



v. final

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

ABRIL DE 2012

## **CONTENIDO**

1. Antecedentes
  2. Resumen ejecutivo
  3. Avance en el cumplimiento del Programa
    - 3.A. Pemex-Exploración y Producción
    - 3.B. Pemex-Refinación
    - 3.C. Pemex-Gas y Petroquímica Básica
    - 3.D. Pemex-Petroquímica
    - 3.E. Petróleos Mexicanos
  4. Indicadores y metas
  5. Relación de acciones del Programa
- Anexo.- Acrónimos y abreviaturas

## **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 primer 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 del primer trimestre del año 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 Organismos Subsidiarios (PEO) al primer 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. El informe contiene el avance de 11 acciones.

La evaluación de 8 de los 24 indicadores que se consideran este año para PEP, se realiza al cierre del año. En lo que respecta a los 16 indicadores restantes evaluados en este informe, 8 resultaron con calificación insuficiente, 3 con aceptable y 5 con sobresaliente.

Entre los principales indicadores destaca la producción total de petróleo crudo que se ubicó 1% abajo del valor máximo del intervalo definido para la meta, como resultado de una menor producción respecto al programa en el Proyecto Cantarell, en el que no obstante, ha disminuido el ritmo de declinación. La disminución fue parcialmente compensada por el mejor desempeño en 11 de los principales proyectos restantes.

En producción de gas el desempeño fue sobresaliente, con un resultado 1.8% por arriba del valor máximo del intervalo definido para la meta para este periodo, debido a los mejores resultados observados en los proyectos Veracruz, Crudo Ligero Marino y Macuspana.

En Pemex Refinación (PR) 11 indicadores resultaron con calificación aceptable o sobresaliente y 11 con insuficiente. 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 ducto, 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, de las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 8 continúan vigentes en 2012; 12 ya fueron concluidas y una se pospuso para el año 2013, ésta última consistente en 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.

Al primer trimestre de 2012, se consideran 30 indicadores de Pemex Gas y Petroquímica Básica, de los cuales 20 tienen una meta asociada y 10 son indicadores volumétricos informativos que no tienen una meta asociada.

De los 20 indicadores con meta, 12 obtuvieron calificación aceptable o sobresaliente, 6 insuficiente y los 2 restantes no se evaluaron porque dependen del inicio de operación de la nueva planta Criogénica en Poza Rica, que se prevé ocurra durante el tercer trimestre de 2012.

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

De los 18 indicadores evaluados 13 resultaron con calificación aceptable y 5 con insuficiente. Entre los indicadores que tuvieron calificación aceptable se encuentran: factores de insumo etileno-polietilenos y nafta-aromáticos, producción de petroquímicos y contribución marginal entre otros; mientras que entre los indicadores calificados insuficiente se encuentran: índice de consumo de energía, índice de frecuencia de accidentes y residuos peligrosos, entre otros.

De los 5 indicadores con calificación insuficiente, 2 presentan una desviación de 1% contra la meta y son los factores de insumo etano-etileno y gas natural-amoniaco.

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

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

#### **3A. 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 trimestre de 2012, se desarrolló de la siguiente manera:

Se adquirieron 682 kilómetros de sísmica 2D en la cuenca de Burgos-Sabinas, logrando un cumplimiento del 108 por ciento de la meta esperada.

En sísmica 3D se superó en 13 por ciento la meta esperada al observar 4,562 kilómetros cuadrados, en las siguientes cuencas.

- En Golfo de México Profundo 3,162 kilómetros cuadrados
- 634 kilómetros cuadrados en cuencas del Sureste
- En la cuenca de Veracruz 609 kilómetros cuadrados y
- 157 kilómetros cuadrados en la cuenca de Burgos

Además, se apoyó el desarrollo de campos con la adquisición de 1,257 kilómetros cuadrados para en los activos Integral Aceite Terciario del Golfo, Integral Poza Rica Altamira además de Macuspana-Muspac y Región Marina Noreste de los cuales 962 kilómetros cuadrados no estaban considerados en programa.

En cuanto a la perforación exploratoria, se terminaron 3 pozos (dos productores y uno improductivo), de acuerdo a la siguiente distribución:

- Uno en la cuenca de Burgos-Sabinas, productor de gas seco
- Uno en la cuenca de Veracruz, productor de aceite
- Uno en la cuenca del Golfo de México Profundo, improductivo invadido de agua salada

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

| Activo                                       | Pozo       | Datos de aforo |             | Activo | Pozo                                  |
|--|------------|----------------|-------------|--------|---------------------------------------|
|  |            | Aceite (bpd)   | Gas (mmpcd) |        |                                       |
| Activo Integral Burgos                       | Percutor-1 |                | 2.17        |        | Productor de gas seco                 |
| Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo | Gasífero-1 | 820.8          | 0.304       |        | Productor de aceite y gas             |
| Activo de Exploración Aguas Profundas Norte  | Talipau-1  |                |             |        | Improductivo, invadido de agua salada |

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

### Pozos exploratorios terminados en 1er trimestre 2012



➤ **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 fueron las siguientes:

En la porción terrestre de las Cuencas del Sureste se observaron 271 kilómetros cuadrados, de los cuales 204 corresponden al estudio Tacotalpa 3D Ampliación Sur orientado a dar apoyo al desarrollo de campos y los otros 67 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Remero Cocal Terrestre 3D cuyo objetivo es 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.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste, se realizaron 1,394 kilómetros cuadrados, de los cuales, 208 corresponden al estudio Tsimin - Tojual 3DTZ, 359 kilómetros cuadrados al estudio Yaxiltún Oriente 3D y 827 kilómetros cuadrados en el estudio Aytsil - Tekel 3DWAZ; los dos primeros con la finalidad de mejorar la imagen de oportunidades y localizaciones, así como detectar nuevas, 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 226 kilómetros cuadrados de sísmica 3D con objetivo de apoyar al desarrollo de campos en las áreas de Furbero – P. Alemán – Remolino y Tres Hermanos.

Para esta estrategia, en el periodo se programó levantar 991 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y se observaron 1,891 kilómetros cuadrados, cumpliendo con el 90 por ciento más de lo esperado debido principalmente al estudio de Ayatsil – Tekel.

En relación a la perforación exploratoria para la estrategia, se programó la terminación de 6 pozos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, mismos que han sufrido retraso en sus etapas de perforación y terminación o del pozo antecedente, Cárdenas-901 y Chaya-1 A, en terminación; Rabasa-301, Jolote-101 y Sunuapa-401 en etapa de perforación y La Venta-1001 está por iniciar.

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

La actividad de sísmica 3D se llevó a cabo en el Activo de Exploración Aguas Profundas Norte, realizando 3,162 kilómetros cuadrados en dos estudios Centauro 3D, con la finalidad de confirmar los sistemas canalizados del Terciario, con 746

kilómetros cuadrados y Tzumat 3D, para reducir incertidumbre de los elementos y procesos del sistema del petróleo de las oportunidades identificadas en el área, con 2,416 kilómetros cuadrados; por lo tanto, el cumplimiento para este primer trimestre fue 22 por ciento por encima de la meta esperada de 2,808 kilómetros cuadrados, debido principalmente por el kilometraje remanente de Centauro 3D.

Para esta estrategia, durante el primer trimestre se programó la terminación de un pozo y se cumplió con el 100 por ciento al terminar el pozo Talipau-1.

## **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 682 kilómetros en el estudio Sabinas Regional 2D en el Activo Integral Burgos, cumpliendo con el 108 por ciento del programa.

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 el Activo Integral Burgos, se realiza el estudio San Luis 3D que en este primer trimestre observó 157 kilómetros cuadrados cumpliendo con el 33 por ciento de un programa de 464 kilómetros cuadrados debido principalmente a dificultades con los permisos de paso. En la cuenca de Veracruz se realizan los estudios Loma Bonita – Ixcatlán 3D y Mata Verde, el primero con objeto de adquirir información con suficiente resolución y calidad, que permita definir el espesor y la distribución del área 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, ambos se ubican al sur de la Cuenca de Veracruz. En total, se observaron durante el trimestre 609 kilómetros cuadrados cumpliendo con 60 por ciento más de lo programado, lo anterior debido a la ampliación del alcance en los dos estudios.

En relación a la perforación de pozos exploratorios, sólo se terminó en la Cuenca de Veracruz el pozo Gasífero-1, mismo que resultó productor de aceite y gas; cumpliendo con el 100 por ciento en lo estimado para esta actividad.

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

Durante el primer trimestre no hay pozos de delimitación y únicamente en la porción marina de las Cuencas del Sureste se encuentra el pozo Xux-1DL en espera de equipo de perforación.

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

Para el periodo enero-marzo de 2012, los resultados obtenidos en esta iniciativa son: en el programa se contempló la terminación de dos pozos exploratorios, de los cuales se terminó el Percutor-1 mismo que resultó productor de gas seco en rocas del Cretácico Superior de la formación Eagle Ford, lográndose con ello un cumplimiento del 50 por ciento de lo programado. La variación obedece a que el pozo Habano-1 ha tenido dificultades operativas en la etapa de terminación.

### ➤ **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**”.

La parte correspondiente a exploración se expone a continuación.

Situación actual:

- Diagnóstico de tecnologías con base en el análisis de 38 localizaciones exploratorias distribuidas en los proyectos prioritarios.
- Integración y definición preliminar del mapa tecnológico de exploración, que agrupa y jerarquiza 10 áreas tecnológicas estratégicas.

Áreas de oportunidad:

- Mejorar la imagen sísmica en áreas sub salinas, en aguas profundas y en áreas de lutitas gasíferas.
- Caracterización y modelado estático y dinámico de yacimientos de arenas y turbidíticos.
- Caracterización y modelado estático y dinámico de yacimientos naturalmente fracturados.

- Mejorar los modelos geológicos para reducir el riesgo en predicción del tipo de hidrocarburo que se descubre, y mejorar la interpretación sísmica por medio de métodos alternos como son: sísmica Wide Azimuth y métodos potenciales.
- Acciones:
  - Consensar, ajustar, difundir, e Implementar mapa tecnológico.

#### ➤ 4. Revertir disminución en producción

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

En el año 2011 se culminó la fase estratégica en la cual se visualizó y analizó en todo el Organismo, el concepto de productividad actual que aplican en cada uno de los Activos, identificándose brechas de mejora.

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       |               |
| Cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo   |          | 9         | 15         | 30        |               |
| Conformación de equipos de trabajo de productividad  | 6        | 20        | 40         | 100       | 6             |
| Conformación de centros de ejecución regionales  |          | 5         | 10         | 25        |               |
| Desarrollo de portal   |          | 10        | 50         | 100       |               |
| Realización de foro tecnológico  |          |           |            | 33        |               |
| Actualización de la estrategia de capacitación y cierre acelerado de brechas para formación de especialistas | 6        | 10        | 15         | 30        | 6             |

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

Respecto a la continuidad en las actividades de este programa, se llevará a cabo en el siguiente trimestre, una revisión de principales acciones en desarrollo y por desarrollar que aseguran su ejecución en lo que resta del año 2012.

## **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 parte correspondiente a desarrollo y explotación se expone a continuación.

Situación actual:

- Se ha creado la Subdirección de Desarrollo de Campos, esto con la finalidad de acelerar el desarrollo rentable de nueva producción en proyectos prioritarios
- Identificación de los trece retos tecnológicos relacionados a 21 proyectos de explotación más importantes y detallados a nivel de necesidad tecnológica (subdivididos en setenta y seis necesidades tecnológicas)
- Desarrollo de 13 mapas para necesidades tecnológicas de mayor impacto.
- Con las tecnologías definidas se espera apoyar en el cumplimiento de la meta estratégica 2012-2016
- Así como restituir 100% de reservas probadas a partir de 2012.

Áreas de oportunidad:

- Aumentar los factores de recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados y areno-arcillosos a costos rentables (ej. recuperación secundaria y mejorada, productividad de pozos, perforación y terminación de pozos, etc.).
- Reclasificar reservas.
- Aumentar los factores de recuperación en campos con yacimientos no convencionales.
- Asegurar el flujo en la explotación costa afuera de crudos pesados y extra pesados.

- Mejorar los esquemas de explotación de campos maduros con alta declinación.
- Acciones:
  - Desarrollar los mapas de ruta tecnológica de los 4 proyectos de inversión en desarrollo.
  - Consolidar los mapas de las necesidades tecnológicas definidas.
  - Documentar los proyectos tecnológicos por proyecto de inversión.
- Tabla integral de actividades en la iniciativa 7A.
- 

| <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        | 5             |
| Desarrollo de mapas (no.)                                   | 5        | 10        | 15         | 20        | 5             |
| Estudios de inteligencia Tec. para mapas de ruta(no.)       | 1        | 2         | 3          | 4         | 1             |
| Desarrollo de mapas de ruta(no.)                            | 1        | 2         | 3          | 4         | 1             |
| Avance en el Plan Estratégico (%)                           | 20       | 30        | 50         | 70        | 20            |
| Avance en el modelo de administración (%)                   | 20       | 30        | 50         | 70        | 20            |
| Portafolio de Exploración (%)                               | 5        | 10        | 15         | 20        | 5             |
| Portafolio de Explotación y desarrollo %)                   | 5        | 10        | 15         | 20        | 5             |

➤ **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         |          | 100       |            |           |               |
| DSD-I Pit-Baksha              | 25       | 75        | 100        |           | 25            |
| Plan Maestro Ayatsil-Tekel    | 33       | 67        | 100        |           | 33            |

|                   |    |  |
|-------------------|----|--|
| DSD-II Pit-Baksha | 40 |  |
| DSD-I Kayab       | 50 |  |

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 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 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 primer trimestre de 2012, se ha logrado un avance de 50 por ciento tanto del replanteamiento de la estrategia como de la aceptación del programa de trabajo, de la misma forma se coordinan las subdirecciones de Exploración, Desarrollo de Campos, y Planeación y Evaluación para la consolidación del grupo de revisión y aprobación de proyectos especiales.

A finales de año se espera concluir la aprobación del procedimiento “fast track” para la documentación en la Cartera de Proyectos, la aprobación y asignación de recursos para proyectos especiales y un avance del 50 por ciento de la aprobación de documento rector de proyectos nuevos.

