elaborar y difundir el documento normativo del proceso de Rendición de Cuentas, así como 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.
- Continuar con el apoyo a los Equipos y Subequipos SSPA para mantener actualizadas sus Actas Constitutivas. Asimismo, asegurar la capacitación de sus integrantes conforme al 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.
- Elaborar y promover la guía técnica para POPS / IMAC.

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

En el segundo trimestre del año, las actividades se acotaron a la difusión interna que se realiza en cada Región del Organismo.

**Región Sur**

- Durante el periodo abril – junio 2012, se registraron 2 bloqueos contra los 7 estimados, resultado del desempeño de asistencia a la operación.
- El índice de reclamaciones dictaminadas procedentes y que fueron finiquitadas fue de 99 por ciento.
- En el periodo reportado, se otorgaron apoyos con donaciones.
- En cuanto a las obras de beneficio mutuo, se concluyeron 23 obras, que comparadas con las 22 programadas en el periodo, se logró un desempeño mayor al 100 por ciento.

**Región Marina Suroeste**

- La obra de beneficio mutuo “Adecuación de la calle Eliud Santos Magaña, ubicada en Paraíso, Tabasco” dentro del programa de pavimentación de calles, lleva un cumplimiento del 100 por ciento al tener un avance del 50 por ciento de acuerdo al programa.
- De enero a junio 2012, se realizaron 60 actividades de difusión que han permitido la mejora de la imagen de la Región Marina Suroeste de Pemex Exploración y Producción, en las que han participado más de 2,883 personas (trabajadores de Pemex y de compañías, alumnos de escuelas y habitantes en lo general).

**Región Marina Noreste**

- La obra de beneficio mutuo “Drenaje pluvial y sanitario en el fraccionamiento Santa Rita” lleva un 78 por ciento de avance.
- Se cumplió con la meta de actividades de difusión de acciones de PEP a través de 93 acciones, generando más de 52 mil mensajes.
- Y, la percepción favorable de imagen fue de 70 por ciento, como resultado de encuestas y del seguimiento de diversos medios de comunicación impresos.

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

### Pemex Exploración y Producción

Período: Enero - junio 2012

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-jun (3)	Desviación <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desviación (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)			
Producción de crudo total	Mbd	1	4	53%	2,538	min	2,823	2,522	-15.4%	-1.2%	Aceptable			
			8	83%		max						3,002	2,569	
			9	86%										
Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	1	5	84%	2,464	min	2,818	2,474	-17.8%	-2.2%	Insuficiente			
			6	74%		max						2,997	2,520	
Producción de gas total <sup>c</sup>	MMpcc	1	4	53%	5,708	min	6,500	5,522	-15.0%	1.3%	Sobresaliente			
			8	83%		max						6,718	5,635	
			9	86%										
Producción de gas asociado <sup>c</sup>	MMpcc	1	4	53%	3,663	min	N.A.	3,467		3.1%	Sobresaliente			
			9	86%		max	N.A.					3,553		
Producción de gas no asociado	MMpcc	1	4	53%	2,046	min	N.A.	2,055		-1.7%	Insuficiente			
			9	86%		max	N.A.					2,082		
Producción de gas entregada a ventas	MMpcc	1	5	84%	5,456	min	6,687	5,214	-21.1%	2.4%	Sobresaliente			
			6	74%		max						6,911	5,327	
Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>d</sup>	US\$/bpce	2, 9	1	71%	16.13	min	13.56	16.25	-7.7%	9.5%				
			2	87%								max	14.97	17.83
			3	77%										
			4	53%										
			8	83%										
9	86%													
Costo de producción	US\$/bpce	2, 9	4	53%	5.87	min	5.36	6.29	-4.3%	14.1%	Sobresaliente			
			5	84%								max	5.63	6.84
			8	83%										
			9	86%										
Costo de transporte	US\$/bpce	2, 15	5	84%	1.08	min	0.68	1.24	-54.5%	19.3%	Sobresaliente			
			6	74%								max	0.70	1.34
Autoconsumo de gas	%	2	6	74%	9.8	min	8.8	9.5	-7.6%	-1.1%	Insuficiente			
						max	9.1	9.7						
Productividad laboral	Mbpce/plazas ocupadas	3	4	53%	50.2	min	37.2	50.4	25.5%	-1.2%	Insuficiente			
			9	86%		max						40.0	50.8	
Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción	Índice	5	6	74%	0.15	min	0.00	0.14	24.4%	-0.8%	Insuficiente			
			10	83%		max						0.20	0.15	
			11	63%										
Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Índice	5	8	83%	0.88	min	0.00	0.81	58.1%	-7.4%	Insuficiente			
			10	83%		max						2.10	0.82	
			11	63%										
Tasa de restitución de reservas probadas <sup>d</sup>	%	8	2	87%	101.1	min	94.0	83.0	1.1%	0.9%				
			4	53%		max						100.0	100.2	
Tasa de restitución de reserva 3P <sup>d</sup>	%	8	1	71%	107.6	min	88.8	104.9	7.1%	-22.0%				
			2	87%		max						100.5	137.9	
			3	77%										
Incorporación de reservas 3P <sup>d</sup>	MMbpce	8	1	71%	1,461	min	N.A.	1,429		-22.2%				
			2	87%		max						N.A.	1,879	
			3	77%										
Relación Reservas probadas/producción <sup>d</sup>	Años	8	1	71%	10.2	min	N.A.	10.0		1.0%				
			2	87%		max						N.A.	10.1	
			4	53%										

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-jun (3)	Desviación <sup>b</sup> (1) vs (2)	Desviación (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)	
Factor de recuperación actual <sup>d</sup>	%	10	4	53%	27.0	min máx	28.8 29.9	26.9 27.6	-9.7%	-2.2%	
Éxito exploratorio comercial <sup>d</sup>	%	11	1	71%	46	min máx	30 41	30 47	12.2%	-2.1%	
			2	87%							
			3	77%							
Productividad por pozo <sup>d</sup>	Mmbpce / pozo	12	4	53%	1.20	min máx	0.46 0.52	1.05 1.21	130.8%	-0.6%	
Aprovechamiento de gas <sup>c</sup>	%	13	6	74%	98.1	min máx	96.4 98.3	97.9 98.3	-0.2%	-0.2%	<b>Aceptable</b>
Índice de mermas y pérdidas		15, 16	5	84%	0.46	min máx	0.54 0.57	0.50 0.51	19.7%	11.0%	<b>Sobresaliente</b>
Fugas de hidrocarburos	Número	15, 16	6	74%	64	min máx	N.A. N.A.	0 26		-146.2%	<b>Insuficiente</b>
			11	63%							
Derrames de hidrocarburos	Barriles	15, 16	6	74%	1,679	min máx	N.A. N.A.	0 1,473		-14.0%	<b>Insuficiente</b>
			11	63%							

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 691 millones de pies cúbicos día.

d. Indicadores de seguimiento anual, el valor al periodo corresponde al realizado del año anterior y la meta es total del año.

N.A. No aplica.

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

### ➤ **Producción de crudo entregada a ventas**

#### **Causas de desviación:**

La causa principal de la desviación se debe a condiciones ajenas a la operación de Pemex Exploración y Producción, ya que Pemex Refinación rechazó entregas programadas.

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

No aplica.

### ➤ **Producción de gas no asociado**

#### **Causas de desviación:**

La causa principal de la desviación se ubicó en la producción base menor a la programada, ajuste por medición y retraso en las terminaciones de pozos en la Región Sur. Producción base menor a lo programado y cierre de pozos, intervenciones mayores y terminaciones de pozos menores a lo programado por problemática en áreas inseguras.

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

Se avanza en la automatización de equipos en zonas de inseguridad, en éstas se opera con horario restringido y por medio del apoyo del ejército y armada de México, realizándose las operaciones de intervenciones a pozos.

### ➤ **Autoconsumo de gas**

#### **Causas de desviación:**

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.

## ➤ **Productividad Laboral**

### **Causas de desviación:**

Menor producción de hidrocarburos totales en petróleo crudo equivalente para el periodo de análisis, especialmente por cierre de pozos en áreas cercanas a los casquetes de gas en la Región Marina Noreste, por la contingencia en el C.P. Ku-S de la Región Marina Noreste, incremento en el porcentaje de agua y retraso en las terminaciones de pozos en la Región Sur.

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

Programa estricto de control de pozos productores en las cercanías de los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite, generando programas de intervenciones, manteniendo la continuidad de la planta de nitrógeno para inyección al yacimiento para el manteniendo de la presión. En la Región Sur se estima el arribo de los equipos de perforación.

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

### **Causas de desviación:**

Al segundo trimestre de 2012 han ocurrido 6 accidentes en las áreas de Exploración y Producción, éstos se presentaron de la siguiente manera: 1 en las actividades de distribución de hidrocarburos, 1 en producción de la Región Norte, 3 en mantenimiento y logística, y 1 en administración y finanzas (se redujo uno del trimestre pasado debido a su recalificación; ninguno accidente fue fatal).

### **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, a los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo.

➤ **Índice de frecuencia de accidentes en perforación**

**Causas de desviación:**

Durante el año 2012, han ocurrido en las áreas de perforación 20 accidentes, éstos se presentaron de la siguiente manera: 5 en División Norte, 5 en División Sur, 10 en la División Marina; ningún accidente fue fatal.

**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.

### ➤ **Fugas de hidrocarburos**

#### **Causas de desviación:**

Al periodo de evaluación se presentaron 64 fugas, 48 corresponden a la Región Norte, 8 corresponden a Distribución y Comercialización, 6 a la Región Sur y 5 la Región Marina Noreste, debido principalmente a la corrosión interior y exterior de tuberías y a los provocados por actos de vandalismo.

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

En las actividades de mantenimiento y atención a la problemática de fugas, se actúa permanentemente en la aplicación de las siguientes acciones:

- Estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica.
- Evaluación del riesgo e inseguridad.
- Elaboración de ACR y atención a recomendaciones.
- Instalación de tubería no metálica.
- Incremento de la protección interior (recubrimiento interno).
- Inyección de inhibidores.
- Intervención con equipo desarenador automatizado.

### ➤ **Derrame de hidrocarburos**

#### **Causas de desviación:**

En el periodo de evaluación, por efecto de las fugas ocurridas, se derramaron 1,679 barriles de petróleo, 55 por ciento de este volumen se debió a causas relacionadas

a la corrosión interior y exterior en ductos; el 31 por ciento se debió a actos vandálicos y el 4 por ciento restante a fallas y rebosamiento.

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

Dentro de las acciones correctivas se informa que se actuó de manera inmediata para recuperar el 75% por ciento del volumen de hidrocarburo derramado.

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 lo siguiente:

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

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.



Las acciones mencionadas anteriormente se llevan 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".

### 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:

Paquete	Avances físicos a junio de 2012	Avances financieros a junio de 2012
II Aguas Amargas, Servicios Auxiliares y Obras de integración	100%	98.9%
III Planta Combinada, Hidrodesulfuradora de Diesel y Catalítica	100%	98.2%
IV Plantas HDS de gasóleos, hidrógeno y azufre	100%	98.5%
V Plantas de coquización, hidrodesulfuradora de naftas y regeneradora de aminas	100%	98.7%
VI Plantas de alquilación	100%	99.6%
Obra adicional I (sistemas de desfuegos, oleoducto 30" y gasoducto 12" x 17.3 km.)	100%	100%
<b>Avance Total del Proyecto</b>	100%	98.7%
Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km.	100%	99.0%

Nota: Se considera el 100% del avance físico hasta concluir satisfactoriamente con las pruebas de desempeño de las plantas e instalaciones.

#### Arranque de plantas por bloque

Todas las plantas e instalaciones han sido físicamente terminadas y están operando bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería.

**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 e inicios de 2012: La Planta Combinada, actualmente opera con 130 Mbd; La Planta Catalítica opera con una carga de 38 Mbd, obteniéndose gasolina dentro de especificación; La Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos actualmente opera con 35 Mbd; La Planta de Alquilación U-18000 está disponible para operar; La Planta de Alquilación U-19000 actualmente está en operación con 7 Mbd.

**Las plantas del tercer bloque**, son: la Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización (HDSNC), que actualmente opera con carga de 7.9 Mbd, La Planta de Coquización Retardada opera con una alimentación de 50 Mbd de residuo de vacío, La Planta Regeneradora de Aminas actualmente está en operación, regenerando la corriente de amina rica con una producción de 79,599 MCSD de gas ácido. El Hidrogenerador se encuentra en operación.

Las acciones que ha tomado PEMEX de diciembre del 2009 a la fecha, derivado de las conciliaciones ante la Secretaría de la Función Pública (SFP), 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 puesta en operación de las Plantas del Proyecto.

La SHCP autorizó el “Proyecto Asociado al cierre administrativo de la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán” por un monto de 409 MM\$US, con lo cual ya se cuentan con los recursos financieros requeridos para los compromisos derivados de los procesos de conciliación ante la SFP y para los trabajos necesarios para la terminación, tales como METI, Libros de Proyecto, Detalles de Procura, Refaccionamiento, atención de los principales detalles constructivos pendientes que no afectan ni la seguridad ni la operación de las Plantas, así como el cierre administrativo de la Reconfiguración.

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

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

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

Se cuenta con la ingeniería básica, ingeniería básica extendida (FEED) y estimado de costo clase II de la planta Coquizadora de Foster Wheeler.

Continúa 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.

La CFE continúa con los trabajos de relocalización de líneas de alta tensión que actualmente ocupan el predio donde se desarrollará el proyecto.

La UNAM continúa trabajando en la elaboración del dictamen de factibilidad técnica, económica y ambiental requerido por el artículo 49 de Ley de PEMEX.

En el segundo trimestre de 2012, se formalizó el convenio e iniciaron las actividades de la UANL para ejecutar la Evaluación de Integridad Mecánica de la H-Oil.

Asimismo en el segundo trimestre del año, se contrató a la Cía. Axens e iniciaron sus actividades para la simulación de proceso para determinar la capacidad hidráulica de la unidad H-Oil, actualmente hidrotratadora de residuos de vacío para su conversión a hidrotratadora de gasóleos pesados de Coquización.

La compañía Haldor Topsoe continúa desarrollando la ingeniería básica y licencia de una planta generadora de hidrógeno de 100 MMpcd, con un avance para este segundo trimestre de 2012 de 88%.

Actualmente se trabaja en la adecuación de la ingeniería básica de la hidrodesulfuradora de naftas en convenio con el IMP.

Se inicia en este trimestre de 2012 el desarrollo de la ingeniería y paquete de licitación de la barda perimetral con el IPN.

A principios de enero de 2012, la Dirección Corporativa de Operaciones, a través de la Subdirección de Desarrollo de Proyectos contrató a la Cía. *Independent Project Analysis* (IPA) para evaluar el desarrollo del proyecto de acuerdo con la metodología de *Front End Loading* (FEL). Se identificó que al autorizar la ejecución de la planta coquizadora, con el avance logrado hasta enero de 2012, introduciría un alto riesgo para Pemex, por lo que implicaría autorizar de facto todo el proyecto. Se trabaja en implementación de las recomendaciones para lograr una mejor definición del alcance y estimado de inversión para solicitar la autorización global del proyecto y la liberación de fondos para la procura anticipada de equipos de largo tiempo de fabricación y entrega que se encuentran en la ruta crítica, incluyendo la compra de los equipos de Valero.

Se ha establecido como prioridad en el proyecto, la contratación de ingenierías básicas para atender las recomendaciones de IPA, en ese sentido se requiere la contratación de: Remodelación de FCC, Azufre, hidrodesulfuradora de gasóleos, reformadora, lubricantes, análisis de elementos finitos y fatiga de tambores de coque por *Stress Engineering Services* (SES).

### **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**

Al cierre de junio de 2012, se han identificado 353 iniciativas económicas en el componente de Sistemas Técnicos, con un valor de 1,763 millones de dólares anuales aproximadamente. Este valor equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.52 dólares por barril en el SNR. Solamente el 10% de las iniciativas detectadas hasta ahora requieren inversión.

Del total de oportunidades, 87 ya se encuentran en operación y han acumulado un beneficio de 238 millones de dólares. Paulatinamente el resto de las iniciativas pasarán a la fase de implementación.

Respecto a los cuatro componentes restantes del programa (Confiabilidad, Gestión de la Producción, Suministro y Fortalecimiento a la Organización), en proceso de identificación de iniciativas.

## ➤ **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 como sigue:

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.

Pemex Refinación (PR) y la Dirección Corporativa de Operaciones llevaron a cabo un Taller para la Evaluación y Selección de Tecnología para el sistema de apertura y cierre en el domo y fondo de los tambores de la coquizadora.

La Subdirección de Producción definió el sistema que se implementará para el remplazo de la apertura y cierre en el domo y en el fondo de los tambores.

Actualmente personal de Proyectos y de Producción adecúan la documentación para la licitación, la cual se estima iniciar en el 2012.

Para el rediseño del calentador de vacío, líneas de Transfer y sistema de Vacío de la Planta Combinada Maya, se efectuaron 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.

Se justificó la nueva unidad de inversión, se solicitarán recursos una vez que la SHCP apruebe el cambio de monto y alcance del Proyecto Integral.

Se solicitará al SGTI su acreditación mediante Nota Informativa con mínimos entregables del Proyecto Integral con fecha estimada para el mes de agosto 2012.

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

Pemex Refinación (PR) y la DCO realizan una evaluación para determinar la mejor opción para PEMEX entre utilizar como maquila la nueva Planta Reformadora de Naftas que se construye en la Cangrejera y/o construir la nueva Reformadora en la refinería de Minatitlán Ver.; a la fecha están en revisión los escenarios operativos.

Sí se decide la construcción de la Reformadora en Minatitlán, será necesario elaborar los entregables para su acreditación ante el GTI. Se tiene la ingeniería básica de tecnología UOP; así mismo se tiene la ingeniería de detalle de la integración.

### **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 del 98% al mes de junio 2012.

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

El paquete de licitación se encuentra en el área de licitaciones de la Gerencia de Contratos.

Se estima la publicación de la convocatoria para la licitación en el mes de julio. Por lo cual se considera el inicio del contrato sea en octubre 2012 con un periodo de ejecución de 26 meses.

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

El 14 de abril de 2009 el Director General de Pemex 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, PEMEX 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.

Asimismo, se definieron los requerimientos de Infraestructura de edificios.- (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 Pemex. 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 cumplieron 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 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 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 7 de octubre se formalizó con el INAH el contrato RPSA04611 “Salvamento Arqueológico, Segunda Temporada, Excavaciones en Chingú”, mediante el cual el INAH liberaría las 109 hectáreas pendientes.

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 del Organismo, el CAAOS de Pemex y el Consejo de Administración de la paraestatal, 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 concluyó el estudio de impacto Ambiental para el Acondicionamiento del sitio.

Avances enero-junio de 2012:

El 23 de febrero 2012, el INAH presentó el dictamen final con el que se libera la totalidad de las hectáreas no reservadas (109).

El 2 de marzo se firmó el contrato de servicios a precios unitarios con, Fluor Enterprises, Inc, Ica Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V, Fluor Limited, Fluor Canada Ltd, Fluor, S.A., Fluor Daniel Illinois, Inc., Fluor Engineering Corporation, Fluor Daniel Latin America, Inc., Fluor Consultants B.V., Fluor Transworld Services, Inc. y Fluor Intercontinental, Inc., para llevar a cabo los servicios consistentes en: “Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva Refinería en Tula, Hidalgo”. El 10 de marzo se llevó a cabo la junta de arranque de trabajos.



Se están realizando los trabajos de ingeniería legal con personal de Pemex Refinación, para la legalización de los derechos de vía, a través de tres residencias: Minatitlán, Veracruz y Venta de Carpio. Se tiene en formalización el convenio de traslado-traspaso de camionetas (inmovilizadas por adquisición de nuevas) entre el equipo de proyecto y la Subdirección de Producción de PR. Se tiene en consulta ante SHCP la procedencia de adquisición de predios para estaciones de bombeo y el corredor inter refinerías.

Se dio por terminado el contrato con el 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 inter refinerías en Tula Hidalgo”, derivado del atraso en su ejecución por parte de esta institución. Se gestiona la inclusión de estos trabajos con arqueólogos a través de la UNAM.

El 14 de mayo se firmó el contrato específico de obra con I.I.I. Servicios, S.A. de C.V., para llevar a cabo los trabajos consistentes en: “Trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería en Tula, Hgo”. Los trabajos iniciaron el 28 de mayo y al cierre de junio llevan un avance del 0.7%.

El 31 de mayo se publicó la convocatoria para los trabajos de “Reubicación de canales para el nuevo tren de Refinación en Tula, Hidalgo”, la fecha estimada para inicios de los trabajos es el 3 de septiembre.

En mayo se aprobaron los dictámenes para justificar la asignación directa para la compra de las tecnologías e ingenierías básicas por el SUBCAAOS del organismo.

El 14 de junio se recibió respuesta favorable de la SHCP referente a la adquisición de predios para estaciones de bombeo y el corredor inter refinerías.

El 27 de junio se entregó ante la Unidad de Inversiones de la SHCP el paquete de documentos del proyecto 0818T4M0023 que corresponden al Cambio de Monto y Alcance del “Estudio de pre-inversión para incrementar la capacidad de refinación en Tula, Hidalgo.”

Al cierre del mes de junio de 2012 la construcción de la barda perimetral presenta un avance del 99%.

El contrato con la UNAM “Estudios de manifestación de impacto y riesgo ambiental así como los estudios técnicos justificativos relacionados con el proyecto incremento de capacidad de refinación con aprovechamiento de residuales en Tula, Hgo.”, presenta un avance del 86.99%, quedando pendiente un estudio específico para la desviación del nuevo poliducto de Otumba – a la Nueva TAR en la Zona Metropolitana del Valle de México. Se incluye en sus alcances los estudios arqueológicos en derechos de vía.

Al mes de junio de 2012, el contrato con el IMP “Consolidación de la ingeniería conceptual, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalle y paquete IPC, para la construcción de ductos de suministro y distribución para la nueva refinería en Tula”, presenta un avance del 3.35%

En materia de impacto ambiental, se obtuvo la conformidad de la SEMARNAT para la reubicación de canales de riego, líneas de CFE y basureros que se encuentra dentro del predio, así como para el movimiento de tierras que incluye el despalme, desarrollo de plataformas, y la construcción de edificaciones de tipo provisional para las residencias.

## ➤ **5. Uso eficiente de energía**

Durante el primer semestre de 2012 el Índice de Intensidad de Energía (IIE) mejoró en 5.0 puntos con respecto a 2011, sin embargo este resultado continúa por arriba de la meta anual establecida.

Para mejorar el IIE y reducir la brecha existente entre el SNR y las refinerías de la Costa Norteamericana del Golfo de México, se 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.
- La implementación de proyectos sobre uso eficiente de energía y de generación eficiente de energía eléctrica.

Se continuaron las gestiones para iniciar las licitaciones de las primeras unidades de inversión correspondientes a los proyectos integrales para el uso eficiente de energía de las refinerías de Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula. Respecto a los proyectos de alto impacto para mejorar el IIE en la refinería de Madero, está en ejecución la instalación de una nueva caldera para generación de vapor de alta presión, se ha mantenido operando la caldera recuperadora de calor de la planta catalítica FCC-2, y se continuaron las gestiones para licitar la instalación de un turbogenerador de gas con caldera recuperadora de calor. En la refinería de Cadereyta se contrató la realización de un Estudio para el Uso Eficiente de Energía, del cual se derivarán las actividades para registrar su proyecto integral de eficiencia energética.

## ➤ 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 PR. 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 Salamanca (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:

- 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 y 2012:

- 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.
- Quedaron definidas las trayectorias finales de las líneas de interconexión y las características de los parámetros de vapor de alta y media presión.

- Se acordó en reuniones con SENER realizar la infraestructura de tuberías y rack desde la barda al interior de la refinería; por lo que se espera propuesta técnico económica por parte de Iberdrola para iniciar trámites de excepción a la licitación.
- Se elabora en conjunto (CFE-PEMEX) el clausulado del contrato de servicio.

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. Se prepara la estrategia para sacar a licitación el proyecto.
- Cogeneración Cadereyta.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor, en etapa de autorización del proyecto.
- Vapor Reconfiguración de Minatitlán (déficit).- Se tiene contemplado en el corto plazo la instalación de una línea de interconexión de vapor de media presión de la refinería actual a su reconfiguración, a largo plazo, la adquisición e instalación de una caldera de alta presión (CB-8) para el área de la reconfiguración.

## ➤ 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 Beristáin.

- 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 bombeo a 135 Mbd.

En marzo de 2012 se realizó la puesta en operación de la segunda fase que comprende de la válvula de seccionamiento de Tecocomulco a las trampas de recibo y envío de diablos Xihuingo, con una longitud de 23.26 km, habiéndose incrementado la capacidad de bombeo a 140 Mbd.

Derivado de los retrasos de la contratista, así como la carencia de fuerza de trabajo, se han formalizado convenios de ampliación al plazo, la fecha de terminación vigente es el 15 de junio de 2012. De acuerdo al Convenio No. 7 vigente, el avance general del poliducto al cierre de junio de 2012 es de 74.93%.

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 actual es 31 de marzo de 2012. Se realizó la inauguración de la Estación de Rebombeo Beristain el 22 de diciembre de 2011 y se puso en operación el 2 de febrero de 2012.

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 Rebombado Beristaín, se inició el trabajo el 16 de junio de 2011 con fecha de terminación el 14 de septiembre de 2011, habiéndose concluido al 100%.

De la actualización de las estaciones de Rebombado Ceiba, Zoquital y Catalina: se llevaron a cabo los contratos para la integración del sistema de cero cortes y calidad de energía ininterrumpible, la actualización de dos turbobombas para manejar 140 Mbd y la modernización del sistema de monitoreo y control automático. Trabajos concluidos al 100%.

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 tiene vigente el convenio anexo D-3, con fecha de terminación al 10 de septiembre de 2012. Al cierre de junio de 2012 se tiene un avance general de 67.67 %.

En septiembre de 2011 se autorizó la inclusión de una nueva Unidad de Inversión denominada: "Unidad de Modernización de Equipos de Bombeo en Tuxpan Poliducto 24"-18"-14" Tuxpan – Poza Rica – México", 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.

Se lleva a cabo la contratación de los trabajos para el suministro de dos sistemas de cero cortes y calidad de energía ininterrumpible para la Estación de Bombeo Tuxpan, proceso autorizado por el SUBCAAOS el 6 de junio.

Asimismo, se realizará la contratación de la adecuación de 3 motobombas de 1500 HP en la Estación de Bombeo Tuxpan, para lo cual se autorizó el caso en SUBCAAOS, el 22 de junio de 2012.

El avance general del proyecto al mes de junio de 2012 es 82.8%.

## ➤ **8. Reparto local**

Proyecto concluido en 2010.

## ➤ 9. Modernizar el transporte marítimo

Respecto al Proyecto de Renovación de la Flota Mayor de Pemex Refinación, del cual se hizo sondeo de mercado en mayo de 2011, para la adquisición de los 5 buques restantes; resultaron convenientes para Pemex los B/T ALPINE EMMA, ALPINE HALLIE, OCEAN CHARIOT, OCEAN CREST y OCEAN CURRENT.

Al cierre de 2011 y principio de 2012 se recibieron las cinco embarcaciones, para operar conforme a lo descrito en tabla siguiente:

Nombre actual	Nombre anterior	TPM	Capacidad MB	Operación	Litoral
VICENTE GUERRERO II	Ocean Chariot	46,936	326.6	Ene-12	Pacífico
MIGUEL HIDALGO II	Ocean Crest	46,888	326.6	Ene-12	Pacífico
JOSE MA. MORELOS II	Ocean Current	46,931	326.6	Feb-12	Pacífico
MARIANO ABASOLO	Alpine Emma	37,809	256.4	Ene-12	Golfo
IGNACIO ALLENDE	Alpine Hallie	37,795	256.4	Ene-12	Golfo

## ➤ 10. Almacenamiento de productos

Continúa el desarrollo de la ingeniería de detalle de la nueva TAR Tapachula dentro del contrato del IPC firmado el 4 de octubre de 2011, así como las obras de preparación del terreno y gestiones oficiales para permisos y autorizaciones para la urbanización de los accesos carreteros. La capacidad de la nueva TAR de Tapachula será de 65 Mb y se estima que la planta estará concluida a finales del 2013.

Dentro del proyecto de la TAR Reynosa (130 Mb), se entregó a la SHCP la solicitud del cambio de registro de "Estudio de Pre inversión" a "infraestructura", que permita la compra del terreno. Aún no se tiene respuesta.

Paralelamente, se prepara la actualización del Caso de Negocio, la Selección de Sitio y la Ingeniería conceptual de dicha TAR, entre otro entregables, requisitos para que las instancias de Pemex la validen y pueda llevarse al SGTI PR para la acreditación del FEL I y II.

En el caso de la TAR Región Centro, se promueve la actualización del estudio de Microlocalización de sitio realizado por el IMP en 2010, que concluyó con la preselección de tres posibles. La actualización considera la inclusión de un nuevo sitio, muy cercano a uno de los seleccionados, así como la variable de factibilidad de los DDV para el suministro de los productos de la nueva refinería Bicentenario.

Paralelamente, se actualiza el Caso de Negocio para dicha TAR Región Centro (capacidad de almacenamiento estimada en 190 Mb), con apoyo de corridas de Optimización de la Gerencia de Planeación de la SPCE, que reconozca el impacto o beneficios de la nueva terminal en relación a la nueva refinería Bicentenario en Tula Hidalgo.

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

Con la finalidad de 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 considerando **criterios económicos y de seguridad de suministro** (nivel óptimo). En este sentido, en la determinación de la nueva meta se autonomía de crudo, se tomaron entre otros aspectos, lo siguientes:

- Puesta en operación de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán
- Variabilidad en la calidad de los crudos que PEP entrega a PR.
- Condición insegura en la operación de los Oleoductos del SNR, por el incremento de vandalismo ocasionando fugas frecuentes por tomas clandestinas y amenaza de atentados con artefactos explosivos.
- Por atención a la solicitud de PEP a PR, para evitar cierre de pozos productores de crudo de alta salinidad y agua.

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

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

Continúa en análisis económico las alternativas de ubicación de la nueva TAR Caribe con suministro vía terrestre (Leona Vicario) y marítima (Puerto Calica y Puerto Morelos), incluyendo los costos de infraestructura para arribo de buques, considerando además los riesgos ambientales, protección ecológica y seguridad.

La Dirección Corporativa de Operaciones realizó un recorrido por los sitios de estudio en compañía de ambientalistas y personal experto en seguridad para emitir una opinión sobre las opciones vía marítima.

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

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

En el segundo trimestre del 2012 se continuó con el proceso de implantación de Pemex-Confiability:



- De acuerdo a los resultados de la implantación, se da prioridad a 6 de las 14 mejores prácticas: compromiso y liderazgo, censo de equipo y taxonomía, mantenimiento centrado en confiabilidad, administración del trabajo, administración de libranzas y reparaciones y ventanas operativas.
- El programa de acciones 2012-2014 se encuentra cargado en Tablero Colaborativo del Project-Server, el cual es usado por los profesionistas de los distintos Centros de Trabajo para dar seguimiento y control de las acciones contenidas en este.
- Se continúa con el cálculo de los 22 indicadores del Tablero de Confiabilidad Operacional, así como con el análisis de los resultados preliminares de dichos indicadores.
- En coordinación con la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento (SCM) de la Dirección Corporativa de Operaciones, se realizará un plan de asesoría enfocado a responsables de la implantación de la Alta Gerencia de la Subdirección de Producción.
- Se ejecutan los programas de rehabilitaciones, elaborados en base a los resultados de los diagnósticos físicos-operacionales de las instalaciones del SNR- 2012.
- Se elaboró programa de Capacitación y Certificación de Habilidades 2012 para profesionistas y operarios del SNR, en metodologías de confiabilidad operacional, técnicas de monitoreo de condición y técnicas de mantenimiento predictivo.

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

Para el año 2012 se programaron 37 plantas de proceso, de acuerdo al siguiente cuadro:

Refinería	Fecha	Total	Realizadas	Plantas
Cadereyta	18-ago al 25-nov	9	0	FCC-1, U-700-1, U-700-2, U-800-1 ISOMEROS, MTBE-1, ALKI-2, AZ-1, AZ-3 Y 4
Madero	18-ago al 25-nov	5	0	FCC-1, U-200, U-500, U-501, U-100
Minatitlán	17-sep al 12-nov	3	0	HDG, BTX, DA-201
Salamanca	02-jun al 05-nov	10	4	RCC, HDS3/RR3, ISOMEROS, U-8, U-12, HDD, SRU, TGTU, RD, U-11 PTE.

Refinería	Fecha	Total	Realizadas	Plantas
Salina Cruz	28-ago al 16-oct	2	0	PRIMARIA 2/VACIO 2, FCC-1
Tula	12-ago al 08-oct	8	0	AZ5 T1, MTBE, TAME, PRIMARIA 2/VACIO 2, FCC-1, U-400-1, U-500- 1, U-600-1
<b>Total</b>		<b>37</b>	<b>4</b>	

Las 4 plantas concluidas al cierre del segundo trimestre del 2012 son: RCC, HDS3 / RR3, ISOMEROS y U-8.

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

Al mes de junio de 2012, se inspeccionaron interiormente 750 km de ductos de los 2,243 km programados en el año, se atendieron 212 indicaciones de 301 programadas, mismas que se repararon por administración directa, principalmente en los sectores de ductos: Catalina, Poza Rica, Veracruz, Chihuahua, Madero, Monterrey, Torreón, Victoria, Guaymas, Rosarito y Minatitlán.

Adicionalmente, 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 atendieron indicaciones derivadas del estudio de evaluación directa, así como grietas en el tramo San Martín – Venta de Carpio y se hicieron verificaciones de las camisas de refuerzo existentes, todo con un avance total del 81%.

En el proyecto para la “Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros” se iniciaron inspecciones con ondas guiadas y verificación de anomalías en las líneas de 20” D.N. del Turbosinoducto y 30” D.N. del Gasoducto ambos en Rosarito, el proyecto tiene un avance del 48.25%.

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 han atendido todas las indicaciones localizadas en la L2 24” D.N. Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta. De igual manera, se han atendido al 100% las indicaciones de los tramos Nuevo Teapa- Mazumiapan, Tres Hermanos - Sta. Emilia L-20, Sta. Emilia L-20 de la L1 30”-24”-20”-24” D.N. Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta, se continúa el proceso de evaluación indirecta de corrosión. El Proyecto refleja un avance general del 13.5%.

En el proyecto de “Rehabilitación Integral al Sistema de Protección Anticorrosiva de los ductos del Corredor Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero – Cadereyta y Ductos Playeros del Sector Minatitlán” se continúa con la atención de indicaciones de

reaseguro en recubrimiento, así como la atención a los sistemas de protección anticorrosiva. El Proyecto reporta un avance del 55.3%

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 86.61%.

Se concluyó 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 realizó la recepción física de los trabajos el pasado mes de mayo del 2012.

Por otra parte, 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 (Sector Madero y Victoria), con un plazo de ejecución de 1,217 días naturales, se han localizado 144 indicaciones de las 682 programadas y en fase de recubrimientos enterrados se han localizado 133 indicaciones, lo anterior representa un avance del 10.49%.

Asimismo, 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, con un plazo de ejecución de 1,148 días naturales en su fecha de fallo del 7 de octubre 2011 se declaró desierto, por lo que se inició un nuevo proceso el cual cuenta con fecha próxima de fallo del 17 de agosto de 2012.

Igualmente se enviaron para licitar el pasado 16 de marzo de 2012, las bases para la Inspección Interior con equipo instrumentado empleando tecnología de Fuga de Flujo Magnético (MFL), Evaluación, Rehabilitación de Integridad inmediata y certificación del Oleoducto de 48" D.N. Nuevo Teapa - Salina Cruz, Inspección Interior con equipo instrumentado de Ultrasonido de Haz Recto (UHR) en tramo de TRD al área de 500 MD y by pass en cruzamiento de ríos, se tienen programados los inicios de trabajos el 16 de julio de 2012.

Al cierre de junio de 2012, el programa de mantenimiento preventivo al sistema de transporte por ducto se cumplió al 98.05% con la ejecución de 42,564 órdenes de servicio.

En cuanto a instalaciones portuarias, en la Terminal Marítima Pajaritos se concluyeron 3 tanques de la gestión 2009, de los cuales 2 fueron entregados a operaciones y 1 se encuentran en etapa de recepción; se concluyó y entró a operación 1 tanque y se ejecutan 8 tanques de la gestión 2010, con un avance estimado de 91%, 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 98% y la obra de envolventes no metálicas en circuitos de proceso con un avance del 17%.

Además, se inició en el 2011 el proceso de Licitación Pública de las Obras referentes a la rehabilitación general de tuberías de circuitos de combustóleo y diesel, las cuales fueron declaradas desiertas, se licitarán nuevamente en mes de julio del 2012.

En la Terminal Marítima Tuxpan, se concluyeron y entraron a operación 3 tanques de la gestión 2010, que representan una capacidad de almacenamiento de 220 Mb. El 29 de febrero de 2012 se inició la restauración general del TV-104 con una capacidad de 200 Mb y un avance del 23.4%. Se licitaron y asignaron las obras de rehabilitación de los tanques TV-8 y TV-9 de 55 Mb, actualmente los contratos en trámite de formalización.

En la Terminal Marítima Salina Cruz, se ejecutan 3 tanques con inicio en el 2011 y terminación en el 2012 con un avance del 83%, que representan una capacidad de almacenamiento de 197 Mb.

De la construcción del Muelle de La Paz, en Baja California Sur; a cargo de Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., se encuentra en ejecución y se realizan trabajos de construcción e hincado de pilotes de concreto armado y obra metalmeccánica, con un avance estimado del 14.3%.

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

El Programa de Mantenimiento de Tanques 2012 para la SAR, contempla un total de 113 tanques verticales de almacenamiento, cuyos alcances van desde el mantenimiento rutinario hasta el mayor con rehabilitaciones integrales de los equipos; de los cuales 48 se programaron para realizarse en el primer semestre y 65 en el segundo semestre. Al cierre del mes de junio, se concluyó el mantenimiento de un tanque, se han iniciado los trabajos para la realización del mantenimiento de 16 TV's; el resto 32, están siendo reprogramados por las siguientes razones: se declaró desierto el primer proceso licitatorio, retraso en la formulación de convocatorias y falta de recursos presupuestales.

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

Para suministrar la totalidad de los combustibles con calidad de Ultra Bajo Azufre (UBA), requeridos por la NOM-086, PR 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

Al mes de junio de 2012 el avance global de la fase de gasolinas (IPC), que incluye tres paquetes, es del 54.5%.

Para el primer paquete correspondiente a las refinerías de **Tula y Salamanca**, fue asignado a la Cía. SAIPEM, firmándose contrato el 9 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,150 días, estimándose terminar el 29 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 5 de abril de 2010; Al mes de junio de 2012, se tiene un avance físico realizado de 50.4%.

Para este paquete continúan implementándose diversas acciones para abatir el retraso que se tiene, como: reprogramación de 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.

En el segundo trimestre de 2012, continúa la revisión de estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua, incrementando personal en la fase de ingeniería y reprogramándose la emisión de la documentación que está pendiente, priorizando las disciplinas civil y tuberías. Asimismo se incrementa la asignación de inspectores por parte de la contratista en los talleres de fabricación, agilizando la toma de decisiones y la emisión de dibujos de fabricantes. Se realizan reuniones entre el personal de PEMEX y la contratista SAIPEM con el propósito de analizar conjuntamente los documentos que soportan los reclamos y solicitudes de cambio.

El segundo paquete, correspondiente a las refinerías de **Madero y Cadereyta**, fue asignado a la compañía ICA Flúor Daniel, firmándose el contrato correspondiente el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días para terminar el 2 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 21 de septiembre de 2009; Al mes de junio de 2012, se tiene un avance físico realizado de 72.8%.

Para la refinería de Cadereyta se aprobó el segundo convenio de ampliación en monto por 101 millones de pesos derivado de trabajos adicionales no considerados en el alcance del contrato original.

Para la refinería de Madero en este trimestre de 2012 se aprobó el convenio de reprogramación de la actividad "Recepción en sitio", misma que se redistribuye en las actividades de: compra de materiales, recepción de materiales en fábrica, pruebas y llegada a sitio.

Adicionalmente para Madero, la contratista presentó su propuesta de reprogramación por interferencias en el desarrollo de los trabajos civiles en el área de las plantas nuevas, demolición tardía del taller mecánico y por cambio de diseño y reubicación de Bunker IV, Pemex lleva a cabo la revisión de la información y trabaja en la preparación del dictamen técnico.

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 Flúor 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 junio de 2012, se tiene un avance físico realizado de 44.2%.

En Minatitlán, ICA Flúor incrementó personal para la construcción de cimentaciones profundas, principalmente para equipos no críticos. Se aprobó el convenio 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. Se continúa con la emisión de documentos en revisión APC de las especialidades de proceso, civil, mecánica, eléctrica, tuberías e instrumentación, así como incremento de personal en la fase de construcción de cimentaciones profundas para equipos no críticos.

En Minatitlán se reprogramó la llegada a sitio de las torres de proceso CDHYDRO y CDHDS al mes de julio de 2012, programadas llegar en el mes de junio de 2012.

En Salina Cruz en este trimestre del 2012, la contratista ha incrementado personal de ingeniería para acelerar la emisión de documentos en Rev. APC de la especialidad civil, principalmente; asimismo incrementa el equipo de perforación de pilas para recuperar el avance. Igualmente, se aprobó el convenio de reprogramación de la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, por los motivos citados previamente. La Contratista ha manifestado que existen diferencias volumétricas entre la ingeniería básica e ingeniería de detalle (estructuras volumétricas). Pemex analiza estas diferencias.

Adicionalmente es Salina Cruz arribó a sitio la torre de proceso CDHYDRO DA-2101, se estima que en el mes de julio del presente, lleguen a sitio las torres faltantes, ya que son equipos críticos.

**Instalaciones Complementarias.-** Las obras complementarias son trabajos que integran el alcance total del Proyecto Calidad de Combustibles en su Fase Gasolinas. En periodos pasados 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.

En el segundo trimestre del 2012 se trabajó 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 PEMEX. Los alcances que se contemplan son:

- Ampliación de Laboratorios en las refinerías del SNR: Se desarrolla la ingeniería Básica Extendida para las seis refinerías. Se revisa la emisión de dicha ingeniería. Se cuenta con el aviso de “No Requerimiento de Impacto Ambiental” para Cadereyta, Madero, Minatitlán y Tula, está pendiente concluir la integración de los expedientes para ingresarlos a SEMARNAT de Salina Cruz y Salamanca.
- Acondicionamiento de Tanques en las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz: Concluyó el 09 de marzo de 2012 el desarrollo de la Ingeniería FEED con COMIMSA. Pemex efectúa la revisión a dicha ingeniería. Se cuenta con el aviso de “No Requerimiento de Impacto Ambiental” para las tres Refinerías.
- Adquisición e instalación de turbogeneradores de las refinerías de Madero y Cadereyta: Se trabaja en la integración de las bases de licitación. En espera que SEMARNAT emita el resolutivo para MIA-P y ERA.
- Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula: Se cuenta con el aviso de “No Requerimiento de Impacto Ambiental” para las Refinerías de Tula y Minatitlán, está pendiente que SEMARNAT emita los avisos para Cadereyta. Actualmente, se efectúa la revisión del paquete técnico de licitación.
- Sistema de Recuperación de Condensado en Salamanca: Actualmente se integran las bases de licitación. Se cuenta con el resolutivo de SEMARNAT de “Modificación al Proyecto”.
- Determinación de Espesores para Circuitos del Sistema de Mezclado en Línea: en el primer trimestre del 2012 se elaboraron los términos de referencia para la solicitud de cotizaciones para el desarrollo de estos trabajos y proceder a su contratación. Actualmente, se cuenta con la propuesta del IMP.
- Manejo de Corrientes Parásitas para Salamanca y Tula: Para Tula se contrató a COMIMSA para el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida con fecha de inicio del 23 de abril de 2012 y término el 21 de julio de 2012. Para Salamanca se contrató a COMIMSA para el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida con fecha de inicio del 28 de mayo de 2012 y término el 24 de septiembre de 2012.
- Reconversión de la Torre CDHydro (columna de destilación e hidrosulfuración) a Depentanizadora en Madero: Se cuenta con el resolutivo de “Modificación al Proyecto”. Se actualizan los términos de referencia para el desarrollo de la ingeniería básica extendida y se procederá a la solicitud de cotizaciones.
- Diagnóstico de las plantas FCC-2 en Cadereyta y Minatitlán: Se tienen definidos los alcances. Se tiene programado durante el segundo semestre del año llevar a cabo el proceso de asignación y contratación.