## 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-mar, % |      |
|--|----------|------------|------|
|  |          | 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 hasta tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB    | ago-2012 | 70.6       | 64.9 |
| Plataforma de Rebombeo: Sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado                     | nov-2012 | 46.5       | 42.2 |
| Construcción de un oleoducto de 30" D.N. x 15 km. de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandépetl                | nov-2012 | 46.0       | 37.1 |
| Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmeca en Domos Salinos Tuzandépetl                    | dic-2012 | 43.9       | 21.2 |
| Central de Rebombeo El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I          | ene-2013 | 39.5       | 29.3 |
| Ampliación de la CB-4T en la Terminal Marítima Dos Bocas   | oct-2013 | 8.9        | 8.8  |
| <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 | 40.0       | 39.0 |
| Sustitución de un salinoducto de 20" D.N. x 28 km. del CAE Tuzandépetl al Golfo de México                      | jul-2013 | 11.0       | 10.9 |

|   |          |                  |
|---|----------|------------------|
| Artefacto naval FSO con capacidad de deshidratación y desalado por decantación de 200 MBD y 2 MMB de cap. de almacenamiento total | ene-2014 | 0.0              |
| <b>Avance total del programa</b>  |          | <b>26.8 23.5</b> |

TMDB – Terminal marítima Dos Bocas, Tabasco

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

| Obra  | Causa  | Acción correctiva  |
|---|--|--|
| Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmeca en Domos Salinos Tuzandepétl | Retraso del programa de ejecución de la obra por parte de la contratista | Se instruyó a la Contratista entregue el nuevo programa de recuperación de tiempo para reducir los atrasos de la obra. |

#### 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-mar, % |      |
|--|----------|------------|------|
|  |          | 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 | 71.5       | 66.0 |
| Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J  | mar-2013 | 9.9        | 9.7  |
| Sistema de calentamiento de crudo en TMDB  | jun-2013 | 11.0       | 11.0 |
| Conversión a Gun Barrel TV-5008 en TMDB  | jul-2013 | 11.0       | 11.0 |
| Deshidratación y desalado en Akal J1 (200 Mbd)   | oct-2013 | 39.5       | 35.6 |
| Construcción del incremento de capacidad de 100 a 150 MBPD de la planta de tratamiento de aguas congénitas en TMDB | dic-2013 | 8.1        | 8.1  |
| Cambio de interno del TV-2005 y TV-2006  | dic-2013 | 7.7        | 7.7  |
| Planta de tratamiento de aguas congénitas de KuMaZa (100 MBD) en TMDB  | mar-2014 | 8.2        | 7.8  |
| <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 | 8.4        | 8.5  |
| Construcción e interconexión de los sistemas de mezclado de crudo en la TMDB                                       | feb-2014 | 8.4        | 8.5  |

| Obra  | Entrega  | Ene-mar, %  |             |
|---|----------|-------------|-------------|
|   |          | Prog.       | Real        |
| Sistema de lavado, calentamiento y desalado de crudo de Abk-A             | may-2014 | 27.1        | 27.1        |
| Planta de mejoramiento de crudo pesado de 17 a 19 °API en TMDB-5E en TMDB | mar-2017 | 0.07        | 0.07        |
| <b>Avance total del programa</b>  |          | <b>19.7</b> | <b>18.8</b> |

Para fortalecer el cumplimiento se llevan a cabo reuniones entre las áreas involucradas para atención oportuna de 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 para 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                          | Marzo 2012 |      |
|-----------------------------------|------------|------|
|                                   | Programa   | Real |
| Organización                      | 87         | 87   |
| Confiabilidad humana              | 75         | 75   |
| Confiabilidad de procesos         | 90         | 90   |
| Confiabilidad de diseño           | 82         | 82   |
| Confiabilidad de equipos y ductos | 84         | 84   |
| Proceso de mantenimiento          | 95         | 95   |
| Elemento PM-SAP                   | 95         | 95   |

En lo que respecta al avance del SCO se reporta 85 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**

Durante el primer trimestre de 2012 se concluyó la siguiente acción:

- Definición de objetivo, estructura y funciones
- Transferencia de funciones y recursos

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

Durante el 2012 se concluyeron las siguientes acciones:

- Se realizó 80 por ciento de la promoción de los contratos integrales de exploración y producción en campos maduros de la Región Norte

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

Para el primer trimestre del 2012, se programó realizar 114 auditorías de SIPA más 78 seguimientos al cumplimiento de auditorías realizadas para hacer un total de 181 auditorías internas en materia de SIPA. Al cierre de marzo de 2012 se realizaron 125 auditorías y 70 seguimientos, equivalente a un avance de cumplimiento del 110 por ciento y 90 por ciento con relación a lo programado para el periodo referido, respectivamente.

PEMEX-Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al cierre de marzo de 2012 se han incorporado un total de 470 instalaciones de proceso y 377 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 93 instalaciones y 187 ductos cuentan con certificado.

El avance registrado al cierre del primer trimestre de 2012 en el proceso de certificación es de 20 por ciento para instalaciones y 50 por ciento para el caso de ductos.

Para reforzar la administración de la seguridad física de enero a marzo del 2012, se tienen programados 28 estudios de análisis de vulnerabilidad de las instalaciones, al cierre de este periodo se tuvo un avance de 32 estudios realizados equivalente al 114 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 68 reportes en el primer trimestre del 2012, realizándose una cantidad de 62 asesorías equivalente al 91 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), Administración Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

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

| Subdirección        | Nivel       |             |             |             |
|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                     | 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 este primer trimestre 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 primer trimestre del año se impartieron 57 talleres de entrenamiento con una participación de 1,191 trabajadores.

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

- El involucramiento de la organización en la implementación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores.
- La implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas quincenal en materia de SSPA ante la Dirección General a través de videoconferencia con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios.
- Elaboración y actualización sistemática de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA acordes con las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres

Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas.

- Para apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas, se desarrolló una Guía Técnica para el asesoramiento en este elemento.
- Para fortalecer la comunicación de las responsabilidades de la línea de mando respecto a SSPA, con base en la “Guía técnica de responsabilidades de la línea de mando” se desarrollaron documentos de bolsillo específicos para los diferentes estratos desde el Director y Subdirectores hasta los Supervisores de línea.

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

- Capacitar 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.
- Iniciar el “Programa Rector Estratégico” desarrollado para fortalecer la Implantación del SASP.

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

- Formalizar 7 procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este subsistema.
- Continuar con cuatro cursos CBT's, para capacitación vía Universidad Virtual.
- Ejecutar el “Programa Rector Estratégico” (PRESAA) desarrollado para fortalecer la Implantación del SAA.
- Diseñar la campaña de comunicación del Programa Rector Estratégico con los coordinadores de la Función de SIPA, así como la documentación de herramientas de apoyo para la identificación de los aspectos ambientales, la definición de los objetivos ambientales y la matriz de competencias de capacitación.
- Editar los Materiales de Capacitación del PRESAA con el objeto de preparar a la primera generación de especialistas ambientales en el proceso de implantación. Asimismo, dichos materiales servirán para la preparación de nuevos especialistas.
- Continuar con las acciones de asesoría y conducción para la homologación del proceso de implantación del Subsistema en la Unidad de Negocio de Perforación y 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:

- Designar 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.
- Desarrollar los dos primeros módulos del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 25 profesionistas.

#### 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 y asegurar la capacitación de sus integrantes conforme el ámbito de responsabilidad correspondiente y la versión 1.0 del Manual y la Guía Técnica de Organización Estructurada Clave 800/16000/DCO/GT/022/10.
- Desarrollar acciones para la comunicación y cumplimiento de la Guía Técnica de responsabilidades respecto al Sistema PEMEX-SSPA para personal de línea de mando a través de documentos personalizados por estrato jerárquico.
- Promover la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias.

- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema.
- Elaborar y promover la guía técnica para POPS / IMAC.

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

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

#### **Región Norte**

- Se presentaron en el trimestre 32 bloqueos y/o cierres de 250 estimados para este año, lo que representa el 13% de lo esperado.
- Se presentaron en el trimestre 377 reclamaciones de la comunidad, de las cuales 372 han sido dictaminadas como procedentes.

#### **Región Sur**

- Con respecto al primer trimestre de 2012 se registraron 19 cierres contra los 36 estimados, que representan un desempeño de asistencia a la operación del 50%.
- El índice de reclamaciones dictaminadas procedentes en el periodo enero - marzo fue de 65%.

#### **Región Marina Suroeste**

- Se recibieron 342 reclamaciones por daños a actividades de pesca supuestamente ocasionadas por el arribo de hidrocarburos en costas de Tabasco, de las cuales 255 fueron dictaminadas como procedentes y 87 fueron dictaminadas improcedentes

#### **Región Marina Noreste**

- En este mismo periodo, no se presentaron bloqueos a instalaciones petroleras y no hubo interrupciones a la operación ni diferimiento de producción.

## Pemex Exploración y Producción Indicadores y metas

| Indicador  | Unida-des                    | Objeti-<br>vos<br>rela-<br>ciona-<br>dos | Accio-<br>nes<br>relacio-<br>nadas | % de<br>avance<br>de<br>cada<br>acción | Valor<br>del<br>indi-<br>cador<br>(1) | Meta<br>Original<br>PEO<br>Anual <sup>a</sup><br>(2) | Meta<br>Auto-<br>rizada<br>PEO ene-<br>mar<br>(3) | Desvia-<br>ción <sup>b</sup><br>(1) vs (2) | Desvia-<br>ción<br>(1) vs<br>(3) | Calificación<br>(1) vs (3) |               |       |
|--|------------------------------|--|------------------------------------|--|---------------------------------------|--|---|--|----------------------------------|----------------------------|---------------|-------|
| Producción de crudo total                                      | Mbd                          | 1  | 4                                  | 49%                                    | 2,537                                 | mín  | 2,823   | 2,545                                      | -15.5%                           | -1.0%                      | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       | máx  | 3,002   |  |                                  |                            |               | 2,563 |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Producción de crudo entregada a ventas                         | Mbd                          | 1  | 5                                  | 83%                                    | 2,470                                 | mín  | 2,818   | 2,496                                      | -17.6%                           | -1.8%                      | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       | máx  | 2,997   |  |                                  |                            |               | 2,514 |
| Producción de gas total <sup>c</sup>                           | MMpcd                        | 1  | 4                                  | 49%                                    | 5,742                                 | mín  | 6,500   | 5,615                                      | -14.5%                           | 1.2%                       | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       | máx  | 6,718   |  |                                  |                            |               | 5,673 |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Producción de gas asociado <sup>c</sup>                        | MMpcd                        | 1  | 4                                  | 49%                                    | 3,672                                 | mín  | N.A.  | 3,524                                      |                                  | 2.9%                       | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       | máx  | N.A.  |  |                                  |                            |               | 3,567 |
| Producción de gas no asociado                                  | MMpcd                        | 1  | 4                                  | 49%                                    | 2,070                                 | mín  | N.A.  | 2,092                                      |                                  | -1.7%                      | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       | máx  | N.A.  |  |                                  |                            |               | 2,106 |
| Producción de gas entregada a ventas                           | MMpcd                        | 1  | 5                                  | 83%                                    | 5,483                                 | mín  | 6,687   | 5,280                                      | -20.7%                           | 2.7%                       | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       | máx  | 6,911   |  |                                  |                            |               | 5,338 |
|  |                              |  |                                    |  |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Costo de descubrimiento y desarrollo <sup>d</sup>              | US\$/<br>bpce                | 2, 9                                     | 1                                  | 68%                                    | 16.13                                 | mín  | 13.56   | 16.25                                      |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 86%                                    |                                       | máx  | 14.97   |  |                                  |                            |               | 17.83 |
|  |                              |  |                                    | 75%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 49%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Costo de producción  | US\$/<br>bpce                | 2, 9                                     | 4                                  | 49%                                    | 5.34                                  | mín  | 5.36  | 6.28                                       | 5.1%                             | 19.2%                      | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 83%                                    |                                       | máx  | 5.63  |  |                                  |                            |               | 6.61  |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Costo de transporte  | US\$/<br>bpce                | 2, 15                                    | 5                                  | 83%                                    | 1.08                                  | mín  | 0.68  | 1.26                                       | -55.0%                           | 19.6%                      | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 72%                                    |                                       | máx  | 0.70  |  |                                  |                            |               | 1.35  |
| Autoconsumo de gas   | %                            | 2  | 6                                  | 72%                                    | 9.6                                   | mín  | 8.8   | 9.5  | -5.1%                            | 0.5%                       | Aceptable     |       |
|  |                              |  |                                    |  |                                       | máx  | 9.1   |  |                                  |                            |               | 9.6   |
| Productividad laboral  | Mbpce/<br>plazas<br>ocupadas | 3  | 4                                  | 49%                                    | 50.8                                  | mín  | 37.2  | 50.6                                       |                                  | 0.2%                       | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    | 59%                                    |                                       | máx  | 0.0   |  |                                  |                            |               | 50.7  |
| Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción | Índice                       | 5  | 6                                  | 72%                                    | 0.30                                  | mín  | 0.00  | 0.00                                       | -50.0%                           | -100.0%                    | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    | 50%                                    |                                       | máx  | 0.20  |  |                                  |                            |               | 0.15  |
|  |                              |  |                                    | 60%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Índice de frecuencia de accidentes en perforación              | Índice                       | 5  | 8                                  | 72%                                    | 1.06                                  | mín  | 0.00  | 0.00                                       | 49.7%                            | -28.9%                     | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    | 50%                                    |                                       | máx  | 2.10  |  |                                  |                            |               | 0.82  |
|  |                              |  |                                    |  |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Tasa de restitución de reservas probadas                       | %                            | 8  | 2                                  | 86%                                    | 101.1                                 | mín  | 94.0  | 83.0                                       |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 49%                                    |                                       | máx  | 100.0   |  |                                  |                            |               | 100.2 |
| Tasa de restitución de reserva 3P                              | %                            | 8  | 1                                  | 68%                                    | 107.6                                 | mín  | 88.8  | 104.9                                      |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 86%                                    |                                       | máx  | 100.5   |  |                                  |                            |               | 137.9 |
|  |                              |  |                                    | 75%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Incorporación de reservas 3P                                   | Mmbpce                       | 8  | 1                                  | 68%                                    | 1,461                                 | mín  | N.A.  | 1,429                                      |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 86%                                    |                                       | máx  | N.A.  |  |                                  |                            |               | 1,879 |
|  |                              |  |                                    | 75%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Relación Reservas probadas/producción                          | Años                         | 8  | 1                                  | 68%                                    | 10.2                                  | mín  | N.A.  | 10.0                                       |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 86%                                    |                                       | máx  | N.A.  |  |                                  |                            |               | 10.1  |
|  |                              |  |                                    | 49%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Factor de recuperación actual                                  | %                            | 10                                       | 4                                  | 49%                                    | 27.0                                  | mín  | 28.8  | 26.9                                       |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    |  |                                       | máx  | 29.9  |  |                                  |                            |               | 27.6  |
| Éxito exploratorio comercial                                   | %                            | 11                                       | 1                                  | 68%                                    | 46                                    | mín  | 30  | 30   |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    | 86%                                    |                                       | máx  | 41  |  |                                  |                            |               | 47    |
|  |                              |  |                                    | 75%                                    |                                       |  |   |  |                                  |                            |               |       |
| Productividad por pozo   | MMbpce/pozo                  | 12                                       | 4                                  | 49%                                    | 1.20                                  | mín  | 0.46  | 1.05                                       |                                  |                            |               |       |
|  |                              |  |                                    |  |                                       | máx  | 0.52  |  |                                  |                            |               | 1.21  |
| Aprovechamiento de gas <sup>c</sup>                            | %                            | 13                                       | 6                                  | 72%                                    | 97.8                                  | mín  | 96.4  | 97.9                                       | -0.5%                            | -0.4%                      | Insuficiente  |       |
|  |                              |  |                                    |  |                                       | máx  | 98.3  |  |                                  |                            |               | 98.2  |
| Índice de mermas y pérdidas                                    |                              | 15, 16                                   | 5                                  | 83%                                    | 0.44                                  | mín  | 0.54  | 0.50                                       | 23.4%                            | 13.4%                      | Sobresaliente |       |
|  |                              |  |                                    |  |                                       | máx  | 0.57  |  |                                  |                            |               | 0.50  |

| Indicador                        | Unida-des | Obje-tivos rela-ciona-dos | Accio-nes relacio-nadas | % de avance de cada acción | Valor del indi-cador (1) | Meta Original PEO Anual <sup>a</sup> (2) | Meta Autorizada PEO ene-mar (3) | Desvia-ción <sup>b</sup> (1) vs (2) | Desvia-ción (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|----------------------------------|-----------|---------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|--|---------------------------------|-------------------------------------|------------------------|-------------------------|
| <b>Fugas de hidrocarburos</b>    | Número    | 15, 16                    | 6<br>11                 | 72%<br>60%                 | <b>35</b>                | mín<br>máx                               | N.A.<br>N.A.                    | <b>0</b><br><b>20</b>               | -79.5%                 | <b>Insuficiente</b>     |
| <b>Derrames de hidrocarburos</b> | Barriles  | 15, 16                    | 6<br>11                 | 72%<br>60%                 | <b>1,164</b>             | mín<br>máx                               | N.A.<br>N.A.                    | <b>0</b><br><b>1,105</b>            | -5.3%                  | <b>Insuficiente</b>     |

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

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

c. Gas total producido sin considerar el volumen de nitrógeno. En el periodo el nitrógeno promedió 639 millones de pies cúbicos día.