## **Fase Diesel**

El avance global de las Ingenierías Básicas de la refinería de Cadereyta y del resto del SNR, es del 80.0% de la fase DUBA del proyecto de Calidad de Combustibles. Se iniciará el proceso de licitación en julio/2012 para iniciar la construcción de las plantas.

### ***Refinería Cadereyta***

El avance de las Ingenierías básicas de la refinería de Cadereyta es de 98.9%.

- 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 Hidrodesulfuración 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.
- 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.
- La Ingeniería Básica para la Planta de Hidrógeno, se contrató el 7 de octubre de 2011 con el Licenciador Haldor Topsøe. Se celebró la junta de arranque, se firmaron las Bases de Diseño y se iniciaron los trabajos el 21 de octubre de 2011. El paquete de Ingeniería Básica está en desarrollo y se cuenta con un avance preliminar general del 90%.
- Se terminó el desarrollo de la Ingeniería Básica elaborada por la UNAM para el Gasoducto inconcluso de 12”.
- Elaboración de las Bases de Licitación para los IPC's: el paquete IPC-1 está concluido y en espera de validación y autorización, para iniciar proceso de Licitación. Los paquetes IPC-2 e IPC-4 están concluidos, se iniciará el proceso de licitación en julio/2012. El IPC-3 continúa en desarrollo, la ingeniería básica se estima concluirá en agosto de 2012.
- Una vez que se obtenga la aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, se prevé publicar la convocatoria de la licitación para los primeros IPC's en julio de 2012.
- Se iniciará la gestión para contratar el Testigo Social Independiente en julio de 2012.
- Se cuenta con el Dictamen favorable del peritaje del Tercero Experto Independiente.

Acreditación del FEL III: El GTI acreditó la etapa FEL III el 30 de abril de 2012. Se obtuvo la opinión favorable del CEI de Pemex Refinación el 8 de mayo de 2012 y la



aprobación del Consejo de Administración de Pemex Refinación el 31 de mayo de 2012. Así como la opinión favorable del CEI de Petróleos Mexicanos el 21 de junio.

### ***Resto de las refinerías del SNR***

El avance de las Ingenierías básicas del resto del SNR es del 76.2%.

- Se realizó el cierre de Libros de Proyecto de las ingenierías básicas, entregadas por Axens North America, para las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- Continuó la verificación de la información de Libros de Proyecto de las Ingenierías Básicas entregadas por Haldor Topsøe, para las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nueva y a remodelar de las refinerías de Salamanca y Tula.
- El IMP terminó el desarrollo del paquete de Ingeniería Básica, contratado en abril de 2011, para las plantas nuevas de Aguas Amargas de las refinerías de Madero y Salina Cruz.
- Se firmó en junio/2012 el contrato con el IMP, para desarrollar la ingeniería básica de la planta nueva Tratadora de Aguas Amargas U-6000, de la refinería de Tula.
- Se reinició el proceso de contratación con el IMP, debido al cambio de nombre de la planta de AA-5 a AA-8 por parte de la refinería, para la planta nueva de Aguas Amargas de la refinería de Salamanca. Se espera contratar en agosto/2012.
- En proceso la integración del paquete para presentar el caso al SUBCAAOS, para contratar por adjudicación directa la Licencia de uso de Tecnología, Ingeniería Básica y Asistencia Técnica de las plantas nuevas de azufre de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- Continuó el desarrollo de la Ingeniería Conceptual del OSBL de las refinerías de Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Salamanca y Tula. Se espera termine en agosto de 2012.
- 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 la refinería una planta generadora de hidrógeno con capacidad de 100 MMpcd, la cual tendrá capacidad suficiente para atender las necesidades del proyecto DUBA.
- Se presentó el caso el 9 de mayo de 2012 y el SUBCAAOS aprobó la contratación por adjudicación directa la Licencia de uso de Tecnología, Ingeniería Básica y Asistencia Técnica de las plantas nuevas de Generación de Hidrógeno

de las refinerías de Madero, Minatitlán y Tula. Se estima formalizar contrato en agosto de 2012.

- En proceso la integración del paquete para presentar el caso al SUBCAAOS, para contratar por adjudicación directa la Licencia de uso de Tecnología, Ingeniería Básica y Asistencia Técnica de la planta nueva de Hidrógeno de la refinería de Salina Cruz. Se espera contratar en agosto de 2012.

➤ **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 continúa durante el año 2012 y la descripción de avances, al primer semestre del 2012, se muestra en el siguiente punto.

➤ **18. Racionalizar estructuras**

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

La Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales, 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 (SNR), que permitirán optimizar su funcionamiento, particularmente se prevé aplicar conceptos del modelo en la estructura de una refinería y continuar los trabajos para las restantes. En espera de la concertación de la estructura de Mantenimiento de la refinería de Minatitlán.

Dado que estos trabajos están relacionados con el modelo de operación de mantenimiento del SNR, para continuar con los trabajos es necesario que primero se concluyan los trabajos de reorganización de la refinería de Minatitlán reconfigurada.

**Sistema Nacional de Ductos**

La Subdirección de Distribución realizó ajustes a la propuesta de reorganización presentada inicialmente por Recursos Humanos, debido a requerimientos adicionales de fuerza de trabajo para Estaciones de Bombeo y rebombeo. Se revisarán los costos adicionales e implicaciones para el redimensionamiento de la plantilla sindical, los cuales han sido considerados en los requerimientos presupuestales para el ejercicio de 2013 en el rubro de mano de obra de operación.

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

Se continúa con la segunda etapa de concertación para separar como centro de trabajo independiente de la Terminal Marítima Madero al Centro de Reparaciones Navales. Actualmente se gestiona la clave de Centro de trabajo para la asignación de presupuesto. Prevalece la modificación de jornada de 737 plazas sindicalizadas que permite laborar a dos turnos por día, con resultados favorables de ahorro por concepto de tiempo extra.

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

Derivado del dinamismo en la demanda de productos refinados del petróleo, de las disposiciones administrativas y con base en el acuerdo CMC/044/11 del pacto laboral vigente referente al “Transporte de productos petrolíferos”, se requiere modificar las estructuras de organización de las 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto.

Durante el segundo semestre de 2011, se concertó y aplicó la estructura sindical de las Terminales de Almacenamiento Zapopan, El Castillo, Puebla y Mazatlán.

Para continuar con el resto de las Terminales de Almacenamiento y Reparto, el STPRM ha solicitado que primero se reasignen las Estaciones de Servicio de las Terminales antes mencionadas al programa de Reparto Local, tal como se establece en los Convenios Administrativos Sindicales.

### **➤ 19. Desarrollo de personal**

Con relación al programa de desarrollo de competencias, en 2012 se tiene programado concluir con las evaluaciones del personal del proceso de operación.

Se continúa con el programa regular contractual de capacitación de personal sindicalizado basado en el SICAM (Sistema de Capacitación Modular), atendiendo el compromiso inscrito en el Contrato Colectivo de Trabajo.

En cuanto al Programa Conductual para el personal sindicalizado en Pemex-Refinación, cuyo objetivo es “Proporcionar el cambio de comportamiento que promuevan el óptimo desempeño basado en el fortalecimiento y desarrollo de competencias emocionales”, se tiene programado impartir 135 eventos durante el segundo semestre de 2012.

Dio inicio en el mes de abril 2012, el programa de Confiabilidad Operativa, cuyo objetivo es certificar a 3 trabajadores por refinería en Administración de Rendimientos de Activos, de igual manera se buscará la certificación de trabajadores del SNR en Inspección Técnica.

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

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

En el contexto de la coordinación de la Dirección Corporativa de Operaciones, se han realizado actividades para darle seguimiento al Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX, que resume los retos y necesidades tecnológicas vinculadas a las estrategias del Plan de Negocios. Este documento, que se utiliza para alinear a la estrategia del negocio las carteras de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico (IDT), ha servido de base para la selección de los temas 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.

Por lo que respecta al Fideicomiso del IMP, se han mantenido en ejecución los mismos proyectos reportados en el periodo anterior, sin apertura de nuevos temas; mientras que en el Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, se tiene propuesto un nuevo proyecto con orientación al fortalecimiento de capacidades en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación. Este proyecto aún está en la fase de análisis por parte de las instancias propias del Fondo.

En relación con los proyectos financiados por los fondos referidos, de la cartera del organismo se tiene el siguiente balance.

En el Fideicomiso del Comité de Innovación, Investigación y Soluciones (CIIS) en el 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.

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

Durante el primer semestre de 2012, se mantuvo el esfuerzo en el proceso de implantación del sistema Pemex SSPA en los Centros de Trabajo con instalaciones industriales y para reforzarlo se dio inicio durante el mes de marzo a la iniciativa estratégica "Liderazgo en Ejecución SSPA" con la intervención de la empresa DuPont S.A. de C.V. quien ha visitado 9 Centros de Trabajo e interactuado con los Equipos y Subequipos de Liderazgo de las líneas de negocio con el propósito de realizar un mapeo inicial y con base en este ejercicio elaborar un Plan General de Proyecto que proporcione soporte técnico a la organización estructurada y la función SSPA de todos los niveles del organismo.

A junio de 2012 se consiguió un valor global de 94.2% en el Índice de Actos Seguros, como resultado de la práctica de 208,158 Auditorías Efectivas realizadas, en las que se observaron a 2,105,427 personas trabajando en el momento de realizarlas, identificándose 202,888 actos inseguros, destacando 2,577 de factor de severidad mayor.

En relación a la técnica de Disciplina Operativa, se continúa la implantación del sistema de registro institucional, SISDO, que se mantiene en la etapa de alimentación por parte de los Centros de Trabajo. Se reporta un índice de disponibilidad de 91%, el de calidad se encuentra en 98%, índice de comunicación en 72% y el de cumplimiento en 65%.

Las emisiones de SOx del Organismo pasaron de 5.9 ton/Mton de proceso de crudo en 2005 a 3.6 en el periodo enero-junio de 2012, debido a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En el periodo enero-junio de 2012, destaca el cumplimiento normativo de las refinerías de Cadereyta, Salamanca, Minatitlán y Tula, para el caso de las refinerías de Salina Cruz y Madero la recuperación de azufre no se ha llevado a cabo de forma constante, sin embargo, se han realizado las notificaciones correspondientes a la PROFEPA.

Acciones relevantes en el período (SOx):

Refinería de Minatitlán: Se instaló filtro de carbón en la sección girbotol de la planta catalítica 1, se concluyó la rehabilitación del compresor AGB-1 de la primaria II.

Refinería de Salamanca: se tiene un avance de 95% en la construcción de la nueva planta de azufre. En pruebas de arranque la unidad recuperadora de gases de desfogue para ser tratados en la planta U-13.

Refinería Tula: Se inició rehabilitación del tren 1 de la planta de azufre 5, se dio cumplimiento al porcentaje de recuperación trimestral de acuerdo a lo establecido en la norma.

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

Se encuentran en ejecución los contratos de Software y Servicios de Desarrollo, así como la Adquisición de Hardware 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 de Pemex Refinación.

Al cierre de junio, el avance físico de los contratos es de 61.94% y del 100% respectivamente, se terminaron de validar los 400 desplegados de Instalaciones de 7 Poliductos por personal operativo. Se realizó la segunda fase de pruebas en fabrica (FAT) de los diferentes subsistemas del SCADA, y la aplicación para la administración de la medición SITRAC-LMAS, la cual se encuentra en desarrollo.

Al cierre de junio se tienen 141 de 154 instalaciones integradas al SCADA.

Sistema de Transporte por Ducto	Total Instalaciones	Integradas	Con pruebas de Confiabilidad
Poliducto Tuxpan – Azcapotzalco 24” 18” 14” Ø	24	23	21
Poliducto Minatitlán - Azcapotzalco 12“-20”-16” Ø	48	42	34
Poliducto Cadereyta – Satélite 18” Ø	6	6	5
Poliducto Salamanca – Guadalajara 16” Ø	20	18	16
Poliducto Tula – Salamanca 16” Ø	22	19	16
Poliducto Tula – Toluca 16” Ø	11	11	8
Poliducto Salamanca – Leon – Ags. – Zacatecas 8”-10”-12” Ø	23	22	13
<b>Total</b>	<b>154</b>	<b>141</b>	<b>113</b>

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 junio del 2012, el avance físico de este contrato es del 48%.

El Centro de Control Principal tiene un avance real del 95% con fecha estimada de conclusión en agosto de 2012.

El Centro de Control Alterno (CCA) que se ubicará en la TAR 18 de Marzo Azcapotzalco, se encuentra en etapa de elaboración y revisión de la ingeniería de detalle, estimando iniciar la construcción en el mes de agosto de 2012.

Con respecto al contrato suscrito con el proveedor Integradores de Tecnología / AMI, S.A. de C.V. para la Automatización de 193 sitios asociados a 47 Ductos de la Red de Distribución de PEMEX Refinación, al mes de junio se continúa en la fase de revisión de Ingeniería APC, Suministro e Instalación de equipos e instrumentos para 59 sitios programados para el 2012; se ha aprobado la Ingeniería de 22 sitios, de los cuales 13 están actualmente en proceso de construcción, cuya integración al sistema SCADA se programa iniciar en el mes agosto de 2012. Así mismo, se tienen aprobadas 2 de las 47 Ingenierías de las Estaciones Maestras de Telecomunicaciones EM45 Salamanca y EM47 Minatitlán, las cuales solo resta la ingeniería As Built para la conclusión de las mismas.

Los avances físicos de los proyectos SCADA 7 Poliductos y SCADA 47 Ductos al segundo trimestre de 2012, son del 94.4% y 18.44% respectivamente. Conforme a la ponderación por monto de inversión, el avance global del proyecto SCADA al mes de junio de 2012 es de 54.8%.

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. Se documento Memoranda de diferimiento de plazo por 41 días. Ahora con fecha de término el 30 de junio 2012. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución. El Proveedor presenta retraso

considerable en la ejecución por causas imputables al mismo, en proceso de elaboración :

- Memoranda de Entendimiento para diferimiento por pruebas FAT a UCL's para llenado de Auto tanques.
- Justificaciones para elaboración de convenios modificatorios por trabajos adicionales.
- Memorandas de Entendimiento para aclaración de marca y modelo de equipos y alcances de contratos
- Para las partidas 1-5 y 10-14 de la compañía Telvent Canadá LTD ha entregado lo correspondiente a las 7 TAR's.

Se definió y conformó la iniciativa SIMCOTNEt, Herramienta de Negocio compuesta de una plataforma única de gestión que concentra y procesa regional y centralmente la información en tiempo real de la operación y seguridad industrial de los SIMCOT-SICCI de las TAR's, proporcionando los insumos necesarios para la conformación de un sistema de Información Gerencial Operativa.

El proyecto ha sido aprobado por el CAAOS, se asignaron recursos y se formalizó el Pedido. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.

Continúa la preparación del Proyecto Integral "Sostenimiento de los Sistemas de Seguridad, Medición, Control y Automatización en las Terminales de Almacenamiento y Reparto", considera 2 Unidades de Inversión, el Programa de Mantenimiento a Sistemas Medición por \$109.2 MMD y el Programa de Mantenimiento a Sistemas Seguridad por \$ 118.5 MMD, con un plazo de ejecución de 5 años, a partir de la autorización de la inversión correspondiente.

Las principales características del Programa de Mantenimiento de Sistemas de Medición están constituidas por la organización de los conceptos de mantenimiento para sostener la operación y confiabilidad de los SIMCOT's y SICCI.

En proceso de entrega del Proyecto Integral por parte de la SAR al responsable del MDO, en atención a instrucciones superiores.

### ➤ **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 PR (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 y enero-junio de 2012 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 de 2011 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.

En el período enero-junio de 2012 se validaron los entregables del paquete de acreditación del proyecto DUBA Cadereyta y concluyó el dictamen del perito externo.

Se identificaron en la información preliminar obtenida de IPA y perito externo para DUBA Cadereyta, elementos que refuercen la justificación de la necesidad de mejorar las prácticas y competencias de los equipos encargados de la administración de los proyectos para mejorar resultados. Asimismo, se preparan guías complementarias al SIDP para facilitar su implantación. Se propuso al Corporativo alinear el proceso de definición del alcance con mejores prácticas.

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 arranque 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, contiene los mecanismos de control que deberán observarse durante

la 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 de 2011 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 PR.

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.

Al mes de junio de 2012 se analizó la información obtenida de IPA y perito externo para DUBA Cadereyta, que nos permita proponer ajustes y calibrar los modelos actuales, y alinearlos con los de las mejores prácticas de la industria. Se hizo una propuesta para incorporar al proceso de definición del proyecto acciones para atender las observaciones de IPA al proyecto de la Nueva Refinería de Tula.

Se trabaja en una iniciativa institucional para todo PEMEX en Administración de Riesgos orientada a fortalecer una cultura de prevención y administración de riesgos, a fin de crear las condiciones necesarias para mejorar la oportunidad de cumplimiento de los objetivos de los proyectos y del negocio. Concluyó el procedimiento de Administración de Riesgos homologado para las cuatro subsidiarias e inició su proceso de autorización.

- 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 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, Modernización del Módulo CCR-Minatitlán, Nueva Refinería de Tula y Conversión de Residuales Salamanca, logrando una reducción considerable de los tiempos de validación/acreditación, así como una mejor alineación de las áreas involucradas del Corporativo y de Pemex Refinación.

En el primer trimestre de 2012 se alineó el proceso de justificación con el de acreditación para la reevaluación en cartera de proyectos próximos a acreditarse. Además de lo anterior, se empezó a trabajar con los responsables directos en los

equipos de proyecto de preparar los entregables. Situación que se ve afectada por falta de personal especializado por retraso en la formalización de la microestructura de la Subdirección de Proyectos. En el segundo trimestre la organización de la Subdirección de Proyectos incorporó personal y se balancean las cargas de trabajo.

**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 de 2011 se trabajó en el procedimiento, procesos y mejores prácticas de la Administración de Riesgos, para su implantación en PR.

Al segundo trimestre de 2012 se encuentra en desarrollo el modelo de seguimiento para el proyecto SCADA 47. Se preparó un plan para atender las observaciones que la compañía IPA, experta en mejores prácticas, dio a los proyectos Nueva Refinería Tula y Conversión de Residuales Salamanca. Se integran los entregables para acreditación y se realizó el análisis de riesgos para los proyectos Aguas Amargas - Madero y Girbotol de Salina Cruz. Se desarrolló el informe de seguimiento prospectivo al proyecto SCADA 7 y 47.

**e) Acción:** 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.

Al mes de junio de 2012 se trabaja directamente con los equipos de proyecto, durante el desarrollo de los proyectos para apoyar la implantación de mejores prácticas. 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. Además se analiza la información preliminar y definitiva obtenida de IPA para calibrar las funciones básicas de los equipos de proyecto que se emplearon en los cursos de capacitación sobre acreditación empleando SIDP y mejores prácticas impartidos en octubre de 2010.

Se trabaja en un grupo de trabajo compuesto por representantes de los Organismos subsidiarios y Corporativo en el diseño del material para movilización al cambio, difusión y capacitación para la implantación de la administración de riesgos en los proyectos de PEMEX.

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

### Pemex Refinación

Período: Enero - junio 2012

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-jun (3)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
Proceso de crudo	Mbd	1 y 6	1	100%	1,223.1	min	1,380	1,261.2	-13.6%	-6.9%	Insuficiente
			2	62%							
			3	29%							
			4	5%							
Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina)	%	1, 6 y 17	1	100%	64.5	min	67	66.3	-4.5	-2.1	Insuficiente
			2	62%							
			3	29%							
			4	5%							
Costo de transporte	\$/t-km	2	7	83%	0.1711		N.A.	0.1777	N.A.	3.7%	Sobresaliente
			8	100%							
			9	100%							
			12	10%							
			14	56%							
Productividad laboral en refineries	PE/100KED C	3	15	41%	193.5		221.1	221.1	12.5%	12.5%	Sobresaliente
			19	57%							
Gasolina UBA producida / gasolina total producida	%	4	16	32%	19.5	min	15	21.5	1.5	-3.4	Insuficiente
			20	12%		máx	18	22.9			
Diesel UBA producido / diesel total producido	%	4	16	32%	23.0	min	16	18.2	-2.0	3.8	Sobresaliente
			20	12%		máx	25	19.2			
Utilización de la capacidad de coquización	%	17	2	62%	82.8		N.A.	74.1	N.A.	8.7	Sobresaliente
Índice de frecuencia de accidentes	Índice	5	21	56%	0.71	min	0	0	29.0%	29.0%	Aceptable
						máx	1	1			
Índice de Intensidad Energética	Índice	18	5	20%	133.3		122.0	126.0	-9.3%	-5.8%	Insuficiente
			6	11%							
Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	18	13	27%	71.4		77.0	75.3	-5.6	-3.9	Insuficiente
Participación de los diferentes medios de transporte		20	7	83%							
			8	100%							
			9	100%							
			10	30%							
			12	10%							
Ductos	% ductos	20			58.8		>=59	>=59	-0.2	-0.2	Aceptable
Buquetanque	% B/T	20			31.8		>=33	>=33	-1.2	-1.2	Insuficiente
Autotanque	% A/T	20			6.1		<=7	<=7	0.9	0.9	Sobresaliente
Carrotanque	% C/T	20			3.4		>=1	>=1	2.4	2.4	Sobresaliente
Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	20	10	30%	2.7		N.A.	2.2	N.A.	22.7%	Sobresaliente
Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	20	10	30%	4.4		N.A.	4.7	N.A.	-6.4%	Insuficiente
Días de autonomía de diesel en terminales	Días	20	10	30%	2.5		N.A.	3.0	N.A.	-16.7%	Insuficiente

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-jun (3)	Desviación <sup>(*)</sup> (1) vs (2)	Desviación <sup>(*)</sup> (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
Días de autonomía de crudo en refinerías	Días	20	11	53%	4.7	7.0	4.4	-32.9%	6.8%	Aceptable
Avance en modernización de Sistemas de medición	%	21	22	47%	N.A.	100.0	N.A.	N.A.	N.A.	
SIMCOT					40.0	-	35.0	N.A.	5.0	Aceptable
SCADA 7					94.4	-	91.5	N.A.	2.9	Sobresaliente
SCADA 47					18.4	-	23.3	N.A.	-4.9	Insuficiente
Emisiones de SOx	t/Mt	5	21	56%	3.6	3.1	4.0	-16.1%	10.0%	Sobresaliente

**NOTAS:**

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

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.