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

- **Producción de crudo total**

### **Causas de desviación**

La causa principal de la desviación respecto al programa fue por la contingencia en el C.P. Ku-S (fuga) de la Región Marina Noreste (RMNE), y retraso en la entrada de equipos de perforación en la Región Sur, así como por ajuste de producción base, cierre de pozos por entrada de agua y alta relación gas-aceite en pozos de la RMNE.

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

En la RMNE se programan actividades físicas adicionales para atenuar la declinación de la producción, seguimiento de pozos productores cercanos a los contactos de agua y gas, así como la continuidad operativa de la planta de nitrógeno para el mantenimiento de presión del yacimiento. En la Región Sur la contratación de 11 equipos adicionales para la intervención de pozos y disminuir la dependencia de gas residual del Organismo Pemex Gas y Petroquímica Básica a través de reacondicionamiento de gas propio hasta por 25 mmpcd.

- **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 debido a fugas, tomas clandestinas en ductos de transporte y altos inventarios en Minatitlán y Madero.

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

No aplica

- **Producción de gas no asociado**

### **Causas de desviación**

La causa principal de la desviación se ubicó en el proyecto Burgos al obtener una producción base menor a la programada, 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.

- **Aprovechamiento de gas**

#### **Causas de desviación**

Falla de equipos de compresión de baja y alta presión, mayor producción de gas en la zona de transición, contingencia en Ku-S por fuga.

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

Se monitorea para el cierre oportuno de pozos críticos con alta relación gas-aceite y controlar la extracción de gas en la zona de transición, mantenimiento de equipos de compresión para incrementar su confiabilidad en el manejo de gas enviado a plantas, reinyección al yacimiento y endulzado en Akal-C8, continuar con la segregación de corrientes contaminadas con nitrógeno para inyectarlas al yacimiento.

- **Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción**

#### **Causas de desviación**

Durante el primer trimestre de 2012 han ocurrido en las áreas de Exploración y Producción 7 accidentes, 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 2 en administración y finanzas, ninguno de ellos 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

- **Índice de frecuencia de accidentes en perforación**

#### **Causas de desviación**

Durante el año 2012 han ocurrido en las áreas de perforación 12 accidentes, éstos se presentaron de la siguiente manera: 4 en División Norte, 5 en División Sur, 3 en la División Marina, ninguno de ellos 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**

En el periodo de evaluación se presentaron 35 fugas, 25 corresponden a la Región Norte, 5 corresponden a Distribución y Comercialización, 5 a la Región Sur, debido principalmente a actos de vandalismo y a la corrosión interior y exterior de tuberías.

### **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 se derramaron 1,164 barriles de petróleo, 44 por ciento de este volumen fue ocasionado por actos vandálicos; la ubicación de estos incidentes ocurrieron en las Regiones Sur y Norte; el 51 por ciento se debió a causas relacionadas a la corrosión interior y exterior en ductos y 5 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 100 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. Avance en el cumplimiento del Programa

#### 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 marzo de 2012 | Avances financieros a marzo de 2012 |
|--|---------------------------------|-------------------------------------|
| II Aguas Amargas, Servicios Auxiliares y Obras de integración                      | 100%                            | 98.8%                               |
| III Planta Combinada, Hidrodesulfuradora de Diesel y Catalítica                    | 100%                            | 98.1%                               |
| IV Plantas HDS de gasóleos, hidrógeno y azufre                                     | 100%                            | 98.1%                               |
| V Plantas de coquización, hidrodesulfuradora de naftas y regeneradora de aminas    | 100%                            | 98.6%                               |
| VI Plantas de alquilación  | 100%                            | 98.9%                               |
| Obra adicional I (sistemas de desfuegos, oleoducto 30" y gasoducto 12" x 17.3 km.) | 100%                            | 100%                                |
| <b>Avance Total del Proyecto</b>   | 100%                            | 98.6%                               |
| Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km.   | 100%                            | 98.8%                               |

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, concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 21 de septiembre, actualmente opera con 120 Mbd; La Planta

Catalítica concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el día 17 de noviembre, y actualmente opera con una carga de 30 Mbd, obteniéndose gasolina dentro de especificación, enviándose al tanque de almacenamiento; La Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño el 03 de Diciembre del 2011, actualmente opera con 35 Mbd; la Planta de Alquilación U-18000 el 25 de noviembre concluyó en forma satisfactoria la prueba de desempeño, alcanzándose una producción de 12 Mbd.

La Planta de Alquilación U-19000 concluyó la prueba de desempeño satisfactoriamente a principios de abril de 2012 y está en operación con 6 Mbd.

**Las plantas del tercer bloque**, son la Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización (HDSNC), que actualmente opera con carga de 7.4 Mbd, La Planta de Coquización Retardada que concluyó sus pruebas de comportamiento entre diciembre y enero del presente y actualmente opera con una alimentación de 50 Mbd de residuo de vacío, La Planta Regeneradora de Aminas está en operación estable.

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

Las acciones que ha tomado PEMEX de diciembre del 2009 a la fecha, derivado de las conciliaciones ante la Secretaría de la Función Pública (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. Sin embargo, se continúa con los procesos de conciliación, de reclamos y órdenes de cambio, ante la SFP, por un monto aproximado de 350 MMUSD. La SHCP emitirá las disposiciones que permitan a Pemex afrontar estos compromisos para lo cual se están preparando las justificaciones tanto de costo beneficio como de la cronología de hechos para que sea sancionado por SHCP y se pueda elaborar un nuevo proyecto donde se incluyan los montos para pagar los Dictámenes finales de los procesos de Conciliación y el cierre del Proyecto actual.

### **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, básica extendida (FEED) y estimado de costo clase II de la planta Coquizadora de Foster Wheeler.

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

CFE trabaja en relocalización de líneas de alta tensión que actualmente ocupan el predio donde se desarrollará el proyecto.

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

Está por formalizarse el convenio con UANL para hacer la Evaluación de Integridad Mecánica de la H-Oil.

Se encuentra en trámite de contratación a la Cía. Axens 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.

Haldor Topsoe desarrolla ingeniería básica y licencia de una planta generadora de hidrógeno de 100 MMSCFD.

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. 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, adecuación de ingeniería de hidrodesulfuradora de Naftas, ingeniería de barda perimetral, análisis de elementos finitos y fatiga de tambores de coque por Stress Engineering Systems.

### **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 31 de marzo de 2012, se han identificado 241 iniciativas económicas en el componente de Sistemas Técnicos, con un valor de 1,312 millones de dólares anuales aproximadamente. Este valor equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.80 dólares por barril para las cuatro refinerías correspondientes a

la Ola 1 y 2 del programa (Madero, Salina Cruz, Tula y Cadereyta). Solamente el 10% de las iniciativas detectadas hasta ahora requieren inversión.

De las 241 iniciativas identificadas, 94 de ellas se encuentran en sus fases de implementación y monitoreo, lo que permite llevar un registro de los beneficios del orden de 574 millones de dólares anuales. Paulatinamente el resto de las iniciativas de estas Olas pasarán a las fases de implementación.

En lo que corresponde a las otros cuatro componentes del programa (Confiabilidad, Gestión de la Producción, Suministro y Fortalecimiento a la Organización), se han identificado 539 iniciativas de gestión en las cuatro refinerías, en la primera y segunda Ola, las cuales permitirán contar con estrategias definidas en estos ámbitos.

Por otra parte, en la Ola 3 que considera las refinerías de Minatitlán y Salamanca, se han identificado aproximadamente 230 ideas, de las cuales de manera preliminar en 49 de ellas, se cuenta con una captura potencial de 273 millones de dólares.

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

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

El Proyecto Integral se modificó en su alcance, quedando:

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

PR y la DCO celebraron reuniones de trabajo para evaluar y seleccionar la tecnología a utilizar para el sistema de apertura y cierre en el domo y fondo de los tambores.

En espera la definición del tipo de tecnología a utilizar por parte del área operativa.

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

Debido a lo anterior la fecha estimada para presentar al SGTI la acreditación del proyecto integral se reprograma para el mes de mayo del 2012, la fecha estimada para iniciar la ingeniería básica del rediseño de la planta es para el mes de agosto 2012.

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

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 actualmente en la Cangrejera y/o construir la nueva Reformadora en la Refinería de Minatitlán Ver.; a la fecha están en revisión los escenarios operativos.

En este sentido, si 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, por lo que se estima que la acreditación ante el GTI sería para el mes de junio de 2012.

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

Se encuentra en ejecución la instalación del módulo Merichem, con un avance actual del 79.8% (reprogramación derivada del convenio de ampliación al monto y plazo), se estima terminar la obra el 30 de mayo de 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 mayo de 2012, fecha que depende de la liberación del paquete de licitación por la Gerencia de Contratos y de los cambios y ajustes que ésta solicite.

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

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

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

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

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

Se desarrolló la propuesta de un poliducto de 18” desde la nueva refinería a la región sur-oriente del Valle de México, incluyendo el trazo preliminar en tanto se

define la ubicación de una nueva TAR al sur-orienté del Valle de México, se elaboró también el estimado de inversión clase IV para este poliducto.

El 10 de agosto de 2010 PR 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 liberará las 109 hectáreas pendientes de liberación.

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

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

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

Se inició el primer paquete de estudios complementarios en el predio para el desvío de canales, reubicación de basureros, evaluación de la capacidad del acuífero para el suministro de agua para la nueva refinería y los estudios geomorfológicos, y se continúa con los procesos para la contratación de los estudios para el desvío de las líneas de alta tensión.

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

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

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

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

Avances enero-marzo de 2012:

El 17 de febrero se formalizó el contrato específico de prestación de servicios con el Instituto Mexicano del Petróleo para llevar a cabo los servicios consistentes en: 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

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 elaboran las bases de concurso para licitar la obra del desvío de canales. Se planea publicar la licitación en mayo próximo.

Se preparan dictámenes para justificar la asignación directa para la compra de las tecnologías e ingenierías básicas al SUBCAAOS.

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

Se concluyeron los estudios para la reubicación y saneamiento de los basureros municipales ubicados en el predio donde se construirá la Nueva Refinería. Con la información resultante de estos estudios y con las recomendaciones de CFE, se determinaron alcances y requerimientos técnicos para la realización de los trabajos. Se enviaron los términos de referencia a la empresa III Servicios, la cual presentó su propuesta y se están realizando los trámites para la contratación de estos trabajos.

Al 31 de marzo la barda perimetral presenta un avance del 88%. Los atrasos se deben a la liberación tardía de áreas de trabajo por el INAH (actividad ya concluida), e indefiniciones en la ingeniería de los niveles de plataformas y entronque carretero por el IMP.

Se están realizando los trabajos de ingeniería legal con personal de PR, 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.

Se adjudicó el contrato para los: “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.” a la UNAM, llevando a la fecha un avance del 69%, 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.

Avance global del proyecto: 5%.

## ➤ **5. Uso eficiente de energía**

Durante el primer trimestre de 2012 el Índice de Intensidad de Energía (IIE) mejoró en 3.5 puntos con respecto al resultado de 2011, pero resultó superior a la meta anual.

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 la energía y de generación eficiente de la energía eléctrica.

Se continúa con las actividades para la licitación de los proyectos integrales para el uso eficiente de la energía de las refinerías de Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, así como de los proyectos de alto impacto para mejorar el IIE de la refinería de Madero, mientras que la refinería de Cadereyta continúa los trámites 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 (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.

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.
- Cogeneración reconfiguración Minatitlán.- se realizaron correcciones al justificativo, se encuentra en proceso de elaboración de paquete de licitación.

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

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

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

- Estudio de pre-inversión para desarrollar y seleccionar opciones, así como definir alcances y planes de ejecución del proyecto.
- Almacenamiento: Ampliación de la capacidad de Almacenamiento de la Terminal Marítima de Tuxpan, a través de la ingeniería, procura y construcción de 5 (cinco) tanques de 100 Mb cada uno.
- Transporte: Ampliación de la capacidad del sistema actual a través de:
  - Construcción del Poliducto 18" D.N. x 103 Km. Cima de Togo - Venta de Carpio.
  - Ingeniería, procura y construcción de la Estación de Bombeo Beristaín.
  - Interconexión de 4 km para Descarga en la Estación de Rebombeo Beristaín.
  - Instalación de 2 paquetes de turbina de gas marca solar modelo centauro 40 en poliducto de 18" D.N. en la Estación de Rebombeo Beristaín, Puebla.
  - Actualización de las Estaciones de Bombeo: Ceiba, Zoquital y Catalina.
  - Interconexiones de la línea de 18" D. N. en la Terminal de Regulación y Medición Venta de Carpio y en la Terminal de Almacenamiento y Reparto Azcapotzalco.
- Modernización de equipos de bombeo en Tuxpan, Poliducto 24"-18"-14" Tuxpan – Poza Rica – México (autorizada en septiembre de 2011).