N.A. no aplica.

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

### ➤ **Proceso de crudo / Rendimientos de destilados del crudo**

#### **Causas de desviación:**

- Refinería Cadereyta: falla de servicios auxiliares en el mes de marzo; altos inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios por baja actividad de catalizador en planta hidrosulfuradora de gasolina U-401, y problemas operativos en plantas U-700-1 y U-800-1.
- Refinería de Madero: ajuste de proceso en enero, febrero y principios de marzo por altos inventarios de gasóleos de coker, y problemas operativos en sección de vacío de planta Maya.
- Refinería de Minatitlán: retraso en puesta en marcha de plantas de reconfiguración, falla de caldera CB-7 en el mes de marzo, altos inventarios de destilados intermedios al inicio del año por retraso en mantenimiento de planta hidrosulfuradora de diesel U-24000.
- Refinería de Salamanca: ajuste al programa de proceso y producciones por altos inventarios de combustóleo por baja demanda.
- Refinería de Salina Cruz: falla de servicios auxiliares en febrero y abril; falla de caldera CB-5 en mayo; altos inventarios de gasolina amarga y de destilados intermedios en enero y junio, respectivamente.
- Refinería de Tula: Ajuste a los programas de proceso y producciones por modificación a programas de mantenimiento.

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

Continuar con la implementación de 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:**

Cadereyta, paro no programado de FCC1 en febrero; Salamanca, afectación por bajo proceso de crudo y retraso de arribo de MTBE en Marzo; Tula, modificación al programa de mantenimiento de FCC's, generando la salida de ambas en febrero por 21 y 3 días respectivamente para FCC 1 y 2, reformadora # 2 fuera de operación por 7 días en junio por lavado de sales del compresor GB-501.

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

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

#### ➤ **Índice de intensidad energética**

##### **Causas de desviación:**

- Baja utilización de unidades de proceso y paros no programados ocurridos en el SNR.
- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.
- Altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento, así como 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 implementación de diversos proyectos sobre el uso eficiente de energía en las refinerías, la ejecución de las recomendaciones y las iniciativas de bajo costo derivadas del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo (MDO) de Pemex Refinación, así como con las actividades para incrementar la confiabilidad tanto del área de Fuerza y Servicios Principales como de las plantas de proceso, soportados en Pemex-Confiability en las 6 refinerías del SNR, se espera mejorar el IIE en forma paulatina.

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

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

Igual al de proceso de crudo.

#### ➤ **Días de autonomía de Pemex Premium en terminales**

##### **Causas de desviación:**

Se registró una desviación de -0.30 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:



- Durante los meses de abril, mayo y junio, se registraron ventas domésticas de Pemex Premium superiores en 10, 14 y 6% respecto al programa, respectivamente.
- Durante los meses de mayo y junio se presentaron retrasos en el recibo de importaciones por la frontera norte del país, con déficit's de 1.01 y 2.59 Mbd, respectivamente.
- Durante el mes de abril en la refinería de Tula se presentó retraso en el suministro del insumo MTBE quedando fuera de operación la planta de alquilación; como resultado del conjunto de eventos ocurridos durante dicho mes se tuvo un déficit en la producción para el producto Pemex. Premium de 12.6 Mbd.
- En el mes de abril se dio mantenimiento correctivo al BT Burgos afectando la logística en el litoral del Golfo, así como retraso de importación de Pemex. Premium por este litoral.
- Retraso en la logística marítima en el litoral del Pacífico por la presencia de la tormenta "Carlota" en la primera quincena del mes de Junio.
- Durante este periodo se presentaron suspensiones constantes en la operación por bajas de presión y tomas clandestinas en los sistemas de ductos de Minatitlán-México, Salamanca-Guadalajara, Rosarito-Mexicali-Ensenada y el sistema Brownsville-Reynosa-Cadereyta, afectando nuevamente los inventarios a nivel nacional.
- Mantenimientos no programados ocurridos en el SNR afectaron el nivel de producción del producto.

#### **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 del producto, tales como traspasos 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 Pemex Diesel en terminales**

##### **Causas de desviación:**

Se registró una desviación de 0.5 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- En los meses de mayo y junio se registraron aumentos en el consumo del producto, del 8 y 2% respecto al programa.
- Durante los meses de abril, mayo y junio, se presentaron retrasos en el recibo de importaciones del producto (DUBA) por la frontera norte del país, con déficit's de 1.94, 2.5 y 3.61 Mbd, respectivamente.
- En el mes de abril se dio mantenimiento correctivo al BT Burgos afectando la logística en el litoral del Golfo
- Afectación en el mes de junio por avería en puente ferroviario en la ruta Minatitlán - CPI San Martín, afectando la logística de suministro al Valle de México del producto DUBA;
- Retraso en la logística marítima en el litoral del Pacífico por la presencia de la tormenta "Carlota" en la primera quincena del mes de Junio.
- Mantenimientos no programados ocurridos en el SNR afectaron el nivel de producción del producto.

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

Similar al punto de Pemex Premium.

➤ **Participación de los diferentes medios de transporte (Buquetanque):**

**Causas de desviación:**

La desviación en 1 punto porcentual del transporte por buquetanque respecto a la meta se debe a:

- Se da preferencia al transporte por ducto por ser el medio más económico, lo que modifica los porcentajes de participación de cada medio.
- Se retrasó el transporte por buquetanque de COPE, por encontrarse el producto fuera de especificación continuamente en refinería de Minatitlán y Salina Cruz.
- Retraso de importaciones en Pajaritos, con lo cual se abastece el déficit de Salina Cruz para el litoral Pacífico.

**Acciones correctivas o de mejora:**

PR busca maximizar el movimiento de productos por los medios de transporte más económicos, sin embargo, la logística se ve afectada continuamente por factores externos (aumento o contracción de la demanda de productos) y los mantenimientos extraordinarios a las instalaciones y equipos, lo cual no permite contar con el producto necesario en oportunidad.

Continuar con la optimización de la cadena de suministro.

➤ **Avance en modernización de Sistemas de Medición (SCADA)**

**Causas de desviación:**

- Retraso por parte del contratista para la elaboración de ingenierías de SCADA 47.

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

- SCADA 47: La contratista reforzó a su equipo de trabajo; en tanto que por parte de PEMEX, se integró un grupo de trabajo multidisciplinario para acelerar la revisión de los entregables correspondientes.

**Indicadores con carácter informativo:**

➤ **Margen variable de refinación (expresados a precios de 2011)**

En el periodo enero-junio de 2012 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 3.55 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en el año de 2011 fue superior en 1.29 dólares por unidad de crudo procesado. Lo anterior explicado principalmente por un incremento en el rendimiento de destilados de 2.3 puntos porcentuales entre ambos periodos en comparación.

➤ **Aprovechamiento de la capacidad de transporte por ducto**

Al segundo trimestre de 2012 los sistemas de ductos reflejaron un incremento en el volumen total transportado de 916.8 millones de toneladas kilómetro, respecto al mismo lapso de 2011, como resultado del incremento en el movimiento de crudo por 855.9 millones de toneladas kilómetro y el incremento en el movimiento de petrolíferos por 60.9 millones de toneladas Kilómetro, esto debido principalmente a la entrada de plantas de la reconfiguración de la refinería Minatitlán, y cambio en la política del manejo de inventarios por parte de la Subdirección de Producción.

En dicho período, los sistemas de poliductos reflejaron un incremento en el volumen transportado de petrolíferos del 0.3% respecto al mismo lapso de 2011, derivado principalmente por el incremento del 5.3% en turbosinas, 6.3% diesel y decremento de 28.6% en combustóleo principalmente; esto se explica por el mayor movimiento de diesel en los poliductos Tuxpan – Azcapotzalco y Tuxpan – Tula como apoyo a las Terminales del centro del país, por la suspensión del transporte por vía férrea en el área de Loma Bonita; el decremento de combustóleo se explica con la entrada en operación de la planta coquizadora en la refinería Minatitlán, habiéndose reducido la operación por el combustóleoducto Minatitlán – Pajaritos.

➤ **Volumen total transportado**

Durante el periodo enero-junio 2012, se transportaron un total 37,623.1 millones de toneladas kilómetro de crudo y productos petrolíferos; de los cuales, el 58.8 por ciento se distribuyeron por ducto, 31.8 por ciento por vía marítima, 6.1 por ciento por auto tanque y el restante 3.4 por ciento por carro tanque.

Comparado contra el mismo período del año 2011, se registró un incremento del 4.3 por ciento en el volumen total transportado, explicado principalmente por el incremento de 2.4 por ciento en el transporte de crudo y 1.8 por ciento 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 junio de 2012, 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 Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 segundo trimestre de 2012 de 90.5%, 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 concluida 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.
- Continúa el arribo de equipos para la subestación de 115 KV.

- Fase de construcción:

La fase de construcción (civil, tuberías, eléctrico, instrumentación y mecánico) registra un avance del 88%.

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.

Durante la fase de pruebas y puesta en operación, se llevará a cabo la capacitación del personal operativo en el manejo de sistemas y equipos que conforman la planta.

- Fase de puesta en operación:

Tiene un avance del 30%, con las siguientes actividades relevantes:

- Se han llevado a cabo 13 juntas semanales del grupo de arranque.
- Continúan las actividades de puesta en operación de la subestación eléctrica 14 y cuarto de control.

- Se realiza pruebas de recepción de los compresores de aire de instrumentos BB-300A/B.
- Se hacen pruebas SAT (pruebas de aceptación en sitio) del Sistema de Control de Proceso, Sistema Instrumentado de Seguridad y Sistema de control de Servicios Auxiliares.
- Inician las pruebas de lazos de los Sistemas de Control de Proceso y Servicios Auxiliares.
- Continúa la impartición de capacitación del personal operativo en el manejo de sistemas y equipos que conforman la planta.

### **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 2do trimestre de 2012 se mantiene en 83.6%.

El monto del proyecto se considera de acuerdo al Ciclo de Planeación 2012, 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%.

### **➤ 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 junio de 2012:

### Generación:

- Continúan los trabajos de construcción de los distintos edificios (administrativo y almacenes).
- Concluyó el ensamblado del damper diverter los recuperadores de calor (HRSG) 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%.
- Continúan los trabajos de obra civil del camino de acceso, vialidades y terracerías, así como la instalación del drenaje pluvial de la subestación eléctrica de la Central de Cogeneración y del camino de acceso.

### Integración:

- Concluyeron 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 Switcheo, queda energizada desde el 04 de mayo 2012.
- S.E. Reforma, queda energizada desde el 04 de mayo 2012.
- S.E. Tamulté Maniobras, se encuentra terminada y en espera de la fecha para operación (CFE).

#### Líneas de Transmisión

- L.T. Cactus Switcheo-Nuevo Pemex: obra concluida el 19 de mayo de 2011. derivado de que la S.E. Nuevo Pemex se encuentra enlazada actualmente a través de la L.T. Tamulté-Nuevo Pemex, al Sistema Eléctrico Nacional y es el respaldo del suministro de energía del Complejo Procesador de Gas de Nuevo Pemex, se requiere que el proveedor concluya los circuitos de 13.8 y 115 KV



de la S.E. de la Central para poder sacar de operación el nodo de 115 KV de Nuevo Pemex y concluir el enlace de esta línea.

- L.T. Cactus Switchco-Tamulté: Se encuentra en construcción. el Proveedor debe esperar la libranza señalada para el nodo de 115 KV de Nuevo Pemex del punto anterior para ejecutar actividades de construcción en el tramo de las estructuras 65 a la 84, quedando pendiente en esta obra 16 cimentaciones.
- L.T. Cactus Switchco-Tamulté Maniobras: Se encuentra terminada y en espera de la fecha para su energización (CFE).
- L.T. Cactus Switchco entronque Cárdenas II-Villahermosa Poniente: Se encuentra terminada y energizada desde el 04 de mayo de 2012.
- L.T. Cactus Switchco- Línea terminada y energizada desde el 04 de mayo de 2012.
- L.T. Reforma entronque Km. 20-Mezcalapa: Línea terminada y energizada desde el 04 de mayo de 2012.
- L.T. Tamulté Maniobras entronque Km. 20-Samaria: Línea Terminada. En espera de la fecha para su puesta en operación (CFE).

### **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 Pemex Gas y Petroquímica Básica considerar como Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la inundación de los predios de la S.E. Tamulté Maniobras y de las L.T. Cactus Switchco-Tamulté, Cactus Switchco-Tamulté Maniobras y Tamulté Maniobras entronque Km 20 Samaria.

El 20 de octubre de 2010, el prestador del servicio notificó a Pemex Gas y Petroquímica Básica la terminación del evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 13 de junio de 2011 se remitió a la Gerencia Jurídica de Pemex 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 Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 primer trimestre de 2012, Pemex Gas y Petroquímica Básica continúa en espera de la información soporte por parte del Proveedor para el análisis de procedencia.

## **Fenómenos Meteorológicos en Colombia**

El tres de mayo de 2011, ACT solicitó a Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 Pemex Gas y Petroquímica Básica la finalización de este evento; todos los transformadores se encuentran en sitio. Al cierre del segundo trimestre de 2012, Pemex Gas y Petroquímica Básica se encontraba a la espera de la documentación soporte para el análisis de procedencia de las solicitudes de caso fortuito o fuerza mayor de los eventos de Japón y Colombia.

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

Al segundo trimestre de 2012, el Proyecto de Cogeneración en Nuevo Pemex presenta un avance físico real del 98.81%. Comparado con el 99.6% 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%. El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato con la empresa Líneas de Producción, S.A. de C.V. / LIPSA Industrial, S.A. de C.V. El monto del contrato asciende a 94 millones de pesos. Los trabajos del libramiento iniciaron el 12 de marzo, y su conclusión contractual está programada para el 6 de noviembre de este año.

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

Se continúa en la construcción del libramiento de Morelia con un avance del contrato del 98%, y un avance global acumulado del proyecto del 99%. Mecánicamente el ducto está terminado sólo quedan pendientes las observaciones y hallazgos determinados por la Verificadora Lloyd Germánico.

Se terminaron los trabajos de la interconexión. Actualmente el ducto se encuentra en operación.

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

La construcción del Libramiento El Durazno se encuentra totalmente terminada. Se continúa con la integración de las trampas de diablos y trabajos previos a la interconexión del libramiento. Este último permanece con un avance del 85%.

<b>Cuadro resumen de los libramientos</b>	<b>Avance físico real (%)</b>
1. Construcción Libramiento Jalapa (proyecto integral)	87.0
2. Construcción Libramiento Morelia	99.0
3. Construcción Libramiento el Durazno	100.0
Avance Global % avance=(286/300)*100	95.3

Al segundo trimestre de 2012, el avance global de los tres libramientos es del 95.3%.

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

Este proyecto se contempló desarrollarlo en tres fases en el periodo de 2005 al 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 segundo trimestre de 2012, 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 Cadereyta a Chávez, con una longitud de 352 Km, quedando pendiente el tramo Los Herrera-Cadereyta con una longitud de 60 Km, mismo que está considerado en el desarrollo de la fase III.
- La fase III considera los tramos Los Herrera-Cadereyta y Chávez–Chihuahua, con una longitud de 485 Km. A Junio de 2012 se han llevado a cabo corridas del tipo limpieza mecánica, placas calibradoras y Geómetra.

Al segundo trimestre de 2012, el avance global de las tres fases es de 54%; mismo que se mantendrá hasta que se genere un avance representativo.

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

El nuevo proyecto de TYCVPM de Gas Licuado de Petróleo acordado al interior de Pemex Gas y Petroquímica Básica fue entregado el 24 de octubre de 2011 a la Comisión Reguladora de Energía. Esta emitió sus observaciones el pasado mes de marzo, mismas que encuentran en proceso de atención por parte de Pemex Gas y Petroquímica Básica. Con respecto a los (LOCFSE) estos fueron entregados por Pemex Gas y Petroquímica Básica en el mes de febrero de 2012 a la CRE. Adicionalmente, se iniciaron mesas de trabajo con la CRE para la revisión y evaluación de ambos documentos.

**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 el 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.

Cabe señalar que la Comisión informó mediante oficio SE/DGAER/3641/2011 con fecha seis de octubre de 2011 que Pemex Gas y Petroquímica Básica 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, se cuenta con un avance del 99% de convenios firmados; se realizó la consulta a la CRE para saber si con ello existen condiciones para iniciar la facturación desagregada y suspender el suministro a crédito a los 3 clientes que no han firmado el convenio.

Mediante el acuerdo A/074/2012 la Comisión informa que PGPB no podrá realizar suspensión de suministro a clientes a crédito, dejando a valoración de este Organismo la procedencia de instrumentar y dar cumplimiento a la obligación de facturación desagregada asumiendo el riesgo patrimonial por los adquirentes que no hayan suscrito el Convenio Modificadorio.

**Directiva de Precios**

La Comisión Reguladora de Energía emitió en mayo de 2012, la resolución RES/149/2012, mediante la cual autorizó a Pemex Gas y Petroquímica Básica la

aplicación de los costos de internación a que se refiere la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano para los puntos de internación del gas LP.

Dichos costos constituyen uno de los componentes metodológicos de la Directiva de Precios de VPM que se sustituyen en virtud de la política de precios emitida por el Ejecutivo Federal mediante Decreto.

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

Mediante las resoluciones RES/233/2011 y RES/234/2011 notificadas el 7 de julio de 2011 la Comisión Reguladora de Energía aprueba y expide a Pemex Gas y Petroquímica Básica las condiciones generales para la prestación del servicio de almacenamiento (Condiciones Generales) y la tarifa correspondiente para los permisos de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de suministro G/018/LPA/2010 y G/022/LPA/2010, cuyas instalaciones se ubican en Rosarito, Baja California, Topolobampo, Sinaloa, respectivamente.

En particular, a lo establecido en el Resolutivo PRIMERO de ambas resoluciones se establece que Pemex Gas y Petroquímica Básica deberá presentar al término de nueve meses contado a partir de la notificación de la Resolución, la propuesta de modificaciones que se adecuen a la operación efectiva en la prestación del servicio de almacenamiento, de conformidad con el artículo 22 del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

En el mes de abril se envió la propuesta de Condiciones Generales de Almacenamiento relacionados con las RES/233/2011 y RES/234/2011 de los permisos G/018/LPA/2010 y G/022/LPA/2010 Rosarito y Topolobampo, respectivamente. Al mes de junio se continúa en espera de los comentarios por parte de la CRE.

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

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

Avances y actividades al primer semestre de 2012:

- 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 \$-0.1333 USD.

- El 31 de marzo se venció el Asset Management Agreement y no se renovó para el periodo Abril – Octubre.

Con respecto a las operaciones de almacenamiento, para el periodo enero-junio 2012 se continúan manejando diariamente con el objeto de cubrir la demanda no programada y bajar los costos de las operaciones conocidos como “intraday”. EL 31 de marzo se terminó el contrato de almacén con EDF Norteamérica y continua vigente el de Conoco Phillips.

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

A continuación se relacionan los avances al segundo trimestre de 2012 de las actividades relacionada con mejorar las aplicaciones de Tecnologías de Información para la comercialización de gas natural y gas LP:

#### **Bóveda Única Emisión para todo Pemex**

Se realizó un proyecto de Bóveda Única para la emisión de facturas para todo Petróleos Mexicanos en donde están incluidas las operaciones de Pemex Gas y Petroquímica Básica en el rubro de facturación. Estas consideran los últimos requerimientos del SAT en materia de facturación con los CFDI´s bidimensionales certificados.

#### **Fideicomiso para la Reposición de Activos se logró lo siguiente:**

- La solución está operando normalmente.
- Se han solicitado algunos cambios para la reincorporación de clientes y para aumentar el margen de tolerancia por lo que se concluye el reporte en los siguientes informes trimestrales.

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

- Esta solución a junio de 2012 se encuentra operando normalmente, por lo que se concluye el reporte en los siguientes informes trimestrales.

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

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

Al segundo trimestre de 2012 esta red presenta un avance físico de 77.8% (se actualizó el avance físico de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-4).

Actividades relevantes efectuadas y su avance.

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

- Cabezales principales: 96.0%.
- Sistemas de aspersión en planta de líquidos 3: avance de 100%.
- Sistemas de aspersión en planta fraccionadora 1: avances de 98%, planta azufre 1 y 2 con 34%, 30.
- Sistemas de aspersión en Almacenamiento de producto (8 esferas): avance de 88.7%.
- En el Tanque de almacenamiento TE-1413, se encuentra concluido.
- En los sistemas automáticos de control (SAAFAR), el avance en ingeniería es del 66%.
- Subestación eléctrica SE-22, avance de 81%.

Este proyecto inició en enero de 2008 y de acuerdo al convenio D-4 su terminación programada es el 23 de diciembre de 2012.

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

Esta red presenta un avance físico al segundo trimestre de 2012 de 62.0% (avance conforme al convenio D-3, se actualizó el avance físico de conformidad con la revisión efectuada a la metodología de cálculo de avance físico que utiliza la contratista).

A continuación se presenta el desglose de actividades relevantes efectuadas:

En instalación de tuberías se tienen los siguientes avances:

- Planta criogénica 1 93.0%,
- Planta criogénica 2, 15.1%,
- Servicios auxiliares 1, 39.0%;
- Servicios auxiliares 2, 93.0%,
- Acueducto, 100%,
- Cabezales principales, 89.0%,
- Plantas endulzadoras de gas no. 3 y 4, con 92.0% y 90.0% 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.

#### ➤ **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 junio de 2012 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, Pemex Gas y Petroquímica Básica aceptó el procedimiento de conciliación con el contratista. Ante la no conciliación de diversos aspectos con el contratista, el 28 de junio de 2011 Pemex Gas y Petroquímica Básica 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, que contienen el suministro, prueba y puesta en operación de 65 equipos aproximadamente.
- Con el soporte de la DCO y de acuerdo al alcance establecido, se cuenta con el estimado de costo para la primera etapa del proyecto, que consiste en actividades prioritarias: rehabilitación, procura y construcción del sistema de desfogue y quemadores del CPG Ciudad Pemex, (actualmente se cuenta con la solicitud de pedido N° 20022433).
- En julio se tiene programada someter a aprobación la contratación de la primera etapa en la sesión extraordinaria del Grupo de Trabajo de apoyo del Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.
- En la segunda etapa se incluyó la rehabilitación del quemador elevado TC-3101, en base al estudio realizado por el IMP.



➤ **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.

Durante 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 Centros Procesadores de Gas.

El avance al segundo trimestre de 2012 se mantiene en 52%.

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

**Sistematización de los procedimientos de contratación**

Como consecuencia de la transferencia de las funciones de tecnologías de información al Corporativo, 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.

Como parte de la estrategia de suministros, la Dirección Corporativa de Operaciones de Petróleos Mexicanos, a través de la Subdirección de Suministros implementó Contratos Preparatorios Nacionales, con el objeto de proporcionar

bienes y servicios a los Organismos Subsidiarios con proveedores primarios que cuentan con los derechos exclusivos de marca y /o patente.

Al segundo trimestre de 2012 Pemex Gas y Petroquímica Básica cuenta con dos Contratos Preparatorios Nacionales, de acuerdo a información de la Subdirección de Suministros de la Dirección Corporativa de Operaciones.

Durante el segundo trimestre de 2012, 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 dio de baja en el catálogo electrónico a un total de cinco proveedores, tres de ellos, no presentaron la actualización de la titularidad de los derechos exclusivos y dos cuentan con Contrato Preparatorio con Integrated Trade Systems, Inc. (ITS).

De lo anterior resultó que al cierre del segundo trimestre se tengan 60 convenios para la transmisión y recepción de información a través de medios electrónicos, que consideran la inclusión de los precios y condiciones de los bienes y servicios que proporciona el proveedor primario incorporados en el Catálogo Electrónico Pactado con Pemex Gas y Petroquímica Básica.

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

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

- Se trabajó una guía sobre la Evaluación por puntos y porcentajes, misma que se difundió a todas las Líneas de Negocio.
- Como parte del programa de capacitación, se llevaron a cabo dos reuniones con las Líneas de Negocio, en los meses de abril y de mayo sobre la elaboración y publicación de los Programas Anuales de Adquisiciones y de Obras, conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos (LPM), Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP) y Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOPSRM), mismas en las que participaron 33 asistentes.
- Se trabajó sobre la herramienta eRoom misma que tendrá como finalidad:
  - Hacer más eficientes los tiempos de respuesta en el análisis de los requerimientos.
  - Homologar el conocimiento en línea para las áreas y personal involucrado en los procesos de adquisición.
  - Generar modelos más eficientes y expeditos al conjuntar experiencias y conocimientos de los expertos en la materia.
  - Integración de áreas en la formación de equipos de trabajo.

- Nueva herramienta que armoniza criterios y permite capacitar al personal involucrado en los procesos de contratación en ambas materias: Obras y Adquisiciones.

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

**Pemex Gas y Petroquímica Básica**

Periodo: Enero - junio 2012

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-jun (3)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs)	%	1	1	100%	99.4	min	-----	99.0	-----	-1%	Aceptable
			2	90.5%		máx	100.0				
Productividad laboral	MMBtue / plaza ocupada	3	19	90%	410.9	min	388.0	363.2	-1%	6%	Sobresaliente
			20	100%		máx	413.0	386.4			
			21	100%							
Índice de frecuencia de accidentes	Número	5	7	53%	0.25	máx	1	0.10	-0.7	1.5	Insuficiente
			8	100%							
			9	100%							
			14	70%							
			16	52%							
Margen por unidad de energía comercializada	\$/MMBtue	7	4	99%	16.4	min	17.3	14.0	-13%	10%	Sobresaliente
			10	100%		máx	18.9	15.0			
			11	100%							
Gastos de operación por energía producida	\$/MMBtue	22	1	100%	2.8	min	2.3	2.8	0%	-12%	Aceptable
			2	91%		máx	2.8	3.2			
			4	99%							
			19	90%							
Recuperación de propano en CPG	%	23	1	100%	95.7	min	95.3	96.1	-1%	-1%	Insuficiente
			2	90.5%		máx	96.8	97.0			
Costo promedio diario de transporte de gas seco	\$/MMpc-km	25	5	100%	0.22	min	0.13	0.16	0.6	0.3	Insuficiente
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
Costo promedio diario de transporte de gas LP	\$/Mb-km	25	10	100%	3.50	min	2.05	3.00	52%	-1%	Aceptable
			13	100%		máx	2.31	3.54			
Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MM\$/mes	26	14	70%	0.29	máx	0.10	0.10	1.9	1.9	Insuficiente
Autoconsumos de gas <sup>2/</sup>	%	26	4	99%	5.2	min	4.9	5.0	-11%	-3%	Aceptable
			14	70%		máx	5.8	5.3			
UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	25	5	100%	85.5	min	74.8	82.5	3%	1%	Sobresaliente
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
Capacidad instalada de compresión	HP	25	5	100%	462,120		550,460	462,120	-16%	0%	Aceptable
			6	95%							
			7	53%							
			8	100%							
			9	100%							
Capacidad instalada de recuperación de licuables	MMpcc	23	1	100%	5,712		6,006	5,712	-5%	0%	Aceptable
			2	90.5%							
UpTime criogénicas	%	23	1	100%	81.5	min	89.5	76.3	-10%	6%	Sobresaliente
			2	90.5%		máx	90.4	77.1			

Indicador	Unidades	Objetivos Relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO ene-jun (3)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (2)	Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)	
Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>3/</sup>	%	1	1 2	100% 90.5%	N/A	min máx	88 90	96 98	-----	-----	-----
Costo de mano de obra CPGs <sup>4/</sup>	\$/MMBtue producidos	3	19 20 21	90% 100% 100%	2.11	min máx	2.41 2.54	1.90 2.20	-17%	-4%	Aceptable
Emissiones de SO2 a la atmósfera	Kg de SO <sub>2</sub> / Tn de S° procesado	23	1 2	100% 90.5%	30.7	máx	34.0	39.0	-10%	-21%	Aceptable
Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>3/</sup>	%	2	1 2	100% 90.5%	N/A	min máx	100 115	100 104	-----	-----	-----
Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	24	13	100%	21	máx		0	-----	-----	Insuficiente
Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%	24	13	100%	46	máx		0	-----	-----	Insuficiente

**NOTAS:**

\* 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".

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.

5/ Por acuerdo con SENER 2012, el indicador "Costo de operación por CPG", no se reportará en los Informes Trimestrales de 2012.

**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.

## Indicadores que dependen directamente del gas que entrega PEP

Periodo: Enero - junio 2012

Indicador	Unidades	Valor del indicador
Capacidad criogénica Utilizada	%	79.2
Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas	MMpcd	4,356.8
Producción de gas seco	MMpcd	3,696.5
Producción de gas licuado	Mbd	180.6
Producción de etano	Mbd	119.3
Producción de gasolinas (naftas)	Mbd	76.3
Producción de gas seco por unidad procesada	MMpcd / MMpcd de carga	0.85
Producción de gas licuado por unidad procesada	Bd / MMpcd de carga	41.5
Producción de etano por unidad procesada	Bd / MMpcd de carga	27.4
Producción de gasolinas por unidad procesada	Bd / MMpcd de carga	17.5

## **Situación de los indicadores cuya calificación en el trimestre fue Insuficiente**

### ➤ **Recuperación de propano en CPG**

Este indicador se ubicó al segundo trimestre de 2012 en un nivel de 95.71%, 0.7 puntos por arriba del estándar internacional para la recuperación de propano definido en 95%, y 0.39 puntos porcentuales por abajo del valor mínimo de la meta establecida por SENER (96.1 – 97.0). Esto debido al ensuciamiento natural de los equipos de intercambio de calor de las plantas criogénicas de los CPG Cactus, Nuevo Pemex y Cd. Pemex.

PGPB estima recuperar al cierre del segundo semestre los niveles de eficiencia en la recuperación de propano, debido a que en este último semestre se encuentran calendarizados los mantenimientos seis plantas criogénicas.

### ➤ **Índice de frecuencia de accidentes**

Este indicador se ubicó en el segundo trimestre en un valor 0.25, 0.15 puntos por arriba de la meta 2012 definida por SENER en 0.1, debido a cuatro accidentes ocurridos durante 2012, los cuales se describen a continuación:

1. Accidente en el CPG Nuevo Pemex el siete de febrero de 2012 un trabajador adscrito al departamento de mantenimiento. Durante la maniobra de izaje para retiro de rotor del generador TG-2 de la planta de Generación Eléctrica, el trabajador apoya la mano izquierda en una de las barras que se utilizaba para el izaje del rotor la cual se desliza prensándole los dedos anular y medio. El trabajador continúa con amparo médico.
2. Accidente de trabajo en Sector Ductos Salamanca el 14 de febrero 2012, un trabajador adscrito al departamento de mantenimiento, se lesiono el dedo medio y anular de la mano izquierda, durante los trabajos de integración del libramiento de Morelia del Gasoducto 24" Ø Valtierrilla-Lázaro Cárdenas. Se programó su alta al término el 22 de abril de 2012.
3. Accidente de trabajo por caída desde una escalera. Un trabajador del CPG Cactus el 12 de abril al concluir trabajo de apertura de válvula de 16" ø del equipo 10V-4A en el área de separadores de gas amargo de las plantas endulzadoras de gas 9 y 10, resbaló del último peldaño de la escalera, recibiendo golpe en cadera y brazo derecho golpeándose contra un muro de concreto.
4. Accidente de trabajo del 19 de abril por contacto eléctrico. Un trabajador en el CPG Poza Rica al concluir un trabajo realizado en la Subestación Eléctrica 10 A de la Planta Criogénica, recibió un brinco de corriente, del interruptor de la motobomba GA-601. En el evento se rasga el pulpejo del dedo Índice de la mano izquierda. Se programó su alta el 27 de abril de 2012.

No obstante que el índice de frecuencia obtenido a junio es de 0.25 se encuentra dentro de los valores históricos más bajos, Pemex Gas y Petroquímica Básica continúa realizando esfuerzos encaminados a disminuir la frecuencia de accidentes, con el propósito de recuperar los niveles de excelencia en SSPA.

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

Durante 2012 las Líneas de Negocio en coordinación con ASIPA, continuaran con el seguimiento de los Programas 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 junio de 0.29 MM\$/Mes, 0.19 puntos por arriba del límite establecido por SENER en <0.1 MM\$/mes. El valor del indicador se encuentra integrado por tres eventos ocurridos en el periodo enero-junio.

El importe de los cuatro eventos ocurridos a junio de 2012, fue de 0.29 MM\$/Mes, correspondiente a la pérdida de gas natural en los siguientes incidentes:

1. Fuga de 0.87 MMpc de gas natural ocurrida el 1° de febrero de 2012 derivado de un golpe con maquinaria al ramal de 8" que suministra gas natural a la empresa Cales Químicas de Cosolapa. Este ramal se interconecta en el kilómetro 474+000 del Gasoducto de 30" Minatitlán-Venta de Carpio, entre la válvula de seccionamiento Tétela y la Estación de Bombeo No. 3 Arroyo Moreno.



2. Fuga de 0.4 MMpc de gas natural ocurrida el 24° de febrero de 2012 por emisión fugitiva en la tapa charnela de la trampa de envío de diablos (TED) Zacualtipán, en el km 44+300 del Gasoducto de 6" Venta de Carpio - Minera Autlán.
3. El importe del tercer evento ocurrido el día 22 de marzo de 2012 fue de 52.3 MMpc por fuga de de gas natural ocurrida por explosión en el km 701+821 del Gasoducto de 24" Chávez-Chihuahua. El importe reportado es de 1.55 MM\$/Mes.
4. El importe del cuarto evento ocurrido el día 22 de junio de 2012 con una pérdida de 4.494 MMpc con importe de 138,324.90 pesos. Fuga, en el Km 190+600 del gasoducto de 18" Flores Magón – Venta de Carpio, municipio de San Juan Teotihuacán, Estado de México.

Cabe mencionar que, si bien la edad promedio de los ductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica 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 el periodo 2011 a 2013 con el cual Pemex Gas y Petroquímica Básica trabaja para la certificación de la integridad y confiabilidad de los ductos del SNG.



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 8,884 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 1,656 kilómetros con certificados vigentes.

➤ **Costo promedio diario de transporte de gas seco**

Para el periodo enero – junio 2012, el costo promedio diario de transporte de gas seco se ubicó en 0.221 \$/MMpc-km, cifra 23.6% superior a la pronosticada con el POT I, que fue de 0.179 \$/MMpc-km, debido a los siguientes aspectos:

- El volumen real (4,665.9 MMpcd), fue un 2.9% más bajo que la meta considerada en el POT I (4,806.7 MMpcd).
- Los gastos reales fueron superiores en 20% respecto a lo considerado en el programa, originado principalmente porque el costo virtual por variación de inventarios real a junio fue de 112.3 MM\$ en contra (costo). vs la meta, que se había estimado una variación a favor de 178.7 MM\$ (ingreso). Esta diferencia de 291 MM\$, es la que fundamentalmente hace que los gastos se eleven.

Volumen de Gas Natural Transportado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	2012
Volumen de gas natural (MMpcd) (1)	4,580	4,538	4,662	4,565	4,745	4,846						4,657

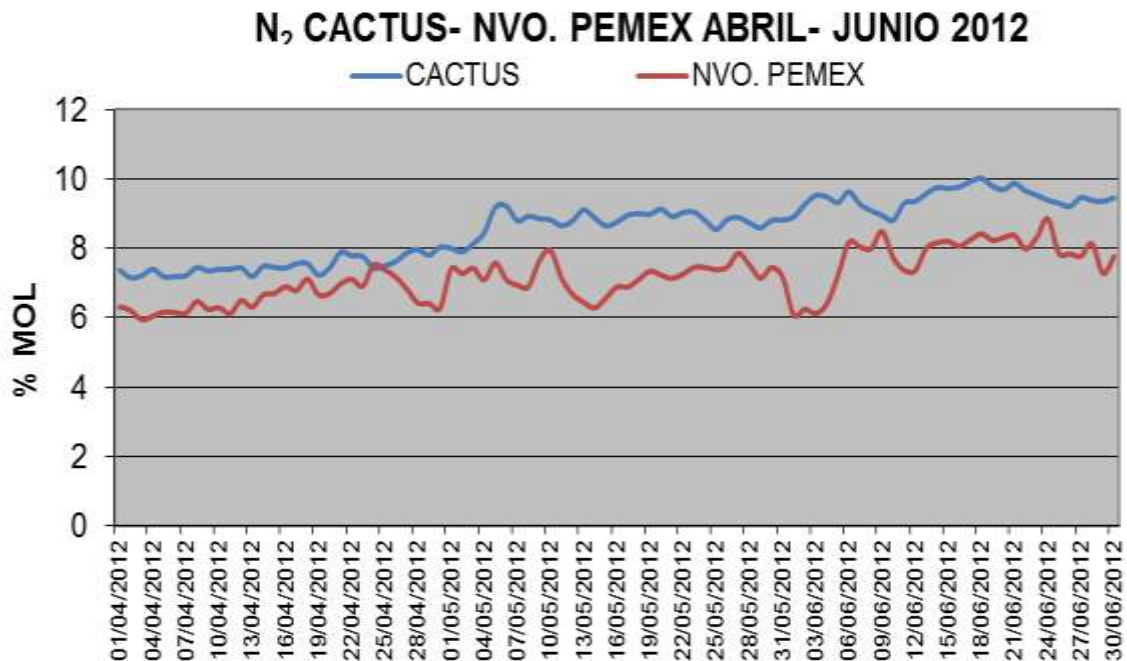
(1) Información operativa preliminar, Subgerencia de Control de Flujos.

➤ **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:**

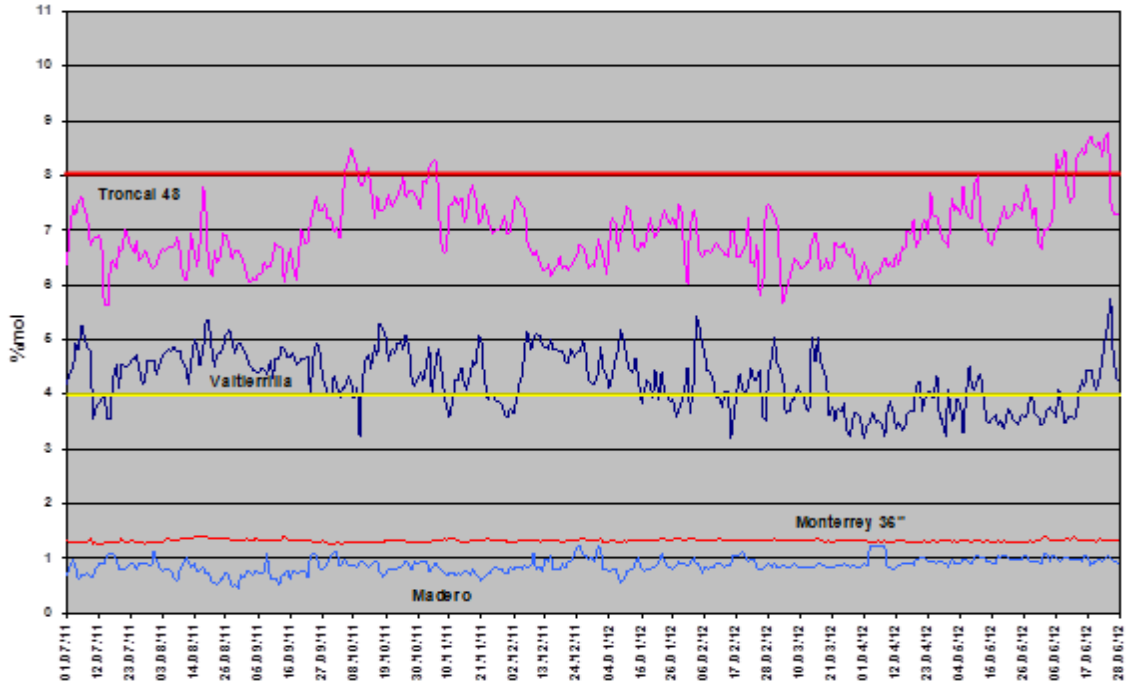
Respecto al indicador “Días de inyección de gas natural de CPG fuera de Norma en nitrógeno al SNG” durante el periodo enero-junio de 2012, en el CPG Cactus se han presentado 69 eventos que sobrepasaron la norma. Por su parte en el CPG Nuevo Pemex se presentaron 14 eventos por arriba de la Norma durante el mismo periodo.

En el gráfico siguiente se muestra el comportamiento del contenido de nitrógeno de las inyecciones de los CPG: Cactus y Nuevo Pemex al Sistema Nacional de Gas (SNG).



Durante el periodo enero-junio del 2012 se observaron 83 días fuera de especificación en las inyecciones de los CPG Cactus y Nuevo Pemex, derivado de movimientos operativos en pozos de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, para favorecer el envío de gas a proceso y disminuir el impacto de la demanda en el empaque del Sistema nacional de gas.

Sin embargo, como se aprecia en la siguiente gráfica en el Sistema Nacional de Gas el impacto ha sido menor.



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
1. Procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas de proceso	PEP-PGPB/DCO	El procedimiento vigente no ha permitido mantener dentro de Norma el contenido de inertes a ductos.  El 20 de junio se llevó a cabo la reunión de revisión de la problemática actual, así como de planeación para la actualización del procedimiento vigente.  Se acordó que a partir del análisis estadístico, proyección de oferta y calidad del gas entregado por PEP, se efectuaran los trabajos de diagnóstico y simulación para la actualización del procedimiento operativo.
2. Segregación de corrientes de gas amargo en el	PEP	La segregación de corrientes de gas consiste en enviar el gas amargo proveniente de la Región de Producción Marina Noreste, con mayor contenido de

centro de distribución de gas marino (Atasta)		<p>nitrógeno al CPG Ciudad Pemex maximizando el uso de la planta recuperadora de nitrógeno (NRU), en tanto el gas amargo con menor contenido de nitrógeno de la Región de Producción Marina Suroeste, se deriva para su proceso al CPG Nuevo Pemex.</p> <p>En el segundo trimestre del 2012, se ha mantenido la segregación de corrientes marinas en Atasta, para mantener en promedio un 3.8 % N2 en la corriente al CPG Nuevo Pemex y 8.7 % al CPG Cd. Pemex y poder cumplir con los parámetros de calidad que indica la NOM-001 SECRE 2010 en el gas seco entregado al SNG.</p>
3. 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 de junio, el Activo de Producción Bellota-Jujo inyectó en promedio 48.1 MMpcd de N2 y una reinyección promedio de 33 MMpcd de gas húmedo amargo con alto contenido de N2.</p> <p>Con respecto al Activo de Producción Samaria-Luna, la inyección promedio de N2 en este segundo trimestre alcanzó 56.8 MMpcd, y estuvo fuera de operación del 6 de mayo al 26 de junio; en tanto que la reinyección de gas húmedo amargo con alto contenido de N2 fue de 53 MMpcd en Oxiacaque.</p>
4. Construcción de planta recuperadora de nitrógeno en la Región Sur	PEP	Derivado de los cambios en los pronósticos de producción y urgencia de nitrógeno en los yacimientos, se está analizando si técnicamente es factible continuar con el proceso de contratación en los términos actualmente establecidos.

## Situación de los indicadores cuya calificación en el trimestre fue aceptable o sobresaliente

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

### ➤ Costo de mano de obra en 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–junio 2012, el costo de mano de obra se ubicó 3.42% sobre lo ejercido en el mismo periodo de 2011. Sin embargo, la energía producida fue 1.8% menor.

En la evaluación el costo de mano de obra alcanzó un valor de 2.1 \$/MMBtue al primer trimestre de 2012, 0.1 \$/MMBtue por abajo del valor obtenido en 2011 (2.0 \$/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).