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

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

En noviembre de 2010 se realizó la puesta en operación de la primera fase que comprende de la estación de Rebombeo Cima de Togo a la válvula de

seccionamiento de Tecocomulco, con una longitud de 21.850 Km, habiéndose incrementado la capacidad de 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. El avance general del poliducto al cierre de marzo de 2011 es de 94.62%.

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 cierre de marzo se tiene un avance general de 100%.

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

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

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

De la construcción de almacenamiento en la Terminal Marítima de Tuxpan, a cargo del consorcio (Tradeco Infraestructura/Tradeco Industrial /ITECSA/Grupo OLRAM, III S.A de C.V.); las obras iniciaron el 5 de octubre de 2009 y su conclusión estaba originalmente programada para diciembre del 2010; sin embargo, conflictos sindicales en contra de dicha compañía, condiciones climatológicas adversas y excesiva rotación de mandos medios de la contratista, han generado retrasos en la ejecución. Se inicia procedimiento para el nuevo convenio anexo D-3, mismo que se encuentra en trámite de autorización, el cual considera una fecha de terminación a septiembre de 2012. Al cierre de marzo se tiene un avance general de 57.1 %.

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.

Actualmente se encuentra en trámite de contratación ante el SUBCAAOS el suministro de dos equipos de cero cortes de energía, el inicio de la contratación se programa para abril de 2012.

El avance global del proyecto al mes de marzo de 2012 es 78.6%, cifra actualizada conforme a la inclusión de nuevos alcances.

## ➤ **8. Reparto local**

Proyecto concluido en 2010.

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

En mayo de 2011 se inició el segundo sondeo de mercado, para la adquisición de los 5 buques restantes del Proyecto de Renovación de la Flota mayor; invitándose un total de 24 empresas y 2 embajadas (11 empresas nacionales, embajadas de Canadá y Dinamarca y 13 empresas extranjeras). El 24 de junio del 2011 se inició la recepción de las ofertas recibándose un total de 28 B/T propuestos.

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

De acuerdo con el resultado de la evaluación, los B/T ALPINE EMMA, ALPINE HALLIE, OCEAN CHARIOT, OCEAN CREST y OCEAN CURRENT resultaron los más convenientes para Pemex.

El 20 de octubre del 2010 se dio continuidad a la sesión ordinaria No. 5 del CAAOS, presentándose la opinión favorable del Sub-CAAOS, en donde el caso de excepción a la Licitación Pública para la contratación para los 5 B/T fue dictaminado procedente por unanimidad.

Durante el mes de diciembre del 2011 se recibieron los B/T OCEAN CHARIOT (Vicente Guerrero II), ALPINE HALLIE (Ignacio Allende), OCEAN CREST (Miguel Hidalgo II) y ALPINE EMMA (Mariano Abasolo), en tanto que a finales del mes de enero del 2012 se recibió el B/T OCEAN CURRENT (Jose Maria Morelos II).

## ➤ 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.

Se atienden observaciones de instancias internas de Pemex para gestionar ante la SHCP cambios en los registros, en monto y alcance de los proyectos: TAR Reynosa (165 Mb) y TAR Región Centro (230 Mb) para que incluya la adquisición de los terrenos.

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

## ➤ 11. Almacenamiento de petróleo crudo

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 de 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

Se analizan las alternativas de ubicación de la nueva TAR Caribe con suministro vía marítima, desde los puntos de vista, de riesgos ambientales, protección ecológica y seguridad, considerando que son las que ofrecen menor costo anual equivalente.

Se revisa y actualiza la información de costos e inversión de las alternativas para la evaluación económica, en paralelo, se actualiza el documento de justificación “Análisis Costo beneficio”, para presentarlo a la SHCP y autorice un cambio de registro, de Estudio de Pre-inversión a Infraestructura, lo cual permitirá estar en posibilidad de adquirir el terreno y en caso necesario, los derechos de vía de los poliductos, para continuar con los estudios y el desarrollo del proyecto

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

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

En el primer trimestre del 2012 se continuó con el proceso de implantación del Modelo de Pemex-Confiable:

- De acuerdo a los resultados de la implantación, se dio 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.
- Con los resultados de la aplicación de las Guías para autoevaluación de las 14 Mejores Prácticas, se elaboraron los programas 2012-2014 para dar continuidad a las acciones.
- Para dar seguimiento y control a las acciones contenidas en los programas 2012-2014, se capturaron en el Tablero Colaborativo del Project-Server.
- 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.
- Actualmente, DCO/SCM y DCTIDG, están atendiendo el correcto funcionamiento del Project-Server en el tablero colaborativo, para estar en condiciones de reportar los avances capturados en los centros de trabajo.

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

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

| REFINERÍA   | FECHA            | TOTAL | PLANTAS   |
|-------------|------------------|-------|---|
| CADEREYTA   | 05-MAY AL 15-SEP | 9     | FCC-1, U-700-1,U-700-2, U-800-1 ISOMEROS, MTBE-1, ALKI-2, AZ1, AZ 3 Y 4.  |
| MADERO      | 22 ABR AL 26-NOV | 5     | FCC-1, U-200, U-500, U-501, U-100.  |
| MINATITLÁN  | 04 AGO AL 12-NOV | 3     | HDX, BTX, DA-201.   |
| SALAMANCA   | 19 MAY AL 27 NOV | 10    | RCC, HDS3/RR3, ISOMEROS, U-8, U-12, HDD, SRU, TGTU, RD, U-11 PTE.         |
| SALINA CRUZ | 28 AGO AL 3 OCT  | 2     | PRIMARIA 2/VACIO 2, FCC-1   |
| TULA        | 13 MAY AL 20 OCT | 8     | AZ5 T1, MTBE, TAME, PRIMARIA 2/VACIO 2, FCC-1, U-400-1, U-500-1, U-600-1. |
| TOTAL       |                  | 37    |   |

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

Al mes de marzo de 2012, se inspeccionaron interiormente 70.5 km de ductos de los 2,043 km programados en el año, se atendieron 91 indicaciones, mismas que se repararon por administración directa de 143 programadas, principalmente en los sectores de ductos: Bajío, Catalina, Poza Rica, Veracruz, Chihuahua, Madero, Monterrey, Victoria, Guaymas, Rosarito, Topolobampo y Mendoza.

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 han instalado 7 envolventes preesforzadas, 57 envolventes tipo “A” y 9 envolventes no metálicas cubriendo 71.1 metros de carretes identificados con espesores bajos en las inspecciones realizadas en el ducto.

Con respecto al modelo de integridad basado en riesgo y confiabilidad operativa del Sistema de Ductos Marinos y Playeros, donde se tiene como objetivo la implementación de un plan de administración de integridad por cada sistema de ductos y terminales; se continúa con los estudios de segmentación de Ductos; Diagnóstico y validación de la información recopilada de los ductos marinos y playeros; configuración del Algoritmo del EPRA (Enhanced Pipeline Risk Assesment) en el software IMP (Integrity Management Program); estructuración de la Base de Datos y se realizan pruebas de importación de las plantillas de recopilación de información al IMP.

Se realizan las rehabilitaciones de protección mecánica en Salina Cruz y revisión de los reportes de las inspecciones realizadas en Veracruz con Ondas Guiadas.

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 encuentra en espera de los reportes finales de las inspecciones con equipo instrumentado en los tramos 24” Emilio Carranza – Madero y 24” Zaragoza – Carrizos L2, derivado de las inspecciones, se atendieron 113 indicaciones de integridad inmediata en el resto de los tramos. Se iniciaron las corridas de limpieza y equipo geómetra en el tramo 30” Nuevo Teapa – Mazumiapan L1.

En cuanto a la rehabilitación del Oleoducto de 30” D.N. Nuevo Teapa -Madero-Cadereyta (Línea 1), actualmente se continúa con la rehabilitación de las indicaciones en el segmento Nuevo Teapa - Emilio Carranza con un avance total del 9.3% .

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

También se está realizando la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero - Cadereyta, Sector Madero, cuya conclusión se estima en septiembre de 2013 con un avance general del 73.9%.

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 encuentran concluidos los trabajos y se gestionan los proceso administrativos en cuanto a pagos para el cierre del contrato.

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 (Sectores Madero y Victoria), con un plazo de ejecución de 1,217 días naturales, se han realizado 1,101.3 mts de excavaciones; 497.9 mts de retiro de protección mecánica; 497.9 mts de limpieza a metal blanco; 497.9 mts de aplicación de cinta viscoelástica; 125 mts de cercado de excavaciones; 400 mts de tapado de excavaciones, se realizan 10 mts de soldadura envolvente en tubería de 24” D.N. para L-1. Con un avance general del 14.1%.

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 iniciará un nuevo proceso licitatorio en el año 2012, con fecha programada de entrega de bases de licitación para el 4 de mayo 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 Rios, se tienen programados los inicios de trabajos el 16 de julio de 2012.

Al cierre de marzo de 2012, el programa de mantenimiento preventivo al sistema de transporte por ducto se cumplió al 98% con la ejecución de 21,891 órdenes de servicio.

En cuanto a instalaciones portuarias, en la Terminal Marítima Pajaritos se concluyeron 3 tanques de la gestión 2009 de los cuales 1 fue entregado a operaciones y 2 se encuentran en etapa de recepción; y se ejecutan 9 tanques de la gestión 2010, con un avance estimado de 87%, que representan una capacidad de almacenamiento de 1,425 MBLS. Asimismo se ejecuta la rehabilitación de tuberías del rack intercomplejos con inicio en 2011 y terminación en 2012, con un avance del 97%.

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 y en etapa de contratación las Envolventes No Metálicas en circuitos de proceso de la Terminal Marítima Pajaritos, para iniciar trabajos en el 2012.

En la Terminal Marítima Tuxpan, se concluyeron y entraron a operación 3 tanques de la gestión 2010, que representan una capacidad de almacenamiento de 220 MBLS. Además el 29 de febrero de 2012 se inicio la Restauración General del TV-104 con una capacidad de 200 MBLS, con un avance del 17.7%.

En la Terminal Marítima Salina Cruz, se ejecutan 3 tanques con inicio en el 2011 y terminación en el 2012 con un avance del 74%, que representan una capacidad de almacenamiento de 197 MBLS.

De la construcción del Muelle de La Paz, en Baja California Sur; se formalizó contrato entre PR e Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V., para llevar a cabo el servicio de licitación de la contratación y supervisión de la obra. Se licitó la obra y se asignó el contrato, en el mes de mayo de 2011, actualmente se encuentra en ejecución y se realizan trabajos de construcción de pilotes de concreto armado y obra metalmeccánica, con un avance estimado del 9.3%.

## ➤ 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 están programados para realizarse en el primer semestre y 65 en el segundo semestre. Al cierre del mes de marzo, se han iniciado los trabajos para la realización del mantenimiento de 5 TV's, el resto 43, están programados para ejecutarse en el periodo abril-junio. Todo lo anterior queda sujeto a la disponibilidad presupuestal que reciban las Terminales

## ➤ 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 marzo de 2012 el avance global de la fase de gasolinas (IPC), que incluye tres paquetes, es del 49.7%.

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 del 2010; Al mes de marzo de 2012, se tiene un avance físico realizado de 48.7%.

Para este paquete se han implementado diversas acciones para abatir el retraso que se tiene, como: la reprogramación de los documentos de ingeniería pendiente de emitir, dando prioridad a las actividades de ingeniería de acuerdo a las necesidades del proyecto y de la construcción en particular; revisión y autorización a finales del mes de diciembre de 2011 por parte del Área jurídica, de los convenios modificatorios para adecuaciones a los anexos 12 y 15 del contrato por la reprogramación de la llegada a sitio de los catalizadores, para ambas refinerías, dicha reprogramación no afecta el monto ni la terminación del contrato.

En el primer trimestre del 2012, se continuó con la revisión de estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua, incrementando el personal en la fase de ingeniería y reprogramándose la emisión de la documentación que está pendiente, priorizando las disciplinas civil y tuberías. Así mismo, 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 del 2009; Al mes de marzo de 2012, se tiene un avance físico realizado de 66.7%.

Para la refinería de Cadereyta se aprobó el convenio de ampliación en monto por 47 millones de pesos derivado de trabajos adicionales no considerados en el alcance del contrato original. Para ambas refinerías se aprobaron en el mes de noviembre y diciembre de 2011 los dictámenes por parte del área jurídica para la formalización de los convenios modificatorios por la reprogramación en la fase de Procura, derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, sea tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación. Ésta reprogramación no afecta la terminación ni el monto del contrato.

Para Madero en este trimestre de 2012 se reprogramó 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. En espera la aprobación del Área Jurídica para la formalización del convenio.

Para Cadereyta se tiene pendiente la formalización del convenio de ampliación de monto en la parte de precios unitarios derivado de trabajos adicionales no contemplados en el alcance original del contrato (101 millones de pesos). El dictamen se encuentra en la Gerencia de Contratos de Pemex, mismo que se libera en el mes de abril.

Para el tercer paquete, correspondiente a las refinerías de **Minatitlán y Salina Cruz**, el fallo se dio el 25 de febrero de 2010 a favor de la Cía. ICA Fluor Daniel, firmándose los contratos el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días, estimándose terminar el 22 de octubre de 2013. Las obras se iniciaron el 12 de abril del 2010; al mes de marzo de 2012, se tiene un avance físico realizado de 36.8%.

En Minatitlán, ICA Flúor incrementó personal para la construcción de cimentaciones profundas, principalmente para equipos no críticos; la Contratista presentó su propuesta de reprogramación para la fase de Precios Unitarios por cambio en la trayectoria del rack de desfogue de hidrocarburos, entrega del tanque TV-702 y entrega de las instalaciones del CADI y para la parte de Precio Alzado por la reprogramación de la fase de procura derivado de la recomendación del tecnólogo CDTECH para que la llegada a sitio de los CD Modules y Catalizador, se reprogramen tres meses antes de la terminación mecánica para evitar su degradación, al respecto, Pemex lleva a cabo la revisión y trabaja en la preparación del dictamen técnico. El pasado 6 de diciembre la Subdirección de Administración

Patrimonial liberó el área del CADI existente, donde se construirá la URA, ICA Flúor iniciará los trabajos de desmantelamiento; adicionalmente, se 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 Salina Cruz en el primer trimestre del 2012, la contratista incrementó personal de ingeniería para acelerar la emisión de documentos en Rev. APC de la especialidad civil, principalmente; asimismo incrementó el equipo de perforación de pilas para recuperar el avance. Igualmente, se preparó el dictamen técnico para reprogramar 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.

**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 primer 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: En el mes de diciembre de 2011 el IPN inició el desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida para las seis refinerías, concluyéndose la de Cadereyta y Madero, el 31 de marzo de 2012.
- Acondicionamiento de Tanques en las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz: Se llevó a cabo la contratación para el desarrollo de la Ingeniería FEED con COMIMSA en el mes de noviembre de 2011, al 31 de marzo se encuentra en revisión dicha ingeniería.
- Adquisición e instalación de turbogeneradores de las refinerías de Madero y Cadereyta: Se formalizó el contrato con la UNAM e integró el expediente para los estudios de Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular (MIA-P) y de Riesgo Ambiental (ERA). Al 31 de marzo, se trabaja en la revisión y actualización de la ingeniería y adecuación de las bases de licitación.
- Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula: En 2011 se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica extendida por parte del IMP. Se integra el expediente para el aviso del "No Requerimiento de Impacto Ambiental". Actualmente, se efectúa la revisión del paquete técnico de licitación.