### **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-jun 2011</b>	<b>Ene-jun 2012</b>	<b>Variación</b>
201	Sueldos y salarios	962,413,728.0	1,087,510,748.9	
224	Seguro interno del personal	0.0	0.0	
225	Indemnizaciones al personal	24,231,809.5	34,414,273.6	
234	Gastos de previsión social pagados al personal	520,312,109.3	512,023,671.0	
239	Incentivos y compensaciones	256,188,173.1	228,460,682.0	
241	Honorarios asimilados de operación	0.0	0.0	
242	Impuestos sobre nómina de operación	76,907,187.4	40,616,845.1	
243	Pagos a jubilados no incluidos en FOLAPE	0.0	0.0	
<b>Total de Servicios Personales</b>		<b>1,840,053,007.3</b>	<b>1,903,026,220.6</b>	<b>3.42 %</b>
<b>Energía Producida(MMBtue)</b>		<b>5,050,442.4</b>	<b>4,958,220.6</b>	<b>-1.8 %</b>
<b>Costo de Mano de obra/MMBtue</b>		<b>2.0</b>	<b>2.1</b>	<b>0.11</b>

Nota: Información preliminar Gerencia de Recursos Financieros/BDI

Para el periodo enero-junio de 2012 los costos de mano de obra se incrementaron 3.4% con respecto al mismo periodo de 2011, básicamente en los renglones del gasto 201 y 225, debido principalmente a lo siguiente:

- En el renglón 201, el incremento neto fue debido principalmente al aumento salarial por la Revisión Contractual del 4.75%, incremento en pago de aguinaldo por \$18,723 miles, compensación por movilización \$18,115 miles, fondo de ahorro \$15,900 miles, tiempo extra \$14,512 miles, incentivo trabajador clausula 141 \$8,570 miles, pago por labores insalubres \$5,836 miles, ayuda renta casa \$5,624 miles y pago prima vacacional \$4,874 miles principalmente.
- En el renglón 225, el incremento básicamente se presenta en la cuenta de "Indemnizaciones al personal", por pago de salarios caídos por \$11,992 miles en el CPG Cactus.

Por el lado de la energía producida, durante el segundo trimestre de 2012 disminuyó 1.8% con respecto al mismo periodo de 2011, esto debido a la menor recibo de condensado en 7.7 Mbd.

#### ➤ Costo promedio diario de transporte de gas LP

Para el período enero-junio de 2012, el costo de transporte diario de gas LP se ubicó favorablemente en 3.502 \$/Mbd, equivalente a una desviación de 8.1 puntos porcentuales por abajo de los 3.811 \$/Mbd establecidos en la meta para el mismo periodo, fundamentalmente por:

- 1) El volumen real (179.4 Mbd), fue un 8.8% mayor que la meta considerada (165.0 Mbd).
- 2) Los gastos reales fueron menores un 0.05% respecto a lo considerado en el programa.

Volumen de Gas LP Transportado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	2012
Volumen de gas LP (Mbd) (1)	193.9	199.1	173.7	169.0	167.2	174.5	179.4

(1) Estadísticas Mensuales. Información de BDI

#### ➤ Autoconsumos de gas

El valor de autoconsumo reportado al segundo trimestre de 2012 cerró en 5.16% dentro del rango de meta establecido por SENER (5.0-5.3).

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

- a) Consumo de gas en planta NRU en Cd. 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, no se incluye el consumo de gas en otros servicios como porteo y compresión de nitrógeno.

### Consumos periodo enero-junio 2012

Volúmenes considerados en autoconsumo, energía de porteo y compresión.

Consumos	Autoconsumos de gas
	MMBtud
Proceso*	219,472.19
Porteo de Energía	6,812.9
Compresión de nitrógeno	2,941.19
Total	229,226.3

\*Consumo considerado en el cálculo del indicador

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

Al mes de junio de 2012, la construcción de la planta criogénica de Poza Rica de 200 MMpcd presenta un avance físico del 90.5% y 85.9% de avance financiero.

Avance del Proyecto(%) 2do Trimestre 2012			
Físico		Financiero	
Prog	Real	Prog	Real
92.3	90.5	85.7	85.9

Nota: Datos calculados con respecto al costo del proyecto incluido en el PEF 2012 (4,666.3 MM\$)

Se actualizó el costo del proyecto considerando una las obras adicionales originadas por el cambio de especificaciones en el gas que proporcionará PEP, al pasar de gas húmedo dulce a gas húmedo amargo, con lo cual el costo estimado del proyecto se incrementó de 4,666 millones de pesos a 4,890 millones.

Desglose de cálculo:



## Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa

### Avance Financiero de Acciones en PGPG

Reporte de Indicadores a SENER

Acciones	Inversión	Unidades	2012									
			2009 <sup>1</sup>	2010 <sup>1</sup>	2011 <sup>1</sup>	1er Trim	2do Trim	3er Trim	4to Trim	Total 2012	2013 <sup>4</sup>	Costo Total <sup>5</sup>
						Ene-mar	Abr-jun	Agt-Sep	Oct-dic	<sup>2</sup>		
Desarrollar el proyecto de ampliación del CPG Poza Rica	Avance Programado	%	15	54	77	78	82	88.1	99.9	99.9	100.0	
	Monto programado	MM\$	722	1,902	1,141	67	167	308	579	1,120	5	
	Programado acumulado	MM\$	722	2,624	3,765	3,832	3,998	4,306	4,885	4,885	4,890	4,890
	Avance Real	%	16	54	77	78	82	82	82	82	82	
	Ejercicio <sup>3</sup>	MM\$	722	1,902	1,141	67	176	0	0	4,008	0	4,008
	Ejercicio acumulado	MM\$	722	2,624	3,765	3,832	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	

Nota: 1.- Los montos se actualizan a pesos 2012 y corresponden al cierre de Cuenta Pública de cada año

2.- Fuente: Estimado para concluir el proyecto, el cual considera una previsión presupuestal de 681 MM\$ en el adecuado I ver. 1 B del PEF. por lo que se modificó la programación del último trimestre para reflejar la cantidad de recursos necesarios.

3.- Fuente: Ejercicio 2012 al cierre de junio

4.- Estimado para finalizar el proyecto

5.- Costo total a pesos de 2012

### ➤ Capacidad instalada de recuperación de licuables

En el documento de justificación de metas 2012, la actualización de esta meta tiene como fin eliminar las desviaciones por los cambios derivados de: reevaluación de plantas y nuevos proyectos, desincorporación de plantas por obsolescencia. Lo anterior con el fin de mantener la congruencia con el valor que se reporta en los diferentes informes institucionales de Pemex Gas.

Comentarios sobre la actualización de la capacidad instalada de recuperación de licuables:

1. A partir de octubre de 2011 se actualizó la capacidad instalada de la planta criogénica III en el CPG Nuevo Pemex de 550 a 500 MMpcd, derivado de un estudio de reevaluación operativa de la capacidad de proceso realizada por la Gerencia del Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.
2. Se desincorporó la capacidad criogénica instalada en el CPG Cangrejera (una disminución de 30 MMpcd).
3. Una reducción de 8 MMpcd correspondientes al proyecto de ampliación de la capacidad criogénica instalada en el CPG Arenque, debido al diferimiento del proyecto al año 2013, el cual se encontraba considerado en las metas 2011.

### **3.D. Pemex Petroquímica**

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

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

Metodología FEL de SIDP.

Etapa de ejecución IPC 1 (informe).

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

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

Este proyecto se encuentra en su etapa final de construcción, quedando por realizar las pruebas de comisionamiento, arranque y desempeño que permitirán contar con producción de aromáticos para venta en el mercado nacional.

➤ **Productividad del personal**

Al cierre del segundo trimestre de 2012, se observa un incremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la ocupación de plazas de la estructura.

Adicionalmente y como parte de las acciones que la Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales lleva a cabo, a efecto de reaprovechar el número de personal que se encuentra adscrito en plantas fuera de operación de Pemex-Petroquímica, se informa que a la fecha se formalizaron con la Representación Sindical, los Convenios Administrativos Sindicales en los cuales se definió el trato laboral del personal adscrito a las plantas de Amoníaco III y Amoníaco I (Hidrógeno) del Complejo Petroquímico Cosoleacaque, así como el de la planta de Acetaldehído del Complejo Petroquímico Morelos.

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

## ➤ **Mejora tecnológica**

La metodología de Estándares de Consumo de Materia Prima y Energéticos que se emplea en cada una de las plantas de proceso de Pemex Petroquímica, 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 primer semestre de 2012, lo que generó un ahorro en los costos de producción contra los estándares establecidos equivalente a 303 MM\$, principalmente en las plantas de etileno de los Complejos Cangrejera y Morelos además de la planta de swing del Complejo Morelos.

## ➤ **Cadena de valor**

En el período enero-junio de 2012, la producción total fue de 3 millones 355 mil toneladas, cantidad inferior en 19 y 25 por ciento con respecto al POA y al mismo período del año anterior; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programó iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este semestre y por lo tanto se dejaron de producir hasta hoy 695 mil toneladas de aromáticos, derivados y petrolíferos respecto al POA y 1 millón 71 mil toneladas en relación al año anterior. A continuación se presenta la explicación por cadena:

## **Derivados del Metano**

La cadena de derivados del metano resultó superior en 11 y 6 por ciento respecto al POA y al mismo período anterior, como consecuencia del buen desempeño de las plantas de amoniaco y metanol.

## **Derivados del Etano**

La cadena del etano superó en 2 por ciento el volumen alcanzado en el mismo período del año anterior, y resultó 5 por ciento inferior al POA, debido principalmente a la disminución en la producción de etileno tanto en Cangrejera como en Pajaritos. En Cangrejera se afectó por la falta de consumo en polietileno de baja densidad, ya que se adelantaron los programas de mantenimiento de dos trenes, y en Pajaritos, por realizarse en febrero el mantenimiento de la planta de etileno programado en noviembre.

## **Aromáticos y Derivados**

El volumen de producción de esta cadena resultó deficitario en 97 por ciento, respecto al mismo período del año pasado, debido a que durante este primer semestre el tren de aromáticos y las plantas preparadoras de carga permanecieron fuera de operación por realizarse los trabajos de integración de la planta CCR. Así mismo, debido a la reprogramación de las corridas de prueba de la nueva CCR originalmente consideradas en marzo, esta cadena resultó inferior al POA en 95 por ciento.

## **Propileno y Derivados**

Esta cadena muestra un resultado inferior en 24 y 27 por ciento en comparación con el mismo período del año pasado y POA respectivamente, debido a que durante el período del 14 de marzo al 6 de abril del presente, la planta de Acrilonitrilo salió de operación por falta de propileno, declarándose ante Pemex Refinación como caso fortuito ó de fuerza mayor; así mismo, desde el 22 de mayo y todo el mes de junio, esta planta permaneció fuera de operación debido a los bajos retiros del cliente.

## **Petrolíferos**

En esta cadena, durante el presente semestre, no se tuvo producción debido a los trabajos de integración, pruebas y puesta en operación de la nueva planta CCR.

### **➤ Gestión Operativa**

Durante el segundo trimestre, Pemex Petroquímica colocó 763 mil toneladas en el mercado nacional y de exportación, este nivel de ventas fue 1 y 7 por ciento menor al alcanzado en el periodo del año previo y al programado respectivamente.

Las desviaciones se deben en particular a la suspensión de la oferta de productos y subproductos de aromáticos toda vez que se continúan realizando trabajos para la ampliación y mejora de la planta. Además, se sumó el efecto de menores ventas de acrilonitrilo y metanol por razones de mercado.

Sobresale la recuperación de ventas, con respecto al mismo periodo pero del año previo, de los derivados del etano, y en el caso particular de la exportación sobresale la colocación de amoniaco, etileno y polietilenos.

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

Se continúa con la implantación del Sistema SSPA en el C.P. Cangrejera como unidad piloto para llevar a cabo la implantación de las 11 líneas de acción, concluyendo las 5 primeras en lo que va de este año, se iniciaron las autoevaluaciones (diagnóstico inicial y definición de situación futura) en los centros de trabajo que corresponde a la 6ª Línea de Acción.

- 1ª Línea de acción.- Organización para la Implantación.
- 2ª Línea de acción.- Funciones y Responsabilidades.
- 3ª Línea de acción.- Planeación inicial.
- 4ª Línea de acción.- Comunicación Efectiva.
- 5ª Línea de acción.- Capacitación.

Actividades efectuadas:

Formación de los ELSSPA para cada uno de los subsistemas, debidamente protocolizados, de acuerdo con las reglas de operación; se concluyó con el programa de comunicación de la estrategia de los ELSSPA, se iniciaron las autoevaluaciones, se identificaron las brechas para cada subsistema y se realizaron visitas del Equipo de apoyo de la GCSIPA a todos los centros de trabajo por sus respectivos facilitadores.

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

**Pemex Petroquímica**

Período: Enero - junio 2012

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)	Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO 2012 (3)	Meta Autorizada PEO ene - jun (4)	Desviación <sup>(*)</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	N/A	<14	20	20	0%	N/A
Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%	1, 2 y 7	1	n/a	5	<10	10	10	-5%	Aceptable
Índice de productividad laboral	t/plaza ocupada	3 y 7	2	n/a	255	máx mín	1,021 656 605	316 277	-19%	Insuficiente
Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos	%	4, 7 y 27	3	n/a	5.9	máx mín	100 3.0 2.6	3.0 2.6	98%	Aceptable
Factor de insumo etileno - polietilenos <sup>(1)</sup>	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.01	máx mín	1.02 1.01 1.02	1.01 1.02	0%	Aceptable
Factor de insumo etano - etileno <sup>(2)</sup>	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	1.32	máx mín	1.31 1.31 1.32	1.31 1.33	1%	Aceptable
Factor de insumo gas natural - amoníaco	MMBtu/t	4, 7 y 27	3	n/a	24.34	máx mín	23.00 22.97 23.66	22.97 23.66	6%	Insuficiente
Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas	t/t	4, 7 y 27	3	n/a	F/O	máx mín	4.00 1.58 1.59	1.58 1.59	0%	N/A
Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%	6, 7 y 27	4	n/a	87	<5	95	95	-8%	Insuficiente
Contribución Marginal	MMS	6, 7 y 27	5	n/a	11,035	N/A	17,984	8,938	23%	Aceptable
Producción de petroquímicos (POA)	Mt	6, 7 y 27	3	n/a	3,355	máx mín	14,800 8,620 7,947	4,148 3,645	-19%	Insuficiente
Consumo de Energía	GJ/ton	4, 7 y 27	3	n/a	14.13	máx mín	N/A 12.92 13.18	12.92 13.18	9%	Insuficiente
Producto en especificación / producto entregado	%	27 y 28	6	n/a	99.79	máx mín	>97.00 99.70 98.70	99.70 98.70	0%	Sobresaliente
Índice de frecuencia de accidentes	índice	5	7	n/a	0.56	<1.00	0.29	0.30	86%	Insuficiente
Índice de Uso de Agua	MMm <sup>3</sup>	5	7	n/a	27.4	máx mín	N/A 60.0 61.0	30.0 30.3	-9%	Sobresaliente
Índice de carga contaminante DBO	ton	5	7	n/a	151	máx mín	N/A 420 425	210 213	-28%	Sobresaliente
Índice de Emisiones a la Atmósfera	Mton	5	7	n/a	2,971	máx mín	N/A 7,800 7,880	3,900 3,940	-24%	Sobresaliente
Residuos peligrosos	ton	5	7	n/a	6,547	máx mín	N/A 2,400 2,430	4,000 4,050	64%	Insuficiente

**NOTAS:**

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

(1) A partir del ejercicio 2010 se cambia la metodología de calculo al incluir la planta Swing.

(2) Incluye las plantas de etileno de Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Cifras preliminares al corte del 18 de julio de 2012.

F/O: Fuera de Operación.

N/A: No Aplica.

## Causas principales de las desviaciones y acciones correctivas

### ➤ Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto

#### Causas de la desviación:

En alcance a la primera etapa para la Ampliación y Modernización del Tren de Aromáticos en el CP Cangrejera, el 23 de Junio de 2009 se formalizó entre Pemex Petroquímica y la compañía CCR Platforming Cangrejera S.A. de C.V. el contrato No. POPL01509P que tiene por objeto el “Desarrollo de la ingeniería de detalle, la obtención de los permisos, el suministro de los materiales, la construcción, pruebas, capacitación, pruebas de prearranque y pruebas de comportamiento y entrega de la documentación de la unidad de proceso CCR Platforming, así como los servicios auxiliares e integración en el Complejo Petroquímico la Cangrejera, Ver.” Los trabajos de dicho contrato iniciaron el 25 de Junio de 2009, mediante primer convenio modificatorio se prorroga la fecha de terminación que originalmente era el 31 de Diciembre de 2011, al 23 de abril del 2012. Actualmente se encuentra en proceso la formalización de nueva prórroga, del 23 de abril del 2012 al 09 de Diciembre de 2012.

El contrato mixto POPL01509P para el diseño, procura, construcción y puesta en operación de la unidad reformadora con regeneración continua de catalizador presenta un desfase en su programa debido a la afectación en la ejecución de la ingeniería y construcción derivada del Estudio de Mecánica de Suelos y Rack Oriente de la sección de servicios de integración que se encuentra fuera del límite de baterías de la planta CCR Platforming.

#### Afectación por mecánica de suelos:

Con base a las nuevas consideraciones en el estudio de mecánica de suelos revisado por PPQ y la contratista CCR Platforming Cangrejera, este representa valores mayores de pilas y pilotes, tanto en número como en volumen, respecto a lo establecido en las consideraciones del estudio de mecánica de suelos, original, desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad y considerado en el contrato POPL01509P. Una vez incorporada la información de la mecánica de suelo realizada por la contratista CCR, se presentan importantes diferencias cuantitativas en los volúmenes de las cimentaciones que repercuten tanto en los costos como en el programa de ejecución del Contrato. Lo anterior ha originado una prórroga de 114 días en el desarrollo de los trabajos conforme al calendario del programa de ejecución original.

#### Rack Oriente:

Los trabajos para la integración de la Nueva Unidad de Procesos CCR llevan nuevas líneas de proceso y servicios a través de la infraestructura existente, como puentes y racks de integración. Para asegurar la seguridad estructural con la

colocación de tubería adicional a los racks existentes, se realizó un estudio de capacidad de carga del rack localizado al oriente de la Unidad Existente BTX (rack oriente); el resultado de dicha evaluación indicó que constructiva y operacionalmente era más seguro y viable, la construcción de un nuevo rack paralelo.

Cabe mencionar que conforme el programa de arranque de la Unidad, el proceso de secado de los hornos forma parte de la ruta crítica para realizar dicho arranque y que dicho secado no es posible de realizarse sin tener en operación la línea de desfogue.

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

Como acciones correctivas y de mejora, se han implementado planes de recuperación que consideran incremento en recursos de ingeniería para temas que causan desviaciones, aumento a turnos de trabajo en sitio por la compañía contratista, aceleración de permisos de trabajo en sitio, reuniones de seguimiento continuas y toma de decisiones a nivel gerencial.

#### ➤ **Índice de productividad laboral**

##### **Causas de la desviación:**

El resultado del indicador se vio afectado en el período enero – junio por la disminución en la producción, originada principalmente por el retraso en los trabajos de ampliación y modernización del tren de aromáticos en el CP Cangrejera.

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

Se realizan planes de recuperación para concluir lo antes posible el proyecto de la planta de aromáticos.

#### ➤ **Factor de insumo gas natural – amoniaco**

##### **Causas de la desviación:**

El diseño de las plantas de amoniaco VI y VII para el factor de insumo es de 22.85 MMbtu/Ton en base a una calidad de gas con un poder calorífico de 1,097.2 BTU/ft<sup>3</sup> STD y un contenido de inertes de 1.22 por ciento; Actualmente se cuenta con una calidad de gas inferior, que en promedio es de 1,000.9 BTU/ft<sup>3</sup> STD y un contenido de inertes mucho mayor, que en promedio es de 6.38 por ciento, principalmente por el alto contenido de nitrógeno. Aun cuando el valor calorífico del gas enviado por PGPB a PPQ está dentro de los rangos señalados en la Norma Mexicana NOM-001-SECRE-2010, debido a las características particulares del proceso de amoniaco para estar en posibilidad de alcanzar los valores comprometidos y de diseño es necesario mejorar la calidad del gas recibido.



### Acciones correctivas o de mejora:

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.



### ➤ Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)

#### Causas de desviación:

La producción total fue de 3 millones 355 mil toneladas, cantidad inferior en 13 por ciento con respecto al POT I; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programó iniciar en la segunda quincena de marzo, y se han diferido hasta finales del año 2012.

### Acciones correctivas o de mejora:

Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se han implementado planes de recuperación que consideran incremento en recursos de ingeniería para temas que causan desviaciones, aumento a turnos de trabajo en sitio por la compañía contratista, aceleración de permisos de trabajo en sitio, reuniones de seguimiento continuas y toma de decisiones a nivel gerencial.

#### Elaboración de Productos por Cadena, enero - junio 2012 (Miles de Toneladas)

Producto	P O T I	2 0 1 2	Variaciones 2012 vs POT I		Producción Destinada a Ventas
			Volumen	%	
<b>Total</b>	<b>3,837</b>	<b>3,355</b>	<b>(482)</b>	<b>(13)</b>	<b>1,517</b>
Derivados del metano	1,118	1,264	147	13	700
Derivados del etano	1,614	1,580	(34)	(2)	718
Aromáticos y derivados	307	17	(289)	(94)	11
Propileno y derivados	42	31	(12)	(27)	24
Otros productos	665	462	(204)	(31)	64
Petrolíferos	90	0	(90)	0	0

## ➤ Producción de petroquímicos (POA)

### Causas de desviación:

La producción total fue de 3 millones 355 mil toneladas, cantidad inferior en 19 por ciento con respecto al POA; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programó iniciar en la segunda quincena de marzo y se han diferido hasta finales del año 2012.

### Acciones correctivas o de mejora:

Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se han implementado planes de recuperación que consideran incremento en recursos de ingeniería para temas que causan desviaciones, aumento a turnos de trabajo en sitio por la compañía contratista, aceleración de permisos de trabajo en sitio, reuniones de seguimiento continuas y toma de decisiones a nivel gerencial.