- Sistema de Recuperación de Condensado en Salamanca: En 2011 concluyó el desarrollo de la ingeniería básica conceptual por parte del IPN. Actualmente, se integra el expediente para exención al Manifiesto de Impacto Ambiental.
  - 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: En el primer trimestre de 2012 se elaboraron los términos de referencia para la solicitud de cotizaciones para el desarrollo de la ingeniería básica extendida. Se está a la espera de las propuestas con la intención de que la ingeniería esté desarrollada a finales del mes de julio del 2012.
  - Reconversión de la Torre CDHydro (columna de destilación e hidrodesulfuración) a Depentanizadora en Madero: En 2011 se integró la documentación y se envió al COPCC (Coordinación Operativa del Proyecto Calidad de Combustibles) para sus comentarios. Se ingresó el expediente a SEMARNAT para resolutive de modificación al proyecto. En el primer trimestre del 2012 se elaboraron los términos de referencia para el desarrollo de la ingeniería básica extendida y se procede 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 trimestre del año llevar a cabo el proceso de asignación y contratación.
- **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 trimestre del 2012, se muestra en el siguiente punto.

➤ **18. Racionalizar estructuras**

La DCA incluyó en la Agenda Laboral con el STPRM, el programa de reorganizaciones, que contempla la modificación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, la estructura sindicalizada del Sistema Nacional de Ductos y la reestructuración de las Terminales de Almacenamiento y Reparto, con lo cual se busca optimizar las estructuras y reubicar al personal adscrito a

instalaciones fuera de operación. Al mes de marzo 2012, se tienen los siguientes avances:

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

La Subdirección de Recursos Humanos, ha coordinado con STPRM el desarrollo de una propuesta que incluye acciones de productividad para el modelo de operación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación, que permitirán optimizar su funcionamiento, particularmente se prevé aplicar conceptos del modelo en la estructura de una refinería y continuar los trabajos para las restantes. Dicha propuesta se encuentra en revisión por un grupo mixto Sindicato y Empresa.

### **Sistema Nacional de Ductos**

Se cuenta con resultado de estudios de cargas de trabajo en áreas administrativas de las Subgerencias de Transporte por Ducto Norte y Golfo, se detectaron áreas de oportunidad en la primera para el redimensionamiento de la plantilla sindical. Se cuenta con el avance en 11 de los 16 Sectores de Ductos, respecto del análisis de requerimiento de fuerza de trabajo para sus estaciones de bombeo y rebombeo, quedando pendiente el presentar en el segundo trimestre los resultados técnicos por parte de la línea de negocio a fin de que recursos humanos valide la propuesta de estructura.

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

Se continúa con una estructura temporal en el Centro de Reparaciones Navales (CRN) con la modificación de jornada de 737 plazas sindicalizadas que permiten laborar a dos turnos por día, con resultados favorables de ahorro por concepto de tiempo extra. Se continuará con la segunda etapa de concertación para separar como centro de trabajo independiente a dicho CRN de la Terminal Marítima Madero a la cual se encuentra adscrito.

### **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 2011, se concertó y aplicó la estructura sindical de las Terminales de Almacenamiento Zapopan, El Castillo y Puebla.

Durante el último bimestre del 2011, se concertó el Convenio Administrativo Sindical para modificar la estructura ocupacional de la Terminal Mazatlán, mismo que se encuentra en aplicación al primer trimestre de 2012.

## ➤ **19. Desarrollo de personal**

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

Para el año 2012, se tiene programado, y sujeto a la asignación presupuestal, impartir cinco eventos de semilleros, tres en las refinerías de Salina Cruz, Minatitlán y Tula, uno para la Subdirección de Almacenamiento y Reparto en el área norte y otro en la Subdirección de Distribución, en la parte del pacífico del país.

Para este año, 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.

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

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

El Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX resume los retos y necesidades tecnológicas vinculadas a las estrategias del Plan de Negocios. Este documento se utiliza para alinear a la estrategia del negocio las carteras de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico (IDT) inscritos en los dos fideicomisos creados para el impulso de la investigación, desarrollo y asimilación de tecnología, en los que actualmente tiene participación PR:

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

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

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.

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

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

Durante el primer trimestre de 2012, se mantuvo el esfuerzo en el proceso de implantación del sistema Pemex SSPA en los Centros de Trabajo con instalaciones industriales.

A marzo de 2012 se consiguió un valor global de 94.2% en el Índice de Actos Seguros, como resultado de la práctica de 117,545 Auditorías Efectivas realizadas, en las que se observaron a 1,089,519 personas trabajando en el momento de realizarlas, identificándose 106,565 actos inseguros, destacando 1,492 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 98%, el de calidad se encuentra en 97%, índice de comunicación en 67% y el de cumplimiento en 60.

Las emisiones de SOx del Organismo pasaron de 5.9 ton/Mton de proceso de crudo en 2005 a 4.1 en el periodo enero-marzo 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-marzo de 2012 destaca el cumplimiento normativo de cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, excepto en la refinería de Madero, en la cual la recuperación de azufre no se ha llevado a cabo de forma constante, sin embargo, se realizaron las notificaciones correspondientes a la PROFEPA.

## ➤ 22. Automatización y control de procesos

Se encuentran en ejecución los contratos de Adquisición de Hardware, así como Software y Servicios de Desarrollo para Centros de Control, formalizado con el proveedor Telvent Canadá Ltd., a través de la filial Integrated Trade Systems, Inc. (ITS), para la Implantación del sistema SCADA de PR.

Al cierre de marzo, el avance físico de los contratos es de 92.3% y de 61.2% respectivamente; se ha concluido la totalidad del desarrollo de desplegados en revisión 0 (400 desplegados de instalaciones de 7 Poliductos); se concluyó también la configuración de la base de datos en el sistema SCADA de 154 Instalaciones de los 7 Poliductos.

Se tiene programado realizar la segunda fase de pruebas en fábrica (FAT) de los diferentes subsistemas del SCADA y la aplicación para la administración de la medición SITRAC-LMAS, actualmente en desarrollo.

Al cierre de marzo se tienen 130 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                  | 20         | 10                           |
| Poliducto Minatitlán - Azcapotzalco 12"-20"-16" Ø          | 48                  | 38         | 9                            |
| Poliducto Cadereyta – Satélite 18" Ø                       | 6                   | 6          | 3                            |
| Poliducto Salamanca – Guadalajara 16" Ø                    | 20                  | 18         | 7                            |
| Poliducto Tula – Salamanca 16" Ø                           | 22                  | 16         | 9                            |
| Poliducto Tula – Toluca 16" Ø                              | 11                  | 11         | 7                            |
| Poliducto Salamanca – Leon – Ags. – Zacatecas 8"-10"-12" Ø | 23                  | 21         | 9                            |
| <b>Total</b>   | <b>154</b>          | <b>130</b> | <b>54</b>                    |

En cuanto a equipamiento de Centros de Control, durante el mes de abril de 2012 se recibirán las consolas de operación y soportes del sistema de proyección del Centro de Control Alternativo.

La siguiente tabla describe de manera general el avance del proyecto.

| Concepto                 | % Avance |
|--------------------------|----------|
| Hardware y Software      | 98.84%   |
| Desarrollo de Ingeniería | 91.26%   |
| Cursos de Capacitación   | 23.97%   |

|                                       |         |
|---------------------------------------|---------|
| Desarrollo del sistema y Aplicaciones | 89.65%  |
| Pruebas FAT                           | 80.00 % |
| Puesta en Operación                   | 2.26%   |

En ejecución el contrato con la filial de PEMEX, 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 marzo del 2012, el avance físico de este contrato es de 16.9%. En abril se iniciaron los trabajos en el Centro de Control Alterno (CCA) de Azcapotzalco, contando a la fecha con el estudio de mecánica de suelos y estudio topográfico y se tiene programado el inicio de la fase de construcción para la segunda quincena del mes de Mayo.

El Centro de Control Principal tiene un avance real del 69% con plazo estimado de terminación a junio 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 PR; al cierre de marzo se cuenta con el 100% de los levantamientos de campo programados y se inició el desarrollo de la Ingeniería APC.

Los avances físicos de los proyectos SCADA 7 Poliductos y SCADA 47 Ductos al primer trimestre de 2012, son del 77.14% y 14.7% respectivamente. Conforme a la ponderación por monto de inversión, el avance global del proyecto SCADA al mes de marzo de 2012 es de 48.3%.

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

- Se recibieron la totalidad de los bienes amparados en las IT Orders para suministro de Hardware (PLC's, Servidores, estaciones de trabajo, gabinetes, switches, etc.) de 7 Terminales, formalizados con fecha 19 de noviembre de 2010. Estos contratos fueron adjudicados a Telvent Canadá mediante el contrato preparatorio de Tecnología de información que se tiene con ITS.
- Derivado de que se declaró desierta la Licitación Pública Internacional No. P0-LI-917-010 para la contratación de bienes y servicios para la "Actualización y estandarización de la instrumentación y equipos de control de campo de siete SIMCOT's y siete Sistemas Integrales de Control Contra incendio (SICCI)" en TAR's de la Gerencia de Almacenamiento y Reparto Centro, en la que se

adquirirían equipos necesarios para que la compañía Telvent Canadá LTD desarrollara parte de los servicios contratados en los pedidos 522-CS-0-00084, 073, 077, 080, 074, 083, 087; se procedió a realizar las gestiones necesarias ante la GRM e ITS suspendiendo temporalmente la ejecución de estos pedidos del 19 de enero 2011 al 29 de agosto 2011.

- Se inició por segunda ocasión Licitación Pública Internacional P1LI025002, concretándose la contratación el 24 de agosto 2011 con un plazo de 270 días; iniciando el 25 de agosto 2011. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución.
- Para las partidas 1, 2, 3, 4, 5, 10, 11, 12, 13 y 14 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 y actualmente se encuentra en proceso de asignación del contrato

- Se encuentra en proceso de preparación el 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, teniendo por consiguiente un monto total de inversión de \$227.7 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 Sistemas de Medición de las Terminales de Almacenamiento y Reparto (SIMCOT) y los Sistemas Integrales de Control Contra Incendio (SICCI).

### ➤ **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-marzo 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 primer trimestre de 2012 se validaron los entregables del paquete de acreditación del proyecto DUBA Cadereyta y se concluye el dictamen del perito externo.

En el primer trimestre de 2012 se identifica en la información preliminar obtenida de IPA y perito externo elementos que refuercen la justificación de la necesidad de mejorar nuestras prácticas y competencias en administración de proyectos para poder así mejorar resultados. Asimismo, se preparan guías complementarias al SIDP para facilitar su implantación.

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

El modelo institucional (SIDP) establece la obligatoriedad de preparar un paquete de entregables para su acreditación en tres compuertas previas al inicio de la ejecución. Dicho paquete incluye un Plan de Ejecución de Proyectos, en el cual se establecen las estrategias de ejecución tanto para la fase de definición del proyecto, como para las de construcción, pruebas, recepción y puesta en marcha.

Asimismo, debe contener las estrategias de control durante su ejecución del alcance, costo, programa, procura, calidad, seguridad y protección ambiental.

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

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

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

En el primer trimestre de 2012 se analiza la información preliminar obtenida de IPA y perito externo, que nos permita proponer ajustes y calibrar los modelos actuales, y alinearlos con los de las mejores prácticas de la industria.

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.

- 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 todas las áreas involucradas del Corporativo y de PR.

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el primer trimestre de 2012 se analiza la información preliminar 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.

# Pemex Refinación

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

### Pemex Refinación

Periodo: Enero-Marzo 2012

| Indicador  | Unidades   | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción (a) | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO ene-mar (3) | Desviación <sup>(*)</sup> (1) vs (2) | Desviación <sup>(*)</sup> (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |         |      |   |      |    |      |              |
|--|------------|------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|---------|------|---|------|----|------|--------------|
| Proceso de crudo   | Mbd        | 1 y 6                  | 1                     | 99%                            | 1,194.4                 | min<br>1,380                | 1,231.0                         | -15.6%                               | -6.6%                                | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 2                     | 51%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 3                     | 26%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 4                     | 5%                             |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Rendimientos de destilados del crudo ( gasolina, diesel y turbosina) | %          | 1, 6 y 17              | 1                     | 99%                            | 65.1                    | min<br>67                   | 65.2                            | -3.9                                 | -0.4                                 | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 2                     | 51%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 3                     | 26%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 4                     | 5%                             |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 20                    | 12%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Costo de transporte  | \$/t-km    | 2                      | 7                     | 79%                            | 0,1750                  | na                          | 0,1777                          | na                                   | 1.5%                                 | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 8                     | 100%                           |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 9                     | 100%                           |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 12                    | 10%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 14                    | 70%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Productividad laboral en refinerías                                  | PE/100KEDC | 3                      | 18                    | 41%                            | 194.7                   | 221.1                       | 221.1                           | 11.9%                                | 11.9%                                | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 19                    | 57%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Gasolina UBA producida /gasolina total producida                     | %          | 4                      | 16                    | 30%                            | 18.5                    | min<br>15                   | 23.6                            | 0.5                                  | -5.5                                 | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 20                    | 12%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Diesel UBA producido/diesel total producido                          | %          | 4                      | 16                    | 30%                            | 21.2                    | min<br>16                   | 18.7                            | -3.8                                 | 1.3                                  | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 20                    | 12%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Utilización de la capacidad de coquización                           | %          | 17                     | 2                     | 51%                            | 77.3                    | na                          | 74.1                            | na                                   | 3.2                                  | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
| Índice de frecuencia de accidentes                                   | Índice     | 5                      | 21                    | 56%                            | 0.81                    | min<br>0                    | 0                               | 19.0%                                | 19.0%                                | Aceptable               |         |      |   |      |    |      |              |
| Índice de Intensidad Energética                                      | Índice     | 18                     | 5                     | 20%                            | 134.8                   | 122                         | 126.0                           | -10.5%                               | -7.0%                                | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 6                     | 11%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente               | %          | 18                     | 13                    | 26%                            | 70.7                    | 77.0                        | 75.3                            | -6.3                                 | -4.6                                 | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
| Participación de los diferentes medios de transporte                 |            | 20                     | 7                     | 79%                            | 59.5                    | ≥=59                        | ≥=59                            | 0.5                                  | 0.5                                  | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 8                     | 100%                           |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 9                     | 100%                           |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        | 10                    | 30%                            |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Ductos   | % ductos   | 20                     |                       |                                | 30.6                    | ≥=33                        | ≥=33                            | -2.4                                 | -2.4                                 | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
| Buquetanque  | % B/T      | 20                     |                       |                                | 6.5                     | <=7                         | <=7                             | 0.5                                  | 0.5                                  | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
| Autotanque   | % A/T      | 20                     |                       |                                | 3.4                     | >=1                         | >=1                             | 2.4                                  | 2.4                                  | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
| Carrotanque  | % CT       | 20                     |                       |                                |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Días de autonomía de Pemex Magna en terminales                       | Días       | 20                     | 10                    | 30%                            | 2.6                     | na                          | 2.2                             | na                                   | 18.2%                                | Sobresaliente           |         |      |   |      |    |      |              |
| Días de autonomía de Pemex Premium en terminales                     | Días       | 20                     | 10                    | 30%                            | 4.2                     | na                          | 4.7                             | na                                   | -10.6%                               | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
| Días de autonomía de diesel en terminales                            | Días       | 20                     | 10                    | 30%                            | 2.8                     | na                          | 3.0                             | na                                   | -6.7%                                | Insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |
| Días de autonomía de crudo en refinerías                             | Días       | 20                     | 11                    | 53%                            | 5.4                     | 7.0                         | 4.4                             | -22.9%                               | 22.7%                                | Aceptable               |         |      |   |      |    |      |              |
| Avance en modernización de Sistemas de medición                      | %          | 21                     | 22                    | 34%                            | n.a                     | 100.0                       | na                              | na                                   | na                                   |                         |         |      |   |      |    |      |              |
|  |            |                        |                       |                                |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         | SIMCOT  | 20.0 | - | 20.0 | na | 0.0  | Suficiente   |
|  |            |                        |                       |                                |                         |                             |                                 |                                      |                                      |                         | SCADA 7 | 77.4 | - | 87.3 | na | -9.9 | Insuficiente |
| SCADA 47   | 14.7       | -                      | 16.9                  | na                             | -2.2                    | Insuficiente                |                                 |                                      |                                      |                         |         |      |   |      |    |      |              |
| Emisiones de SOx   | t/Mt       | 5                      | 21                    | 56%                            | 4.1                     | 3.1                         | 4.0                             | -32.3%                               | -2.5%                                | insuficiente            |         |      |   |      |    |      |              |

#### 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.

## Causas de las desviaciones y acciones correctivas

- **Proceso de crudo/ Rendimientos de destilados del crudo**

### Causas de desviación

- Cadereyta: ajuste a los programas de proceso y producciones de enero a marzo por desalojo limitado de combustóleo en el SNR.
- Refinería de Madero: ajuste de proceso enero, febrero y principios de marzo por altos inventarios de gasóleos de coker.
- Refinería de Minatitlán: retraso en puesta en marcha de plantas de reconfiguración.
- Refinería de Salamanca: ajuste al programa de proceso y producciones por baja demanda de combustóleo.
- Refinería de Salina Cruz: altos inventarios de intermedios en enero; falla de servicios auxiliares en febrero; y modificación a programas de mantenimiento.
- Refinería de Tula: Ajuste a los programas de proceso y producciones por modificación a programas de mantenimiento.

Además de los paros no programados ocurridos en el SNR.

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

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

- **Gasolina UBA producida / gasolina total producida**

### Causas de desviación:

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 salida de ambas en febrero 21 y 3 días respectivamente para FCC 1 y 2.

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

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

- **Índice de intensidad energética**

**Causas de desviación:**

- Insuficiente 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.
- Falla de equipos de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo, lo que reduce su eficiencia en casi 10 unidades.
- Altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento, 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 estabilización de las nuevas plantas de la Reconfiguración de Minatitlán, el incremento en la confiabilidad tanto del área de Fuerza y Servicios Principales como de las plantas de proceso, soportados en el Proyecto Pemex-Confiabilidad en las 6 refinerías del SNR, así como la implementación de los diversos proyectos sobre uso eficiente de energía y las iniciativas de bajo costo derivadas del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo (MDO) de PR, se pretende ir reduciendo la brecha paulatinamente de este indicador, lo cual se debe soportar mediante la gestión y otorgamiento en tiempo y forma de los recursos presupuestales.

- **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 0.5 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- La terminación de contratos de servicio del parque vehicular y su reactivación durante el mes de enero repercutió en el cumplimiento de los programas de traspaso de producto entre Terminales.

- Durante el mes de Febrero y Marzo los puertos en Houston y Tuxpan presentaron cierres por condiciones climatológicas adversas ocasionando retrasos de los BT's afectando principalmente a la Pemex Premium.
- En el mes de febrero se realizó el mantenimiento correctivo de la planta FCC-1 de la refinería de Cadereyta afectando la disponibilidad de gasolinas, ocasionando ajuste en la logística de importaciones de Premium para suministro desde Madero a Cadereyta.
- El incremento de la demanda de gasolina Pemex Premium hasta por un 12% promedio mensual ha impactado a la baja los inventarios de este producto, aunado al retraso de importaciones por el litoral del golfo y por la frontera norte.
- Durante este periodo se presentaron suspensiones constantes 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.
- Durante el mes de Marzo, en el litoral del pacífico, 4 BT's presentaron problemas con falta de lubricantes, ocasionando retrasos en la logística de los cabotajes.
- Durante la última semana del mes de marzo se presentó un paro de los transportistas a nivel nacional, lo que afectó el inventario de las terminales principalmente de aquellas que reciben su producto por medio de AT's.

#### **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 trasposos extraordinarios entre TAR's, adecuación en los programas de suministro por los distintos medios de transporte y ajustes a los requerimientos de importación.

- **Días de autonomía de Pemex Diesel en terminales**

#### **Causas de desviación:**

Se registró una desviación negativa de 0.20 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- La refinería de Cadereyta en el mes de enero presentó un retraso en los mantenimientos a las plantas Hidrodesulfuradora de Naftas U-400-1 y reformadora U-500-1.

- La terminación de contratos de servicio del parque vehicular y su reactivación durante el mes de enero repercutió en el cumplimiento de los programas de traspaso de producto entre Terminales.
- Durante el mes de febrero y marzo los puertos en Houston y Tuxpan presentaron cierres por condiciones climatológicas adversas ocasionando retrasos de los BT's de importación.
- Durante los meses de enero y febrero se presentaron altos inventarios de COPE en las refinerías de Tula y Salamanca ajustando el proceso esta última a 150 Mbd, este incremento en el COPE se debió principalmente a los problemas de salidas en la refinería de Salamanca hacia Manzanillo y en la refinería de Tula hacia Lázaro Cárdenas.
- El 21 de Enero de este año el Gasolinoducto de 10" Ø en el muelle de Progreso sufrió una fractura, lo que ocasionó dejar fuera de operación dicho sistema, teniendo que lotificar los 3 productos (Pemex Magna, Pemex Premium y Pemex Diesel) por el diesel ducto de 8" Ø, lo que ha retrasado de manera considerable, la descarga de los BT's que arriban al puerto para suministro a la TAR de Progreso.
- Durante este periodo se presentaron suspensiones constantes 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.
- El 13 de Marzo el BT Burgos presentó falla en su planta de gas inerte, motivando retrasos en la logística de los cabotajes del litoral del golfo.
- Durante el mes de marzo, en el litoral del pacífico, 4 BT's presentaron problemas con falta de lubricantes ocasionando retrasos en la logística de los cabotajes.
- Durante la última semana del mes de marzo se presentó un paro de los transportistas a nivel nacional, lo que afectó el inventario de las terminales principalmente de aquellas que reciben su producto por medio de AT's

**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 2.4 puntos porcentuales del transporte por buquetanque respecto a la meta se debe a:

- Se redujo el transporte de COPE por este medio, con motivo de la entrada en operación de la planta Coquizadora de Minatitlán y a la normalización del ciclo ferroviario hacia CFE-Manzanillo.
- Se incrementó el transporte por ducto, lo que modifica los porcentajes de participación de cada medio. Cabe señalar, que respecto a lo realizado en el año anterior, se incrementó el transporte por buquetanque.

#### **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 en ocasiones por factores externos (aumento o contracción de la demanda de productos) y los mantenimientos extraordinarios a las instalaciones y equipos.

Continuar con la optimización de la cadena de suministro.

#### **• Avance en modernización de Sistemas de Medición (SCADA'S)**

##### **Causas de desviación:**

- Retraso en el inicio de construcción de Centros de Control, por redefiniciones solicitadas por la DCTIPN.
- 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 7: Se inició la construcción del centro de control alternativo en marzo con plazos recortados al programa original. Se tramita convenio de ampliación.
- SCADA 47: La contratista reforzó a su equipo de trabajo; en tanto que por parte de PEMEX, se integró un grupo de trabajo multidisciplinario que acelere la revisión de los entregables correspondientes.

#### **• Emisiones de SOx**

##### **Causas de desviación:**

- Desde mediados de febrero está fuera de operación la planta TGTU de Madero, derivado de la salida de operación del compresor de la planta coquer.

- Falta de flexibilidad para el manejo de corrientes amargas y ácidas en la refinería de Minatitlán, se está evaluando la factibilidad de interconectar las líneas de carga de las plantas de azufre.

#### **Acciones correctivas o de mejora (21. Implantación del Sistema Pemex SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental)**

- Consolidación en la implantación del SSPA.
- Continuar con las rehabilitaciones de las plantas de azufre, TGTU y ajustes en infraestructura de plantas de proceso, de acuerdo con la norma NOM-148.

Acciones relevantes en el período:

**Refinería Minatitlán:** Se instaló filtro de carbón de 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 80% en la construcción de la nueva planta de azufre, se concluyeron los trabajos para la instalación de una 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, y se reporta mantenimiento preventivo de azufre 3.

#### **Indicadores con carácter informativo:**

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

Al primer trimestre del 2012, los sistemas de ductos reflejaron un incremento en el volumen total transportado de 453.6 millones de toneladas kilómetro respecto al mismo lapso de 2011, como resultado del incremento en el movimiento de crudo por el orden 375.7 millones de toneladas kilómetro y el incremento en el movimiento de petrolíferos por el orden de 77.9 millones de toneladas kilómetro, esto debido principalmente a que la refinería de Salamanca incrementó su programa de proceso de crudo, por lo consiguiente aumentó la entrega de productos terminados en ésta.

Así mismo, los sistemas de poliductos, reflejaron un incremento en el volumen transportado de petrolíferos del 0.8% respecto al mismo lapso de 2011, derivado del incremento del 3.1% en el movimiento de gasolinas, 7.8% en el movimiento de turbosina, 5% diesel, así mismo se presenta un decremento en el transporte de combustóleo de 20.7%, así como 25.7% en otros. Dicho incremento obedece principalmente a los incrementos en los poliductos Tuxpan – Azcapotzalco de 24” con gasolinas (Magna y Premium UBA) y Frontera – Juárez de 10” con Magna y los ajustes de producción a alza de Turbosina en Refinería Tula, por lo que disminuyó la oferta de diesel UBA, lo que originó mayor entrega por Turbosinoducto Azcapotzalco – ASA 8” y el poliducto Puebla - CPI – Azcapotzalco 12” con diesel

UBA; en el caso de combustóleo fue por la disminución de los bombeos por baja disponibilidad de este producto en refinería Minatitlán, debido a la reconfiguración de la misma con la entrada en operación de la planta coquizadora.

- **Volumen total transportado**

Durante el periodo enero-marzo 2012, se transportaron un total 18,213 millones de toneladas kilómetro de crudo y productos petrolíferos; de los cuales, el 59.5 por ciento se distribuyeron por ducto, 30.6 por ciento por vía marítima, 6.5 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 4.1 por ciento en el volumen total transportado, explicado principalmente por el incremento de 2.1 por ciento en el transporte de crudo y 2.0 por ciento en el transporte de petrolíferos.

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

#### **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**

##### **I.-Ampliación en Infraestructura**

Al cierre de marzo 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 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 primer trimestre de 2012 de 87%, 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 gas LP 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 81%.

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.

## **II.-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 1er trimestre de 2012 es de 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%.

Para 2011 se programó inicialmente la sustitución y modernización de tableros de baja tensión y de distribución principal de la sala de generación eléctrica. Así como la sustitución de los transformadores trifásicos de baja tensión en las Subestaciones Eléctricas. Estas actividades ya no se consideraron en el Ciclo de Planeación 2011 y 2012 por el acotamiento presupuestal y la evaluación del horizonte del proyecto. Actualmente se está trabajando para que estas actividades sean incluidas dentro del nuevo proyecto del Ciclo de Planeación 2013 y así tramitar su registro ante la SHCP y realizar su ejecución en 2014.

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

El proyecto para la construcción de 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 marzo de 2012:

#### Generación:

- Continúan los trabajos de construcción de los edificios: administrativos y almacenes.
- Continúa el ensamblado de internos de los recuperadores de calor de las unidades 1 y 2.
- Concluyó el montaje de los generadores eléctricos de las unidades 1 y 2.
- Continúan las actividades de soldadura en distintos componentes de los recuperadores de calor.
- Continúa la construcción de los ductos eléctricos, con un avance del 97%.
- Concluyó el montaje de la chimenea de salida de gases del recuperador de calor en las unidades 1 y 2.
- Concluyó el montaje de tubería de interconexión de los recuperadores de calor en las unidades 1 y 2.
- Concluyó el armado de los tanques de agua desmineralizada/condensado A y B.
- Continúan los trabajos de obra civil del camino de acceso, vialidades y terracerías, así como la instalación del drenaje pluvial de la subestación eléctrica de la Central de Cogeneración.
- Concluyó la actividad de limpieza al sistema de aceite en la turbina de la unidad 1.
- Inició la instalación de medidores de gas tipo ultrasónico en el sistema de suministro de Gas Combustible.
- Terminaron las actividades de perforación, habilitado y colocación de acero de refuerzo, colado de pilas con concreto para poder cimentar las bases de los pórticos de la nueva ruta del Rack de Entrega.

#### Integración

- Concluyó el montaje de traveses de amarre y colados para rigidizar los pórticos.

- Concluyó la cimentación superficial del rack de cogeneración y continua el montaje de estructuras en el rack de cogeneración y en el de integración.
- Continúan las actividades de montaje, soldadura y radiografiado en la tubería de los circuitos de agua desmineralizada, agua de servicios y gas combustible.
- Concluyeron las actividades de trazo, nivelación, corte y demolición de losa de piso, excavación, descabece de pilas, colado de plantilla, habilitado y armado de acero en cimentación del Patín de Medición de Vapor de Alta Presión.