**Elaboración de Productos por Cadena, enero - junio 2012**  
(Miles de Toneladas)

Producto	P O A	2 0 1 2	Variaciones	
			2012 vs POA	
			Volumen	%
<b>Total</b>	<b>4,148</b>	<b>3,355</b>	<b>(793)</b>	<b>(19)</b>
Derivados del metano	1,144	1,264	121	11
Derivados del etano	1,670	1,580	(90)	(5)
Aromáticos y derivados	383	17	(366)	(95)
Propileno y derivados	43	31	(12)	(27)
Otros productos	774	462	(312)	(40)
Petrolíferos	134	0	(134)	0

## ➤ Índice de consumo de energía

### Causas de desviación:

Derivado de que el 68 por ciento de la energía consumida en Pemex Petroquímica se centra en las plantas de etileno y amoniaco, las causas descritas en el indicador de factor de insumo gas natural-amoniaco así como las restricciones en el suministro de etano durante el primer trimestre, que impidieron estabilizar la producción de etileno, propiciando la salida de operación de la planta del Complejo Cangrejera para reparación, son los eventos relevantes que afectaron de manera significativa el desempeño del índice de consumo de energía.

### Acciones correctivas o de mejora:

Se efectúan reparaciones y se mantienen los controles operativos para dar continuidad operativa a las plantas productivas.

## ➤ Índice de frecuencia de accidentes

### **Causas de desviación:**

Al mes de junio el índice de frecuencia se ubica en 0.56 resultado de 11 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos, (de los cuales cabe mencionar, se encuentran en investigación 2 accidentes de Cangrejera y 2 de Morelos). Asimismo, no se registran accidentes fatales en el periodo, acumulando al mes de junio 1,324 días sin accidentes fatales.

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

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

- Reforzar el Liderazgo: Reuniones de los ELSSPA de los centros de trabajo.
- Reuniones Sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación): En proceso, Recursos Humanos continua evaluando las propuestas de las compañías.
- Designar Promotor de la Seguridad: Los centros de trabajo designaron los promotores.
- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando: Se encuentra en proceso en los centros de trabajo.
- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Platicas Motivacionales): Se llevan a cabo cursos conductuales de acuerdo a programa por parte de Recursos Humanos.
- Realización de RIJ por Línea de Mando, Estableciendo objetivos diarios de seguridad/ Aplicar los dos minutos de seguridad, antes de iniciar los trabajos. Se continúan realizando en los centros de trabajo.
- Reactivar campaña de manos: se lleva a cabo por los centros de trabajos con carteles alusivos a esta campaña, pláticas, etc.

## ➤ Residuos peligrosos

### **Causas de desviación:**

El incremento del inventario de clorohidrocarburos pesados del Complejo Petroquímico Pajaritos durante el segundo trimestre de 2012, en relación con el cierre de 2011, se debió principalmente a la salida de operación del incinerador II, debido a problemas en el quemador, lo que originó que se dejaran de quemar los clorohidrocarburos pesados.

**Acciones correctivas o de mejora:**

Se llevó a cabo el cambio de quemador del Incinerador II, con lo que se reinició el proceso de eliminación de pesados.

## **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**

#### **➤ 2. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos**

Al cierre del primer semestre de 2012 se cuenta con la documentación completa de la metodología FEL (Front End Loading) para los proyectos de Seguridad Salud y Protección Ambiental (SSPA), así como para los proyectos de mantenimiento.

Actualmente el proceso de implantación del sistema continúa en desarrollo, se espera efectuar la presentación formal ante el Grupo de Liderazgo del SIDP; para posteriormente y como resultado de las observaciones del Grupo de Liderazgo, dar inicio a los trámites de autorización de los manuales y continuar con el proceso de implantación.

#### **➤ 3. Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petróleos Mexicanos**

##### **• Mercados de capitales**

- El 24 de enero de 2012 Petróleos Mexicanos emitió un bono por U.S. \$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cupón semestral de 4.875%; U.S. \$100 millones fueron colocados en el mercado asiático.

- El 10 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 300 millones de francos suizos, a un plazo de 7 años con vencimiento en 2019. El bono paga un cupón anual de 2.50%.
- El 26 de abril Petróleos Mexicanos llevó a cabo una emisión de bonos en el mercado internacional por un monto de 150 millones de dólares australianos, a un plazo de 5 años con vencimiento en 2017. El bono paga un cupón anual de 6.125%.
- El 26 de Junio Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un bono en los mercados internacionales por un monto total de 1.75 miles de millones de dólares, con vencimiento en junio de 2044 y pagará cupón de 5.50%.

Los recursos obtenidos por estas emisiones se destinarán al financiamiento de gasto de inversión y operaciones de refinanciamiento.

- **ECA**s

- El 6 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de dos bonos garantizados por el Export-Import Bank de los Estados Unidos de América (Ex-Im Bank) por un monto de U.S.\$400 millones cada uno, con una vida media de 5.71 años, los cuales pagarán un cupón semestral de 2.0% y 1.95% respectivamente, más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. Los bonos vencerán el 20 de diciembre de 2022.
- El 18 de julio, Petróleos Mexicanos obtuvo un crédito bilateral con el Export Development de Canada (EDC) por un monto de U.S.\$300 millones, con vencimiento en julio de 2017, el cual pagará una tasa de interés de 1.50% anual.
- El 26 de julio, Petróleos Mexicanos llevó a cabo la emisión de un tercer bono con la garantía del Ex-Im Bank por un por un monto de U.S.\$400 millones con una vida media de 5.65 años, el cual pagará un cupón semestral de 1.70% más una prima correspondiente al seguro del Ex-Im Bank. Al igual que los bonos anteriores, este bono vencerá el 20 de diciembre de 2022.

- **COPF**

Durante el primer semestre de 2012, Petróleos Mexicanos obtuvo U.S.\$312.7 millones a través de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) de Pemex-Exploración y Producción para la explotación de yacimientos de gas natural en la cuenca de Burgos.

- **Manejo de liquidez**

Al 30 de junio de 2012 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S.\$3.25 mil millones y están disponibles en su totalidad.

<b>Acción</b>	<b>Objetivos relacionados</b>	<b>% de Avance</b>
1. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos	29	88.48% de la segunda etapa de implementación
2. Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petróleos Mexicanos	30	Actividad continua

### ➤ **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 segundo trimestre de 2012:

- **Esperanza de Vida**

Este indicador se calcula en forma anual, al segundo trimestre de 2012 continua en 80.1 años, es decir, cuatro años mayor al promedio de la población nacional.

- **Tiempo de Espera en Primer Nivel**

De acuerdo a la meta establecida para este periodo, se obtuvo un promedio de 12 minutos, 3 minutos por debajo de la meta anual establecida. Esto nos permite considerar, que el personal de salud, continúa cumpliendo de manera sobresaliente con este indicador en la Consulta Externa de Medicina General.

- **Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos**

El porcentaje de surtimiento de medicamentos al derechohabiente fue durante este periodo de 99.75%, resultó 2 puntos porcentuales mayor a la meta establecida en este trimestre, derivado principalmente del mejor abasto de medicamentos a través del nuevo esquema de distribución de almacén central.

Al respecto se informa que a partir del día 13 de abril del 2012 se tienen contratadas la totalidad de partidas de medicamentos de patente requeridos por los Servicios de Salud de Petróleos Mexicanos, así mismo a la fecha el catalogo institucional cuenta con 854 partidas mismas que están contratadas en su totalidad, lo que ha permitido incrementar el porcentaje de surtimiento de medicamentos al derechohabiente en 99.75% al cierre del primer semestre del año.

- **Porcentaje de Satisfacción del Cliente**

Se alcanzó un porcentaje de satisfacción del 91%, pero por encima del estándar Institucional de igual o mayor a 90%. Entre los factores que influyen para este resultado, se encuentran principalmente las líneas de fármacos que quedaron desiertas del 2011 y la falta de contratos de medicamentos de patente, que durante el transcurso del primer trimestre de 2012, se gestionó el proceso de compra.

- **Mortalidad Materna Directa**

Para este segundo trimestre de 2012, no se registró ninguna muerte materna directa, manteniendo el indicador por debajo de lo esperado.

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

**Pemex Corporativo (Subdirección de Servicios de Salud)**

Periodo: Abril - junio 2012

Indicador	Unidades	Objetivos relacionados	Acciones relacionadas	% de Avance de cada acción	Valor del indicador (1)		Meta Original PEO Anual (2)	Meta Autorizada PEO abr-jun (3)	Desviación (1) vs (2)	Desviación (1) vs (3)	Calificación (1) vs (3)
1 Esperanza de Vida <sup>2,3/</sup>	Años	31	6	50%	N/D	mín máx	80.14	80.11	-	-	-
2 Tiempo de Espera del Primer Nivel <sup>1/</sup>	Minutos	31	7	50%	12.0	mín máx	11.0	14.0 15.5	9.1%	-22.6%	<b>Sobresaliente</b>
3 Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos <sup>1/</sup>	Porcentaje	31	8	50%	99.7	mín máx	97.5	97.0 98.0	2.3%	1.7%	<b>Sobresaliente</b>
4 Porcentaje de Satisfacción al Cliente <sup>1/</sup>	Porcentaje	31	9	50%	91.0	mín máx	94.0	90.0 93.0	-3.2%	-2.2%	<b>Aceptable</b>
5 Mortalidad Materna Directa <sup>2,4/</sup>	En 100 nacidos vivos	31	10	50%	N/D	mín máx	0.00	0.04	-	-	-

**NOTAS:**

1/ Para los indicadores: "Tiempo de Espera del Primer Nivel", "Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos" y "Porcentaje de Satisfacción al Cliente", la meta anual no es un resultado "acumulado".

2/ Los indicadores "Esperanza de Vida" y "Mortalidad Materna Directa" se evalúan anualmente.

3/ 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 "Insuficiente", 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".

4/ Las metas establecidas para "Mortalidad Materna Directa" se califican de la siguiente forma: si el indicador 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 "Insuficiente".

N/D: No disponible.



### 3. Indicadores y metas

#### Pemex Exploración y Producción

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	Producción de crudo total	Mbd	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,576	2,550
1	Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	3,358	3,366	3,309	3,244	3,048	2,754	2,594	2,549	2,515
1	Producción de gas total <sup>1/</sup>	MMpcc	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	6,534	6,337	5,913
1	Producción de gas entregada a ventas	MMpcc	4,590	4,776	4,924	5,342	5,622	5,640	5,786	5,796	5,583
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	16.13
2, 9	Costo de producción	US\$ / bpce	3.78	3.92	4.62	4.37	4.85	6.16	4.55	5.22	6.12
2, 15	Costo de transporte	US\$ / bpce	N/D	N/D	0.40	0.50	0.66	0.74	0.67	0.93	1.20
2	Autoconsumo de gas	%	9.5	10.1	9.7	8.6	8.0	7.4	7.5	8.2	8.8
3	Productividad laboral <sup>2/</sup>	MMbpce / plaza	45.0	46.1	44.8	44.6	44.0	39.1	51.2	53.5	51.2
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	0.20
5	Índice de frecuencia perforación	Núm. / (h-h)	2.90	4.00	3.40	2.60	3.30	2.18	2.08	1.17	0.82
6	Procesos de dictámen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL	Número	N/D	N/D	N/D	3	6	6	29	42	40
8	Tasa de restitución de reservas probada	%	25.5	22.7	26.4	41.0	50.3	71.8	77.1	85.8	101.1
8	Tasa de restitución de reservas 3P	%	44.7	56.9	59.2	59.7	65.7	102.0	128.7	104.0	107.6
10	Factor de recuperación actual	%	23.7	24.4	25.0	25.1	25.6	26.1	26.5	27.5	27.0
11	Éxito exploratorio comercial	%	47.0	35.0	49.0	41.0	49.0	32.0	36.0	46.0	46.0
12	Productividad por pozo	MMbpce / pozo	1.4	1.8	2.1	2.2	2.2	1.6	1.4	1.3	1.2
13	Aprovechamiento de gas <sup>3/</sup>	%	94.4	96.7	96.2	94.9	92.3	87.7	90.1	94.0	96.2
14	Proporción de crudo ligero en la producción total	%	28	27	28	31	34	37	42	45	N/A
15, 16	Índice de mermas y pérdidas	%	0.40	0.40	0.42	0.42	0.44	0.45	0.52	0.52	0.42
8	Incorporación de reservas 3P	MMbpce	709	916	950	966	1,053	1,482	1,774	1,438	1,461
8	Relación Reservas probadas / producción	Años	11.9	11.0	10.3	9.6	9.2	9.9	10.1	10.0	10.2
1	Producción de gas asociado	MMpcc	3,119	3,010	2,954	3,090	3,302	3,690	3,984	3,860	3,709
1	Producción de gas no asociado	MMpcc	1,379	1,563	1,864	2,266	2,613	2,599	2,550	2,477	2,205
15, 16	Derrames de hidrocarburos	Barriles	9,141	3,240	4,530	4,141	2,666	1,314	1,559	2,628	4,098
15, 16	Fugas de hidrocarburos	Número	767	585	537	350	257	219	131	64	63

Notas:

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.

N/D: No disponible.

N/A: No aplica.

## Pemex Exploración y Producción

No. indicador	Indicador	Unidades		2012 PEO Original	Metas ajustadas 2012			
					ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IVT
1	Producción de crudo total	Mbd	Mín	2,823	2,545	2,522	2,518	2,509
			Máx	3,002	2,563	2,569	2,589	2,602
2	Producción de crudo entregada a ventas	Mbd	Mín	2,818	2,496	2,474	2,470	2,461
			Máx	2,997	2,514	2,520	2,540	2,553
3	Producción de gas total <sup>1/</sup>	MMpcd	Mín	6,500	5,615	5,522	5,473	5,405
			Máx	6,718	5,673	5,635	5,640	5,624
4	Producción de gas entregada a ventas	MMpcd	Mín	6,687	5,280	5,214	5,177	5,104
			Máx	6,911	5,338	5,327	5,344	5,323
5	Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>2/</sup>	Usdls / bpce	Mín	13.56				16.25
			Máx	14.97				17.83
6	Costo de producción	Usdls / bpce	Mín	5.36	6.28	6.29	6.35	6.37
			Máx	5.63	6.61	6.84	6.89	7.10
7	Costo de transporte	Usdls / bpce	Mín	0.68	1.26	1.24	1.25	1.24
			Máx	0.7	1.35	1.34	1.35	1.40
8	Autoconsumo de gas	%	Mín	8.8	9.5	9.5	9.6	9.6
			Máx	9.1	9.6	9.7	9.8	10.0
9	Productividad laboral	Mbpce / plaza	Mín	37.2	50.6	50.4	50.3	50.0
			Máx	40	50.7	50.8	51.3	51.8
10	Índice de frecuencia de accidentes exploración y producción <sup>2/</sup>	Núm/h-h	Mín	0	0.14	0.14	0.14	0.14
			Máx	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15
11	Índice de frecuencia de accidentes en perforación	Núm/h-h	Mín	0	0.81	0.81	0.81	0.81
			Máx	2.1	0.82	0.82	0.82	0.82
12	Procesos de dictamen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL <sup>2/</sup>	Número	Mín					-
			Máx					-
13	Tasa de restitución de reservas probadas <sup>2/</sup>	%	Mín	94				83.0
			Máx	100				100.2
14	Tasa de restitución de reservas 3P <sup>2/</sup>	%	Mín	88.8				104.9
			Máx	100.5				137.9
15	Factor de recuperación actual <sup>2/</sup>	%	Mín	28.8				26.9
			Máx	29.9				27.6
16	Éxito exploratorio comercial <sup>2/</sup>	%	Mín	30				30.0
			Máx	41				47.0
17	Productividad por pozo <sup>2/</sup>	MMbpce / pozo	Mín	0.46				1.05
			Máx	0.52				1.21
18	Aprovechamiento de gas	%	Mín	96.4	97.9	97.9	98.0	98.0
			Máx	98.3	98.2	98.3	98.3	98.3
19	Índice de mermas y pérdidas	%	Mín	0.54	0.50	0.50	0.49	0.49
			Máx	0.57	0.50	0.51	0.51	0.51
20	Incorporación de reservas 3P <sup>2/</sup>	Mmbpce	Mín					1,429
			Máx					1,879
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		3,524	3,467	3,463	3,444
			Máx		3,567	3,553	3,595	3,621
23	Producción de gas no asociado	MMpcd	Mín		2,092	2,055	2,010	1,961
			Máx		2,106	2,082	2,046	2,003
24	Derrames de hidrocarburos	Barriles	Mín					-
			Máx		1,105	1,473	2,210	4,000
25	Fugas de hidrocarburos	Número	Mín					-
			Máx		20	26	39	78

### NOTAS:

1/ No se incluye gas nitrógeno.

2/ Indicadores de seguimiento anual.

## Pemex Refinación

No.	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
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	1,166.6
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	61.6
3	Costo de transporte <sup>1/</sup>	\$ / t-km	0.0782	0.0855	0.1032	0.1241	0.1499	0.1786	0.1592	0.1695 <sup>10/</sup>	0.1673
4	Productividad laboral en refinерías	PE / 100KEDC	N/D	221.9	N/D	222.6	N/D	235.7	N/D <sup>2/</sup>	240.0 <sup>2/</sup>	202.8 <sup>10/</sup>
5	Gasolina UBA producida / gasolina total producida	%	0	0	0	1.1	5.9	7.0	22.2 <sup>3/</sup>	18.8 <sup>3/</sup>	18.8
6	Diesel UBA producido / diesel total producido	%	0	0	0	0	0	0.07	13.20	23.40	29.25
7	Utilización de la capacidad de coquización <sup>4/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	93.6	71.9	76.1
8	Índice de frecuencia de accidentes	Índice	0.63	1.23	1.16	0.59	0.27	0.24	0.32	0.66 <sup>10/</sup>	0.76
9	Índice de Intensidad Energética	%	N/D	133.5	N/D	134.9 <sup>2/</sup>	N/D	136.5 <sup>2/</sup>	N/D <sup>2/</sup>	138.8 <sup>2/</sup>	138.3
10	Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%	N/D	77.7	N/D	76.9	N/D	76.9	N/D <sup>2/</sup>	70.9 <sup>2/</sup>	67.9
11	Ventas de gasolinas UBA / Ventas totales de gasolinas <sup>4,5/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	25.2	N/A	N/A
12	Ventas Diesel UBA / Ventas totales de Diesel <sup>4,5/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15.1	N/A	N/A
13	Utilización de ductos	% ductos	61.5	61.8	57.2	58.0	60.0	62.7	62.0	59.3	57.9
14	Utilización de buquetanque	% B/T	34.8	33.9	38.1	36.6	33.4	30.2	30.3	32.1	33.3
15	Utilización de autotanque	% A/T	3.4	3.3	3.9	4.5	5.7	6.0	6.4	6.9	6.0
16	Utilización carrotanque	% C/T	0.4	1.0	0.8	1.0	0.9	1.0	1.3	1.8	2.8
17	Días de autonomía de Pemex Magna en terminales <sup>4/</sup>	Días	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2.0	2.4	2.2
18	Días de autonomía de Pemex Premium en terminales <sup>4/</sup>	Días	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	7.6	7.8	6.3
19	Días de autonomía de diesel en terminales <sup>4/</sup>	Días	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	3.1	2.5	2.4
20	Días de autonomía de crudo en refinерías	Días	3.7	4.5	4.6	4.7	4.5	4.9	4.3 <sup>3/</sup>	5.1 <sup>3/</sup>	3.5
21	Modernización de la flotilla de reparto local <sup>6/</sup>	%	N/A	2	6	10	35	62	91	100	N/A
22	Avance en modernización de Sistemas de medición <sup>8/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	21.0 <sup>7/</sup>	23.0 <sup>7/</sup>	N/A	N/A
	SIMCOT <sup>8/</sup>		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	8.5	15.2
	SCADA <sup>8/</sup>		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	43.2	44.6
23	Emisiones de SOx <sup>9/</sup>	t / Mt	6.03	6.09	5.89	5.61	4.42	4.52	4.24 <sup>9/</sup>	3.84 <sup>9/</sup>	4.19

Notas:

1/ Sin siniestros y a pesos corrientes. A partir de 2009, nueva metodología; a pesos corrientes.

2/ Actualización con estudio Solomon 2010.

3/ Cifras actualizadas en función a la ficha técnica.

4/ A partir de 2009, con el propósito de reforzar áreas de oportunidad en medición y evaluación de los resultados del programa del Organismo Subsidiario, se crearon nuevos indicadores que fueron aprobados por SENER.

5/ A partir de 2010, se dejan de reportar los indicadores de ventas de productos UBA relativos a las ventas totales respectivas, por no corresponder a indicadores de Eficiencia Operativa.

6/ En 2010, el indicador quedo finalizado con 100% de avance.

7/ Corresponde al avance global: SIMCOT+ SCADA.

8/ El reporte de avance del indicador se desglosa en SIMCOT y SCADA.

9/ Información de la base de datos SISPA.

10/ Actualización en función de la información del área correspondiente.

N/D: No dato.

N/A: No aplica.

## Pemex Refinación

No. indicador	Indicador	Unidades		2012 PEO Original	Metas ajustadas 2012			
					ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IVT
1	Proceso de crudo	Mbd	Mín	1,380	1,231	1,261	1,258	1,265
			Máy	1,416	1,279	1,313	1,308	1,316
2	Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina)	%	Mín	67	65	66	66	66
			Máy	69	65	67	67	68
3	Costo de transporte	\$/ t-km		0.2085	0.178	0.178	0.178	0.178
4	Productividad laboral en refineras	PE/100KEDC		221.1	< 221.1	< 221.1	< 221.1	< 221.1
5	Gasolina UBA producida/gasolina total producida	%	Mín	15	24	21	19	22
			Máy	18	24	23	23	23
6	Diesel UBA producido/diesel total producido	%	Mín	16	19	18	19	19
			Máy	25	20	19	20	22
7	Utilización de la capacidad de coquización	%		n.a.	74.1	74.1	74.1	74.1
8	Índice de frecuencia de accidentes	Índice		0-1	0-1	0-1	0-1	0-1
9	Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente	%		77	75.3	75.3	75.3	75.3
10	Índice de Intensidad Energética	%		122	126	126	126	126
14	Participación de los diferentes medios de transporte							
	Ductos	% ductos		≥59	≥59	≥59	≥59	≥59
	Buquetanque	% B/T		≥ 33	≥ 33	≥ 33	≥ 33	≥ 33
	Autotanque	% A/T		≤ 7	≤ 7	≤ 7	≤ 7	≤ 7
	Carrotanque	% C/T		≥ 1	≥ 1	≥ 1	≥ 1	≥ 1
15	Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días		n.a.	2.2	2.2	2.2	2.2
16	Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días		n.a.	4.7	4.7	4.7	4.7
17	Días de autonomía en terminales de diesel	Días		n.a.	3	3	3	3
18	Días de autonomía de crudo en refineras	Días		7	4.4	4.4	4.4	4.4
19	Modernización de la flota de reparto local	%						Finalizado
20	Avance en modernización de Sistemas de medición			100				
	SIMCOT	%		n.a.	20%	35%	55%	71%
	SCADA 7				87.3%	91.5%	95.7%	100.0%
	SCADA 47	%		n.a.	16.9%	23.3%	29.7%	36.1%
21	Emissiones de SOx	t/ Mt		3.1	4.0	4.0	4.0	4.0

### NOTAS:

n.a. Indicadores que surgieron con posterioridad a 2008.