## **Sistema de Transmisión**

### **Subestaciones**

- S.E. Cactus Switcheo: continua con las siguientes actividades: afine de talud en camino de acceso, colocación de concreto premezclado en el camino de acceso a la subestación, colocación de banco de ductos, registros eléctricos y tendido de cable para alimentación del alumbrado perimetral sobre el camino de acceso principal de la subestación y sobre la barda perimetral del lado oeste; aplicación de pintura en muros en el exterior de la caseta, instalación eléctrica de la caseta. Se inició con la construcción del muro para protección del tinaco en la losa de azotea y se continúa con la impermeabilización en la losa de azotea del Edificio SF6 y de la losa de azotea, en la caseta de control.
- S.E. Reforma: se concluyó con las pruebas de puesta en servicio de la SE Reforma, estando en espera de la definición de la fecha de energizar por parte del área operativa.
- S.E. Tamulté Maniobras: concluyó la construcción del sistema de drenaje pluvial, la interconexión del banco de baterías, se realizan pruebas del banco de baterías y el llenado de las baterías con ácido, se inicia con la configuración y programación de las rutinas de los equipos de protección y control en equipos dentro de la caseta de control de la subestación como parte de las pruebas preoperativas.

### **Líneas de Transmisión:**

- L.T. Cactus Switcheo-Nuevo Pemex: obra concluida el 19 de mayo de 2011, en espera de su puesta en marcha.
- L.T. Cactus Switcheo-Tamulté: se tiene avances de cimentaciones del 18%, en montaje 14% y 74.12% en tendido de cable con fibras ópticas. En la revisión de estructuras se tiene 36.47%. En el tramo subterráneo se tiene al 100% la obra civil y electromecánica.
- L.T. Cactus Switcheo-Tamulté Maniobras: avance de 100% en los conceptos de: cimentaciones, montaje de estructuras, tendido de cable conductor, tendido de cable de guarda, construcción de obra civil y electromecánica del tramo subterráneo. Avance del 65.95% en revisión de estructuras.

- L.T. Cactus Switcheo entronque Cárdenas II-Villahermosa Poniente: cuenta con avances del 100% en cimentaciones, montaje de estructuras, tendido de cable conductor y cable de guarda. Avance del 83.64% en revisión de estructuras.
- L.T. Cactus Switcheo-Reforma: esta línea tiene al 100% los avances de cimentaciones, montaje, tendido de cables y de cable de guarda con fibras ópticas en su tramo aéreo. Está en proceso la realización de pruebas, y se encuentra concluida la interconexión subterránea con la SE Cactus-Switcheo.
- L.T. Reforma entronque Km. 20-Mezcalapa: se cuenta con avance del 100% en: cimentaciones montaje de estructuras, tendido de cables y del 50% en la revisión de estructuras.
- L.T. Tamulté Maniobras entronque Km. 20-Samaria: se cuenta con avance del 100% en cimentaciones, 94.12% en montaje de estructuras y tendido de cables.

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

El 20 de octubre de 2010, el prestador del servicio notificó a Pemex Gas la terminación del evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Pemex Gas 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 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 2 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 continúa en espera de la información soporte por parte del Proveedor para el análisis de procedencia.

## **Fenómenos Meteorológicos en Colombia**

El 3 de mayo de 2011, ACT solicitó a Pemex Gas 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 la finalización de este evento; todos los transformadores se encuentran en sitio. Al cierre del primer trimestre de 2012, Pemex Gas está en espera de la información soporte por parte del Proveedor para el análisis de procedencia.

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

Al primer trimestre de 2012, el Proyecto de Cogeneración en Nuevo Pemex presenta un avance físico real del 96.1%. Comparado con el 97.0 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 95%, y un avance global acumulado del proyecto del 98%. 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 se encuentra en etapa de pre-arranque.

### **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 69%.

| <b>Cuadro resumen de los libramientos</b>                 | <i>Avance físico real %</i> |
|---|-----------------------------|
| 1.-Construcción Libramiento de Jalapa (proyecto integral) | 87.0                        |
| 2.-Construcción Libramiento Morelia                       | 98.0                        |
| 3.-Construcción Libramiento el Durazno                    | 100.0                       |
| Avance Global % avance=(285/300)*100                      | 95.0                        |

Al primer trimestre de 2012, el avance global de los tres libramientos es del 95%.

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

Este proyecto se contempló desarrollarlo en tres fases 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 primer trimestre de 2011, el estatus de cada fase es la siguiente:

- La fase I está concluida al 100%, inició en 2005 y concluyó en 2006, contempló los tramos de Estación 2 caseta exportación a Los Herrera, con una longitud de 119 Km.
- La fase II está concluida al 100%, inició en 2008 y concluyó en 2009, contempló los tramos de 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., este proyecto inició la segunda licitación el día 6 de octubre de 2011, habiéndose adjudicado el contrato el día 4 de enero de 2012. La ejecución de los trabajos se inició el 24 de febrero de 2012, con un periodo de ejecución de 365 días.

Al primer trimestre de 2012, el avance global de las tres fases es de 53%; mismo que se mantendrá hasta que se genere un avance representativo.

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

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

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

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

El 31 de marzo de 2011 Pemex Gas recibió comentarios de la CRE a los LOCFSE, actualmente se llevan a cabo la revisión de dicho documento por parte de Pemex Gas.

El nuevo proyecto de TYCVPM de Gas Licuado de Petróleo acordado al interior de Pemex Gas 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. Con respecto a los (LOCFSE) estos fueron entregados por Pemex Gas 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 3 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 6 de octubre de 2011 que Pemex Gas 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, a marzo de 2012 se cuenta con un avance del 97% de convenios firmados; se realizará 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 9 clientes que no han firmado el convenio.

### **Directiva de Precios**

Debido a la extinción de los permisos de almacenamiento mediante planta de suministro de las instalaciones aledañas a los Centros Procesadores de Gas en Matapionche, Cactus, Poza Rica, Salina Cruz y Burgos, donde Pemex Gas sólo presta el servicio de entrega de gas licuado a clientes y no el de almacenamiento, la CRE resolvió no hacer modificaciones a la Directiva de Precios y aprobó los costos asociados a las tarifas del transporte de gas licuado, costos por terminal, que deberán utilizarse para la construcción del precio de venta de primera mano.

### **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 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, y Topolobampo, Sinaloa respectivamente.

En particular, a lo establecido en el Resolutivo PRIMERO de ambas resoluciones se establece que Pemex Gas 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. Al cierre del primer trimestre de 2012 se tiene un avance del 95% de la propuesta a ser entregada en el mes de abril.

## **➤ 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 en los Estados Unidos de América, así como lograr una mayor flexibilidad en las operaciones de comercio exterior.

Avances y actividades al primer trimestre de 2012:

- Se cerraron contratos con descuento de largo plazo para la importación que se realiza para cubrir la demanda nacional de gas natural.
- A finales del segundo semestre del 2011 se firmó la renovación del Asset Management Agreement con el gasoducto de Tennessee cuyo objeto es lograr la optimización de transporte; además, se trabajó en proporcionar una nueva propuesta de almacenamiento para 2011-2012. La propuesta se autorizó y firmó, de manera que la administración del servicio se dará en diferentes gasoductos y en diferentes puntos de entrega y de recibo.
- El 31 de marzo de 2012 se vence el Asset Management Agreement con Tennessee que vendía capacidad de transporte, y no se renovó para el periodo Abril – Octubre toda vez que la contraparte en E.U.A decidió no adquirir.
- Con respecto a las operaciones de flexibilidad operativa, para el periodo enero-marzo de 2012 se continúan manejando diariamente contratos de opciones físicas con el objeto de cubrir la demanda no programada y bajar los costos de las operaciones conocidas como “intraday”. El 31 de marzo se termina el contrato con EDF Norteamérica y se decidió no renovarlo debido a la menor utilización del mismo en las últimas semanas, derivado del incremento de las importaciones y la saturación de los puntos físicos.

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

A continuación se informa el avance al primer trimestre de 2012 de las actividades relacionada con mejorar las aplicaciones de Tecnologías de Información para la comercialización de gas natural y gas LP:

Con el fideicomiso para la Reposición de Activos de gas natural y gas LP se logró lo siguiente:

- Automatización de los documentos necesarios para la emisión de las notas de ajuste correspondientes para los clientes inscritos en el fideicomiso
- Creación de interface para la información proveniente del Fideicomiso

- Creación de herramienta de cálculo para depósitos de los clientes
- Incorporación de 170 clientes al esquema de reposición de activos
- Creación de un fideicomiso para la reposición de activos, al cual los clientes depositan y con base en esa información se crea una interface para la generación de las notas de ajuste correspondientes
- Publicación de una calculadora en el portal privado de los clientes de Pemex Gas para uso de aquellos clientes adheridos al esquema de reposición de activos
- Se realizó el reporte y el cálculo para determinar el monto a transferir al Fideicomiso de gas licuado.
- Se está trabajando en atender la resolución del Comité Técnico del Contrato de “Fideicomiso irrevocable de administración para actualizar la infraestructura para distribución de gas licuado de petróleo” Donde solicitaron:
- Implementar un margen de tolerancia para generación de notas de crédito para clientes adherentes
- Generar notas retroactivas para clientes que fueron dados de baja del fideicomiso cuya aportación haya estado dentro del margen de tolerancia del 5%
- Guardar información histórica para enviar reportes al la SENER relacionados con la administración del Fideicomiso

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

Los proyectos realizados para MGI Supply de forma consolidada, se pueden resumir en los siguientes:



- **Transport Allocation**

- Desarrollar una aplicación en R3-SAP para la asignación de compras en los diferentes contratos de transporte en base a sus capacidades, costos, rutas, etc.

- **Trading Application**

- Desarrollar una aplicación para capturar y administrar en R3-SAP las compras y ventas en base a los requerimientos y necesidades del Sistema Nacional de Gasoductos, de manera que mientras se está negociando por teléfono se pueda capturar de una manera muy sencilla la información.

- **Estabilizar y optimizar el uso de EDI (Electronic Data Interchange)**

- Directamente desde SAP se envía el resultado de la asignación de transporte “Transport Allocation” a través del EDI vía el “Adaptador NAESB” directamente al gasoducto americano, esto es de acuerdo a los estándares internacionales de la industria del gas natural.

Nota: En el resultado de la asignación se especifica cuanto gas se va a transportar del punto de origen a la frontera y por cual contrato

- **Mejoras al Adaptador NAESB**

El adaptador NAESB es un componente de Hardware y Software (computadora específica) con una interfaz interna que traduce los mensajes que contienen la información de las nominaciones de transporte internacional en código NAESB, que es información que sigue ciertos estándares para que los gasoductos americanos reciban la información de las nominaciones de transporte.

La caja negra tiene que utilizar los estándares NAESB para que el gasoducto reciba las nominaciones y envíe una respuesta rápida (Quick Response) al sistema de PGPB también utilizando esos estándares, donde confirma la recepción de esa información.



- Dentro de los estándares NAESB, se utilizan versiones, y en este proyecto, se reconfiguró la solución para estar en la última versión de NAESB. Cabe destacar que sólo MGI y un gasoducto americano la tienen implementada.

- **Activación masiva de “deals”**

- Se desarrolló otra aplicación para que la activación de todos los “deals” ya sea de compra o venta fuera de manera automática y pasaran directo de la aplicación “Herramienta de Trading” a la aplicación “Transport Allocation”.

Con todos los proyectos realizados para MGI Supply, actualmente se tiene una operación automatizada en donde se han logrado beneficios en tiempo.



Los beneficios obtenidos con esta serie de proyectos integrados son los siguientes:

- Reducción de tiempo
  - El proceso de “trading” y compras se redujo en tiempo y es más flexible
  - El proceso de asignación se reduce hasta más de una hora, permitiendo nominar en primer ciclo
  - Para hacer la nominación internacional se requería de 2 personas en 60 min., ahora la realiza una persona en 30 min.
  - Para la nominación nacional también se redujeron los tiempos
  - La verificación de “Cantidades Confirmadas” disminuyó de 4 a 2 horas
- Reducción de riesgos
  - Se elimina un sistema desarrollado en Ms Access el cual no contaba con los lineamientos de seguridad en la operación
  - Se evitaron cortes de nominaciones y de flujo de gas al optimizar el uso de las rutas primarias con reserva de capacidad garantizada
  - Se suprimió el uso de una hoja de Excel
  - Trazabilidad y transparencia en la operación
  - Se cumple con la regulación de la Ley Sarbanes-Oxley.
- Integración del proceso de negocio
  - Integración de los procesos de trading, nominación internacional y nacional, además del envío de las mismas y sus confirmaciones en el mismo sistema.

Como se puede observar en el portal público de Pemex Gas, las importaciones en promedio al mes de septiembre de 2011, son de aprox. 804 MMPCD (millones de pies cúbicos por día). Lo anterior implica que el realizar las nominaciones de esa cantidad de gas en tiempo y forma, es decir, utilizando las mejores rutas, contratos, capacidades, etc. y recibidas por el gasoducto antes de las 11:30 a.m. es una señal de garantía de suministro que es una de las premisas de servicios de Pemex Gas para sus clientes nacionales.

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

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

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

#### **En las Mejoras al Proceso de Pre-Flujo de la Subdirección de Ductos se logró efectuar diferentes validaciones en el sistema tales como lo siguiente:**

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

## Configuración de Centros Gestores para Gas Licuado y Petroquímicos Básicos

- Se realizó la configuración de nuevos centros gestores y se actualizaron de roles de negocio para la Subdirección de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos derivado de la aplicación de su reestructura organizacional. Se adecuaron 235 roles.

### Proyecto de Calidad del Gas.

Se logró la configuración de 52 puntos de calidad del gas en el sistema Event Management de SAP de tal manera que se pueden recibir notificaciones en tiempo real cuando existe algún evento de mala calidad que rebasa los límites de la norma en los puntos en donde existen los equipos:



Los puntos configurados fueron:

|                                 |                                    |                           |                    |
|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------|--------------------|
| 1 Kinder Morgan-Monterrey       | 14 Caseta Gral. Pajaritos          | 27 GIMSA-Reynosa          | 40 Avilés          |
| 2 Tetco                         | 15 Kinder Morgan-Reynosa           | 28 Ramones 36"            | 41 Paredón         |
| 3 Tennessee                     | 16 Mayacán                         | 29 Mezcla GIMSA-Monterrey | 42 Mendoza         |
| 4 Cempoala Norte                | 17 Santa Rosa                      | 30 Enterpris              | 43 El Castillo     |
| 5 Estación de Compresión Chávez | 18 City Gate 8" Puebla Xicoténcatl | 31 Cempoala Centro        | 44 El Blanco       |
| 6 Venta Carpio de 30"           | 19 J.D. Covarrubias                | 32 Cempoala Sur           | 45 Escobedo Baja   |
| 7 Venta Carpio de 36"           | 20 Apodaca 22"                     | 33 CPG Poza Rica          | 46 Escobedo Alta   |
| 8 Venta Carpio de 22"           | 21 Apodaca 24"                     | 34 Poza Rica 18           | 47 CPG La Venta    |
| 9 CPG. Burgos Plantas 1, 2, 3   | 22 CFE. Dos Bocas                  | 35 Poza Rica 48           | 48 Cd. Pemex       |
| 10 CPG. Burgos Planta 4         | 23 Mina Gas de Baja                | 36 Valtierra              | 49 CPG Cactus      |
| 11 CPG. Burgos plantas 5 y 6    | 24 Lomas del Real                  | 37 Venta Carpio 24        | 50 Pecosa Alta     |
| 12 CPG. Matapónche              | 25 CFE. Huinulá                    | 38 Venta de Carpio 18     | 51 Kilometro 100   |
| 13 Pajaritos Criogénica         | 26 FEND-Hermosillo                 | 39 Red Mondova            | 52 CPG Nuevo Pemex |

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

### Red contraincendio de Nuevo Pemex

Al primer trimestre de 2012 esta red presenta un avance físico de 70% (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: 93.0%.
- Sistemas de aspersion en planta de líquidos 3: avance de 99.6%.
- Sistemas de aspersion en planta criogénica 2, 3 y fraccionadora 1: avances de 97.9%, 30.5% y 96.0%, respectivamente.
- Sistemas de aspersion en Almacenamiento de producto (8 esferas): avance de 88.7%.
- En el Tanque de almacenamiento TE-1413, se tiene un avance de 96.9%.
- En los sistemas automáticos de control (SAAFAR), el avance en ingeniería es del 60%.