## Pemex Gas y Petroquímica Básica

No.	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs)	%	N/D	99.8	99.2	99.2	99.9	99.6	99.5	99.7	99.8
2	Productividad laboral	MMBtue / plaza ocupada	361.3	377.0	373.8	407.2	410.4	388.8	375.2	388.7	411.6
3	Índice de frecuencia de accidentes	Número	0.9	0.4	0.3	0.1	0.1	0.5	0.1	0.18	0.17
4	Margen por unidad de energía equivalente	\$ / MMBtue	N/D	N/D	17.4	17.4	16.9	19.3	17.8	15.5	15.5
5	Gastos de operación por energía producida	\$ / MMBtue	N/D	N/D	2.3	2.4	2.5	2.9	3.2	3.3	3.2
6	Recuperación de propano en CPG	%	93.2	95.2	96.2	96.4	94.7	96.3	95.8	96.9	96.6
7	Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>1/</sup>	\$ / MMpc-km	N/D	0.11	0.14	0.13	0.13	0.18	0.18	0.16	0.19
8	Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>1/</sup>	\$ / Mb-km	N/D	N/D	1.80	1.73	2.00	3.54	3.22	3.10	3.20
9	Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MM\$ / mes	0	0	0	0	136	0	0	0.4	0.4
10	Autoconsumos de gas	%	5.7	5.6	5.7	5.7	5.5	5.5	5.5	5.4	5.4
11	UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	75.0	71.7	70.8	78.4	86.0	80.5	80.7	82.9	86.0
12	Capacidad instalada de compresión	HP	N/D	N/D	431,360	431,360	433,610	465,460	469,090	462,120	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	5,800
14	UpTime criogénicas	%	69.4	66.0	74.1	77.4	78.8	78.5	77.8	83.4	80.7
15	Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión	%	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	87	96	N/A	N/A
16	Costo de mano de obra CPGs <sup>2/</sup>	\$ / MMBtue	3.1	3.0	3.0	3.1	3.2	1.7	1.85	2.22	2.31
17	Costo de operación por CPGs	\$ / MMpc	1,705	1,955	2,195	2,375	2,396	1,714	1,851	2,095	2,201
18	Emisiones de SO <sub>2</sub> a la atmósfera	Kg de SO <sub>2</sub> / Tn de S° procesado	33.3	37.3	37.0	32.3	33.6	41.4	39.4	31.2	28.8
19	Costo real / Costo estimado de proyectos	%	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	103.7	----	N/A	N/A
20	Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG <sup>3/</sup>	%	----	----	----	----	----	18.3	17.7	13.0	5.0
21	Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG <sup>3/</sup>	%	----	----	----	----	----	40.4	34.8	23.0	10.0
<b>Indicadores que dependen del gas que entrega PEP</b>											
1	Capacidad Criogénica Utilizada	%	74.7	75.2	71.9	74.6	75.7	76.5	76.0	77.0	78.0
2	Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas <sup>4/</sup>	MMpcd	3,334	3,577	3,489	3,790	3,951	3,968	4,241	4,304	4,347.0
3	Producción de gas seco <sup>6/</sup>	MMpcd	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572	3,618	3,692.0
4	Producción de gas licuado <sup>6/</sup>	Mbd	212.1	224.9	215.4	215.3	198.9	182.4	180.6	184.2	185.4
5	Producción de etano <sup>6/</sup>	Mbd	125.2	132.5	129.0	126.7	119.4	117.1	120.7	119.5	120.6
6	Producción de gasolinas (naftas) <sup>6/</sup>	Mbd	86.5	89.8	87.9	91.5	84.6	74.3	75.7	78.7	81.7
7	Producción de gas seco por unidad procesada <sup>5,6/</sup>	MMpcd / MMpcd carga	0.82	0.83	0.85	0.86	0.86	0.85	0.84	0.84	0.85
8	Producción de gas licuado por unidad procesada <sup>6/</sup>	Bpd / MMpcd carga	61.2	60.9	60.0	55.1	48.7	44.4	42.6	42.8	42.7
9	Producción de etano por unidad procesada <sup>6/</sup>	Bpd / MMpcd carga	36.1	35.9	36.0	32.4	29.2	28.5	36.9	35.8	27.7
10	Producción de gasolinas por unidad procesada <sup>6/</sup>	Bpd / MMpcd carga	25.0	24.3	24.5	23.4	20.7	18.1	17.9	18.3	18.8

### Notas:

Comentarios entregados en la validación ante SENER.

1/ Los indicadores: "Costo promedio diario de transporte de gas seco" y "Costo promedio diario de transporte de gas LP", se evaluaron con un mes de desfase por no tenerse el cierre contable.

2/ 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.

3/ Por acuerdo con SENER, se adicionan dos nuevos indicadores para medir la calidad del gas natural, los cuales sustituyen al indicador: "Inyecciones de gas natural al SNG fuera de norma".

4/ Por acuerdo con SENER, el indicador: "Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas", se reporta sin una meta asociada.

5/ El indicador: "Producción de gas seco por unidad procesada", no considera el reprocesamiento de gas seco en Pajaritos.

6/ Por acuerdo con SENER, los indicadores volumétricos: "Producción de gas seco", "Producción de gas licuado", "Producción de etano" y "Producción de gasolinas (naftas)", y los relacionados por unidad procesada: "Producción de gas seco por unidad procesada", "Producción de gas licuado por unidad procesada", "Producción de etano por unidad procesada" y "Producción de gasolinas por unidad procesada", no se evaluarán con una meta asociada, si no que sólo se reportarán en la sección que depende de la oferta de PEP.

N/D: No disponible.

N/A: No aplica; se calcularán con la entrada en operación de la planta Criogénica del CPG Poza Rica.

## Pemex Gas y Petroquímica Básica

	Objetivo	Unidades		2012 PEO Original	Metas ajustadas 2012			
					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 PGPB ( CPGs) <sup>5/</sup>	%	Min Máx	---- ---	99 100	99 100	99 100	99 100
2	Productividad laboral	MMBtue/plaza ocupada	Min Máx	388 413	363.2 386.4	363.2 386.4	363.2 386.4	363.2 386.4
3	Índice de frecuencia de accidentes <sup>4/</sup>	Número		<1	0.1	0.1	0.1	0.1
4	Margen por unidad de energía equivalente <sup>6/</sup>	\$/MMBtue	Min Máx	17.3 18.9	14 15	14 15	14 15	14 15
5	Gastos de operación por energía producida <sup>3/</sup>	\$/MMBtue	Min Máx	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	%	Min Máx	95.3 96.8	96.1 97	96.1 97	96.1 97	96.1 97
7	Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>8/</sup>	\$/MMpc-km	Min Máx	0.13 0.14	0.16 0.17	0.16 0.17	0.16 0.17	0.16 0.17
8	Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>8/</sup>	\$/Mb-km	Min Máx	2.05 2.31	3.00 3.54	3.00 3.54	3.00 3.54	3.00 3.54
9	Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames	MMS\$/mes		<0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
10	Autoconsumos de gas	%	Min Máx	4.9 5.8	5.0 5.3	5.0 5.3	5.0 5.3	5.0 5.3
11	UpTime Sistema Nacional de Gasoductos	%	Min Máx	74.8 83.4	82.5 84.5	82.5 84.5	82.5 84.5	82.5 84.5
12	Capacidad instalada de compresión	HP		550,460	462,120	462,120	462,120	462,120
13	Capacidad instalada de recuperación de licuables	MMpcc		6,006	5712	5712	5912	5912
14	UpTime criogénicas	%	Min Máx	89.5 90.4	76.3 77.1	76.3 77.1	76.3 77.1	76.3 77.1
15	Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>7/</sup>	%	Min Máx	88 90	96 98	96 98	96 98	96 98
16	Costo de mano de obra CPGs <sup>3/</sup>	\$/MMBtue	Min Máx	2.41 2.54	1.9 2.2	1.9 2.2	1.9 2.2	1.9 2.2
17	Emissiones de SO2 a la atmósfera <sup>2/</sup>	Kg de S02/Tn de S° procesado		<34	<39	<39	<39	<39
18	Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>7/</sup>	%	Min Máx	100 115	100 104	100 104	100 104	100 104
19	Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%		0	0	0	0	0
20	Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG	%		0	0	0	0	0

### NOTAS:

1/ Las metas 2012 se encuentran basadas en el POT I 2012

2/ SENER modificó 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 en 2011 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 2012 se conserva la meta definida por SENER de 2010 establecida en <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

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 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 del proyecto Poza Rica

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

No.	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto	%	N/A	N/A	N/A	N/A	47	23	16	-10	8
2	Diferencia entre costo observado en proyectos estratégicos nuevos / Costo aprobado en proyectos estratégicos nuevos	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	4	7	2
3	Índice de productividad laboral <sup>1/</sup>	t / plaza ocupada	416	463	464	486	562	592	578	679	620
4	Eficiencia en el uso de materias primas y energía vs estándares tecnológicos <sup>2/</sup>	%	100	100	100	100	100	100	100	100	N/A
5	Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ <sup>2/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2
6	Factor de insumo etileno - polietilenos	t / t	1.04	1.05	1.05	1.04	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01
7	Factor de insumo etano - etileno <sup>3/</sup>	t / t	1.34	1.03	1.30	1.33	1.32	1.32	1.31	1.33	1.32
8	Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu / t	25.22	23.74	23.88	23.28	24.02	23.78	24.58	24.51	24.73
9	Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas <sup>4/</sup>	Bls / t	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	14.74	14.75	13.71	N/A
10	Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas <sup>4,5/</sup>	t / t	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1.59
11	Desviación en volumen al cumplimiento de los programas de operación (POT) <sup>6/</sup>	%	10	11	11	8	15	7	14	2	N/A
12	Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT) <sup>6/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	89
13	Gasto de operación <sup>7/</sup>	\$ / t	858	786	909	951	841	884	1,071	848	1,017
14	Producción de petroquímicos	Mt	5,672	6,223	6,219	6,572	12,562	13,164	11,486	8,943	8,155
15	Consumo de energía <sup>8/</sup>	Gj / t	N/A	N/A	N/A	N/A	18.90	17.27	16.27	12.67	13.70
16	Producto en especificación / producto entregado	%	99.14	99.00	99.60	99.60	99.47	99.85	98.76	99.68	98.96
17	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	0.68
18	Emisiones de SOX <sup>9/</sup>	t / Mt	0.541	0.581	1.635	0.181	0.030	0.088	0.063	0.010	N/A
19	Desempeño ambiental <sup>9/</sup>	%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	100

Notas:

1/ Considera la producción total sin Residuo Largo.

2/ Para el ejercicio 2011, se cambia la metodología de cálculo, al pasar de una medición de eficiencia a una de ahorro.

3/ Incluye las tres plantas de etileno (Cangrejera, Morelos y Pajaritos).

4/ Nueva parametrización acorde al esquema actual de producción de la planta de aromáticos.

5/ Para el ejercicio 2011, a petición de SENER, se cambia la metodología de cálculo, al pasar de Bls/ton a ton/ton.

6/ Para el ejercicio 2011, se cambia la metodología de cálculo, al pasar de una medición de desviación a una de cumplimiento.

7/ Considera la producción total sin Residuo Largo.

8/ Indicador adicionado a partir del 2010. Utiliza el criterio de cálculo establecido por la CONUEE.

9/ A partir de 2011, el indicador "Emisiones de SOX" se sustituye por el indicador "Desempeño ambiental", el cual termina el ejercicio con un valor de 100%.

N/A: No aplica.

## Pemex Petroquímica

	Indicador	Unidades		2012 PEO Original	Metas ajustadas 2012			
					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	%		<14	N/A	≤20	≤20	≤20
2	Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos	%		<10	10	≤10	≤10	≤10
3	Índice de productividad laboral	t/plaza ocupada	Min Máx	1,021	142 126	316 277	480 433	656 605
4	Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos	%	Min Máx	100	3.0 2.6	3.0 2.6	3.0 2.6	3.0 2.6
5	Factor de insumo etileno - polietilenos <sup>1/</sup>	t/t	Min Máx	1.02	1.01 1.02	1.01 1.02	1.01 1.02	1.01 1.02
6	Factor de insumo etano - etileno <sup>2/</sup>	t/t	Min Máx	1.31	1.31 1.33	1.31 1.33	1.31 1.33	1.31 1.33
7	Factor de insumo gas natural - amoniaco	MMBtu/t	Min Máx	23.00	22.97 23.66	22.97 23.66	22.97 23.66	22.97 23.66
8	Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas	t/t	Min Máx	4.00	1.58 1.59	1.58 1.59	1.58 1.59	1.58 1.59
9	Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I)	%		<5	≥95	≥95	≥95	≥95
10	Contribución Marginal	MM\$		N/A	4,539	8,938	13,247	17,984
11	Producción de petroquímicos (POA)	Mt	Min Máx	14,800	1,869 1,651	4,148 3,645	6,314 5,697	8,620 7,947
12	Consumo de Eenergía	GJ/ton	Min Máx	N/A	12.92 13.05	12.92 13.05	12.92 13.05	12.92 13.05
13	Producto en especificación / producto entregado	%	Min Máx	>97.00	99.70 98.70	99.70 98.70	99.70 98.70	99.70 98.70
14	Índice de frecuencia de accidentes	índice		<1.00	0.25	0.30	0.31	0.29
15	Índice de Uso de Agua	MMm3	Min Máx	N/A	15 15	30 30	45 45	60 61
16	Índice de carga contaminante DBO	ton	Min Máx	N/A	105 106	210 213	315 319	420 425
17	Índice de Emisiones a la Atmosfera	Mton	Min Máx	N/A	1,950 1,970	3,900 3,940	5,850 5,910	7,800 7,880
18	Residuos peligrosos	ton	Min Máx	N/A	5,000 5,063	4,000 4,050	3,000 3,038	2,400 2,430

### NOTAS:

1/ A partir del ejercicio 2010 se cambia la metodología de calculo al incluir la planta Swing.

2/ Incluye las plantas de etileno de Cangrejera, Morelos y Pajaritos



## Petróleos Mexicanos

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
30	Déficit actuarial total (obligaciones devengadas por beneficios proyectados) <sup>1/</sup>	Miles de millones de pesos	312.9	400.5	471.5	580.3	666.7	638.3	919.3	787.3	848.5
30	Déficit actuarial, componente de gasto del sistema de salud <sup>2/</sup>	Miles de millones de pesos	N/A	61.3	63.4	89.5	96.6	101.1	194.2	149.0	168.3

Notas:

1/ Pesos corrientes para cada año.

2/ El cálculo del indicador inicio a partir de 2004.

N/A: No aplica.

## Gestión de Servicios Médicos

Objetivo relacionado	Indicador	Unidades	Histórico								
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
31	Esperanza de vida	Años	80.01	80.06	80.08	80.11	80.16	80.10	80.11	80.11	80.11
31	Tiempo de espera de primer nivel	Minutos	N/D	20.8	14.0	13.0	13.0	15.0	14.0	14.0	13.0
31	Porcentaje de surtimiento de medicamentos	%	N/D	93.00	99.43	99.00	N/D	97.10	97.80	97.71	96.90
31	Porcentaje de satisfacción al cliente	%	N/D	82.00	92.44	91.20	N/D	90.00	91.00	91.00	91.00
31	Mortalidad materna directa	Tasa por 100 nacidos vivos	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0.04	0.02	0.04	0.04

Notas:

N/D: No disponible.

## Gestión de Servicios Médicos

	Indicador	Unidad	2012 PEO ORIGINAL	Metas ajustadas 2012			
				ene-mar I T	ene-jun II T	ene-sep III T	ene-dic IV T
1	Esperanza de vida <sup>1/</sup>	%	80.11	80.11	80	80	80
2	Tiempo de espera del primer nivel <sup>2/</sup>	Mín	15	14.0	14.0	14.0	14.0
		Máx		15.5	15.5	15.5	15.5
3	Porcentaje de surtimiento de medicamentos <sup>2/</sup>	Mín	97.5	97.0	97.0	97.0	97.0
		Máx		98.0	98.0	98.0	98.0
4	Porcentaje de satisfacción al cliente <sup>2/</sup>	Mín	91	90.0	90.0	90.0	90.0
		Máx		93.0	93.0	93.0	93.0
5	Mortalidad Materna Directa <sup>3/</sup>	En 100 nacidos vivos	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04

NOTAS:

1/ 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".

2/ La meta anual no es un resultado acumulado.

3/ De evaluación anual.

## 4. Relación de acciones del Programa

### Pemex-Exploración y Producción

Acción	Objetivo relacionado
<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 Refinación

### Producción

Acción	Objetivo relacionado
1. Reconfiguración de 4 refinerías: Minatitlán y las 3 refinerías restantes <sup>1\</sup>	1, 4, 7, 17, 1
2. Implementar mejores prácticas en refinerías	1, 7, 17, 18
3. Eliminar cuellos de botella en refinerías (infraestructura)	1, 4, 7, 17, 18
4. Definición de proyectos de ampliación de capacidad	1, 4, 7, 17, 18

1\ Para el desarrollo de estos proyectos es indispensable que el Organismo cuente con mejores herramientas para incrementar la capacidad de ejecución de obras.

### Consumo de energía

Acción	Objetivo relacionado
5. Uso eficiente de energía	18
6. Generación eficiente de energía eléctrica	18

### Transporte y almacenamiento

Acción	Objetivo relacionado
7. Ampliar la capacidad del poliducto Tuxpan – México	2, 20
8. Reparto local	2, 20
9. Modernizar el transporte marítimo	2, 20
10. Almacenamiento de productos	20
11. Almacena-miento de petróleo crudo	20
12. Almacenamiento de destilados en la Riviera Maya	20

### Mantenimiento

Acción	Objetivo relacionado
13. Mantenimiento de refinerías	7, 18
14. Mantenimiento de ductos y terminales marítimas	2, 20
15. Mantenimiento de terminales terrestres	20

### Calidad de combustibles

Acción	Objetivo relacionado
16. Calidad de combustibles	4, 19

## Recursos humanos

Acción	Objetivo relacionado
17. Adecuar la plantilla sindicalizada y crear nuevas categorías y reglamentos de labores del personal sindicalizado de mantenimiento	3
18. Racionalizar estructuras	3
19. Desarrollo de personal	3

## Administración de tecnología

Acción	Objetivo relacionado
20. Implantar la estrategia de gestión tecnológica para el Organismo	4

## Seguridad Industrial y Protección Ambiental

Acción	Objetivo relacionado
21. Implementación del Sistema Pemex SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental)	5, 22

## Medición y control

Acción	Objetivo relacionado
22. Automatización y control de procesos	7, 21

## Ejecución de proyectos

Acción	Objetivo relacionado
23. Fortalecer definición de procesos y administración de proyectos	7

## Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

Acción	Objetivo relacionado
1.C Cumplir en forma efectiva los programas de Mantenimiento y desalojo programado de los productos de la refinerías	1, 18, 20
2.C Modernizar el transporte marítimo.	20
3.C Incrementar el margen variable de Refinación	1, 2, 7, 17
4.C Disminuir la diferencia de precios entre las gasolinas Premium y Magna	1, 2, 7
5.C Modernizar el transporte marítimo	18, 20
6.C Fortalecer la ejecución de la estrategia para incrementar el nivel de inventarios de gasolina en las terminales de almacenamiento y reparto	1, 18, 20
7.C Fortalecer la ejecución de la estrategia para incrementar el nivel de inventarios de diesel en las terminales de almacenamiento y reparto	1, 18, 20
8.C Implantar el Sistema de Seguridad y Protección Ambiental SSPA en la rehabilitación de plantas de azufre	5, 19

## Pemex-Gas y Petroquímica Básica

### Producción

Acción	Objetivo relacionado
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

Acción	Objetivo relacionado
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

Acción	Objetivo relacionado
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

Acción	Objetivo relacionado
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	Objetivo relacionado
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	Objetivo relacionado
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	Objetivo relacionado
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

## Pemex Petroquímica

<b>Acción</b>	<b>Objetivo relacionado</b>
1. Implantación de la metodología FEL de IPA para la evaluación de proyectos estratégicos	1, 2, 7
2. Productividad de Personal	3, 7
3. Mejora tecnológica	4, 7, 27
4. Cadena de valor	6, 7, 27, 28
5. Gestión Operativa	6, 7, 27
6. Satisfacción al cliente	27, 28
7. Desarrollo, implantación y mejora del sistema SSPA en Pemex-Petroquímica	5

### Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

<b>Acción</b>	<b>Objetivo relacionado</b>
1.C Cadena de valor	6, 7, 27
2.C Gestión operativa	2, 7
3.C Desarrollo, implantación y mejora del sistema SSPA en Pemex-Petroquímica	5, 28

## **Petróleos Mexicanos**

### **Instrumentos para la planeación, seguimiento y evaluación**

<b>Acción</b>	<b>Objetivo relacionado</b>
1. Establecer las bases para la planeación estratégica en Petróleos Mexicanos	29
2. Mejorar la planeación y programación de corto plazo	29
3. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos	29

### **Administración de pasivos laborales y financieros**

<b>Acción</b>	<b>Objetivo relacionado</b>
4. Modificar el sistema pensionario de Petróleos Mexicanos	30
5. Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petróleos Mexicanos	30

### **Gestión de Servicios Médicos**

<b>Acción</b>	<b>Objetivo relacionado</b>
6. Mejorar la calidad de atención a la salud	31
7. Mejorar los tiempos de espera de la consulta externa	31
8. Mejora del surtimiento de medicamentos	31
9. Mejora de la calidad en la atención al cliente	31
10. 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