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 primer trimestre de 2012 de 56.0% (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 92.0%,
- planta criogénica 2, 15.1%,
- servicios auxiliares 1, 38.0%;
- servicios auxiliares 2, 86.0%,

- acueducto, 99.7%,
- cabezales principales, 66.0%,
- plantas endulzadoras de gas no. 3 y 4, con 79.0% y 69.0% 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 Cd. Pemex**

Con respecto a los sistemas de desfogue del CPG Ciudad Pemex, al mes de marzo 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 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 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.
- Se efectúa revisión del estado actual de quemador elevado TC-3101, para definir sus alcances en la nueva contratación.

- La Gerencia de Proyecto y Construcción de Pemex Gas y la DCO, acordaron actualizar el estimado de costo para la nueva contratación, mismo que formará parte de los documentos justificativos plurianuales 2012-2014 y de la solicitud presupuestal ante la SHCP.
- Adicionalmente, se elaboran los términos de contratación de obras y/o servicios mediante adjudicación directa y el modelo de contrato.
- La elaboración del documento de la justificación de excepción a la licitación pública, registró un avance del 80% a marzo 2012.

## ➤ **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 (CPGs) del Organismo, iniciando en mayo y concluyendo en julio de 2010.

En el mes de agosto de 2010 se impartió un curso de “formación de instructores de manejo defensivo” con la participación de todos los CPGs; 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 primer trimestre de 2012 se mantiene en 52%.

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

**Sistematización de los procedimientos de contratación.**

Derivado de la transferencia de las funciones de tecnologías de información al Corporativo, al 31 de marzo de 2012, el Sistema Integral de Información de Adquisiciones y Obras Públicas (SIIAOP) mantiene un avance del 40%, lo que ha generado un replanteamiento de los proyectos que requieren un alto grado de especialización para su desarrollo, entre los que se encuentra éste.

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

Cabe destacar que el Módulo de Recepción de Requerimientos (MRR), fue rehabilitado y actualizado con un nuevo formato y sistema operativo, lo que permite capturar los requerimientos de contratación al amparo de la Ley de Petróleos Mexicanos.

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.

En el mes de enero de 2012 la Subdirección de Suministros de la Dirección Corporativa de Operaciones de Pemex informó a este Organismo, de la adhesión y formalización a otro Contrato Preparatorio Nacional. Por lo que al término del primer trimestre, Pemex Gas se ha adherido a dos Contratos Preparatorios Nacionales.

Durante el primer 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 un proveedor, debido a que no presentó la actualización de la titularidad de los derechos exclusivos. De lo anterior resultó que al cierre del trimestre se tengan 65 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.

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

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

- Se llevó a cabo el taller de evaluación por puntos y porcentajes en la Cd. de México, con la participación de todas las Líneas de Negocio.

- Se llevó a cabo el taller de evaluación por puntos y porcentajes en la Cd. de Villahermosa, Tabasco.
- Se realizó un Taller con los temas de negociación de precios, ofertas subsecuentes, subsanación de errores y eventos promocionales por parte de la subdirección de suministros
- Plática con el Gerente de Recursos Materiales de PEP sobre la experiencia que ha tenido el Organismo en los temas de Negociación de precios, eventos promocionales, subsanación de errores y ofertas subsecuentes de descuento.
- Tanto en oficinas centrales, como en la Cd. de Villahermosa, Tab., se llevó a cabo la primera etapa de capacitación para 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) a los responsables de las líneas de negocio.

Al periodo que se informa, se ha contado con la participación de 63 asistentes, con lo cual se ha alcanzado ya el 18% de avance respecto del programa anual de capacitación.

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

Pemex Gas y Petroquímica Básica

Periodo: enero-marzo 2012

| Indicador   | Unidades             | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas       | % de Avance de cada acción (b)             | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO enero-marzo (3) | Desviación <sup>(1)</sup> vs (2) | Desviación <sup>(1)</sup> vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|---|----------------------|------------------------|-----------------------------|--|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs) | %                    | 1                      | 1<br>2                      | 100%<br>87.4%                              | 99.6                    | min<br>max                  | ---<br>99<br>100                    | -----                            | -0.4%                            | Aceptable               |
| Productividad laboral   | MMBtue/plaza ocupada | 3                      | 19<br>20<br>21              | 90%<br>100%<br>100%                        | 411.6                   | min<br>max                  | 388<br>413<br>363.2<br>386.4        | 0%                               | 7%                               | Sobresaliente           |
| Índice de frecuencia de accidentes  | Número               | 5                      | 7<br>8<br>9<br>14<br>16     | 53%<br>100%<br>100%<br>70%<br>52%          | 0.25                    | max                         | 1<br>0.1                            | -0.8                             | 1.5                              | Insuficiente            |
| Margen por unidad de energía comercializada   | \$/MMBtue            | 7                      | 4<br>10<br>11               | 96%<br>100%<br>100%                        | 16.6                    | min<br>max                  | 17.3<br>18.9<br>14.0<br>15.0        | -12%                             | 11%                              | Sobresaliente           |
| Gastos de operación por energía producida   | \$/MMBtue            | 22                     | 1<br>2<br>4<br>19           | 100%<br>87%<br>96%<br>90%                  | 2.8                     | min<br>max                  | 2.3<br>2.8<br>2.8<br>3.2            | 0%                               | -12%                             | Aceptable               |
| Recuperación de propano en CPG  | %                    | 23                     | 1<br>2                      | 100%<br>87.4%                              | 95.7                    | min<br>max                  | 95.3<br>96.8<br>96.1<br>97.0        | -1.1%                            | -1.3%                            | Insuficiente            |
| Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>1</sup>                            | \$/MMpc-km           | 25                     | 5<br>6<br>7<br>8<br>9<br>13 | 100%<br>95%<br>53%<br>100%<br>100%<br>100% | 0.22                    | min<br>max                  | 0.13<br>0.14<br>0.16<br>0.17        | 0.58                             | 0.30                             | Insuficiente            |
| Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>1</sup>                              | \$/Mb-km             | 25                     | 10<br>13                    | 100%<br>100%                               | 3.2                     | min<br>max                  | 2.05<br>2.31<br>3.0<br>3.5          | 38%                              | -10%                             | Aceptable               |
| Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames  | MMS\$/mes            | 26                     | 14                          | 70%  | 0.5                     | max                         | 0.1<br>0.1                          | 4                                | 4.3                              | Insuficiente            |
| Autoconsumos de gas <sup>2</sup>  | %                    | 26                     | 4<br>14                     | 96%<br>70%                                 | 5.2                     | min<br>max                  | 4.9<br>5.8<br>5.0<br>5.3            | -11%                             | -2.35%                           | Aceptable               |
| UpTime Sistema Nacional de Gasoductos   | %                    | 25                     | 5<br>6<br>7<br>8<br>9<br>13 | 100%<br>95%<br>53%<br>100%<br>100%<br>100% | 83.9                    | min<br>max                  | 74.8<br>83.4<br>82.5<br>84.5        | 1%                               | -1%                              | Aceptable               |

| Indicador  | Unidades                                 | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas       | % de Avance de cada acción (b)             | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO enero-marzo (3) | Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (2) | Desviación <sup>(1)</sup> (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|--|--|------------------------|-----------------------------|--|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Capacidad instalada de compresión  | HP                                       | 25                     | 5<br>6<br>7<br>8<br>9<br>13 | 100%<br>95%<br>53%<br>100%<br>100%<br>100% | 462,120                 | 550,460                     | 462,120                             | -16%                                 | 0%                                   | Aceptable               |
| Capacidad instalada de recuperación de licuables   | MMpcc                                    | 23                     | 1<br>2                      | 100%<br>87.4%                              | 5,712                   | 6,006                       | 5,712                               | -5%                                  | 0%                                   | Aceptable               |
| UpTime criogénicas   | %  | 23                     | 1<br>2                      | 100%<br>88%                                | 81.7<br>min<br>max      | 89.5<br>90.4                | 76.3<br>77.1                        | -9.6%                                | 6.0%                                 | Sobresaliente           |
| Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>3</sup> | %  | 1                      | 1<br>2                      | 100%<br>88%                                | N/A<br>min<br>max       | 88<br>90                    | 96<br>98                            | -----                                | -----                                | -----                   |
| Costo de mano de obra CPGs <sup>4</sup>  | \$/MMBtue producidos                     | 3                      | 19<br>20<br>21              | 90%<br>100%<br>100%                        | 2.05<br>min<br>max      | 2.41<br>2.54                | 1.9<br>2.2                          | -19%                                 | -7%                                  | Aceptable               |
| Emisiones de SO2 a la atmósfera  | Kg de SO2/Tn de S <sup>o</sup> procesado | 23                     | 1<br>2                      | 100%<br>88%                                | 28.6<br>Max             | 34                          | 39                                  | -16%                                 | -27%                                 | Aceptable               |
| Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>3</sup>  | %  | 2                      | 1<br>2                      | 100%<br>87.4%                              | N/A<br>min<br>max       | 100<br>115                  | 100<br>104                          | ----                                 | ----                                 | ----                    |
| Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG                                      | %  | 24                     | 13                          | 100%                                       | 5<br>Max                |                             | 0                                   |                                      | ----                                 | Insuficiente            |
| Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG                              | %  | 24                     | 13                          | 100%                                       | 10<br>Max               |                             | 0                                   |                                      | ----                                 | Insuficiente            |

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

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

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

Notas:

- 1.-El indicador relativo al costo de transporte diario de gas natural y gas LP corresponde al período enero-febrero, por no contarse con la información de cierre contable a diciembre 2012
- 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.

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

## Indicadores que dependen directamente del gas que entrega PEP

Enero-marzo 2012

| Indicador   | Unidades             | Valor del indicador |
|---|----------------------|---------------------|
| Capacidad criogénica Utilizada                    | %                    | 79.3                |
| Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas | MMpcd                | 4,366.4             |
| Producción de gas seco                            | MMpcd                | 3,708               |
| Producción de gas licuado                         | Mbd                  | 177.1               |
| Producción de etano                               | Mbd                  | 119.8               |
| Producción de gasolinas (naftas)                  | Mbd                  | 75.4                |
| Producción de gas seco por unidad procesada       | MMpcd/MMpcd de carga | 0.85                |
| Producción de gas licuado por unidad procesada    | Bd/MMpcd de carga    | 40.6                |
| Producción de etano por unidad procesada          | Bd/MMpcd de carga    | 27.4                |
| Producción de gasolinas por unidad procesada      | Bd/MMpcd de carga    | 17.3                |

### Situación de los Indicadores cuya calificación en el trimestre resultó Insuficiente

- **Recuperación de propano en CPG**

#### Causas de desviación

Este indicador se ubicó al primer trimestre de 2012 en un nivel de 95.71%, 0.71 puntos por arriba del estándar internacional para la recuperación de propano definido en 95%, y 0.29 puntos porcentuales por abajo del valor mínimo de la meta establecida por SENER (96.1 – 97.0). Esto debido a que durante este trimestre se presentaron problemas por ensuciamiento en el CPG Cd. Pemex y se dio limpieza al enfriador de carga y a los enfriadores del sistema de refrigeración de las plantas criogénicas 1 y 2 respectivamente, adicionalmente en el CPG Cactus la planta criogénica 1 presento

formación de hidratos en el sistema de refrigeración del 22 al 27 de marzo, lo cual afectó la eficiencia en la recuperación de propano.

### **Acciones correctivas**

Para continuar manteniendo la recuperación de propano dentro del rango de eficiencia recomendado, Pemex Gas ha programado para 2012, mantenimiento mayor a siete plantas criogénicas.

- **Índice de frecuencia de accidentes**

### **Causas de desviación**

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

1: Accidente en el CPG Nuevo Pemex el 7 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 lesionó 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 médica el 22 de abril de 2012.

No obstante que el índice de frecuencia obtenido a marzo de 0.25 se encuentra dentro de los valores históricos, Pemex Gas continúa realizando esfuerzos encaminados a disminuir la frecuencia de accidente, con el propósito de recuperar los niveles de excelencia en SSPA.

### **Acciones correctivas**

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, continuarán 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**

### **Causas de desviación**

Este indicador alcanzó un valor a marzo de 0.53 MM\$/Mes, 0.43 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-marzo.

El importe de los dos eventos ocurridos en febrero de 2012, fue de 0.04 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

### **Acciones correctivas**

Cabe mencionar que, si bien la edad promedio de los ductos de Pemex Gas 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 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 8,874 kilómetros de ductos para el año 2013. En este sentido, se cuenta con el programa de mantenimiento integral y certificación de ductos 2011 - 2013.

Actualmente se cuenta con 910 kilómetros con certificados vigentes.

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

### **Causas de desviación**

Para el periodo enero – febrero 2012, el costo promedio diario de transporte de gas seco se ubicó en 0.221 \$/MMpc-km, cifra 69 % superior a la pronosticada con el POT I, que fue de 0.131 \$/MMpc-km, debido a los siguientes aspectos:

- El volumen real (4,573 mmpcd), fue un 3.3% más bajo que la meta considerada en el POT I (4,727.5 mmpcd).
- Los gastos reales fueron superiores en 64% respecto a lo considerado en el programa, originado principalmente por:
  - a) Los gastos de operación propios (405.4 MM\$), fueron un 4.5% superiores a los considerados para la meta (387.8 MM\$).
  - b) El costo virtual por variación de inventarios real a febrero fue de 57.1 MM\$, en cambio para la meta se había considerado una variación a favor de 177.9 MM\$.

| <b>Volumen de Gas Natural Transportado</b> | <b>Ene</b> | <b>Feb</b> | <b>Mar</b> | <b>2012</b> |
|--|------------|------------|------------|-------------|
| Volumen de gas natural (MMpcd) (1)         | 4,580      | 4,566      |            | 4,573       |

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

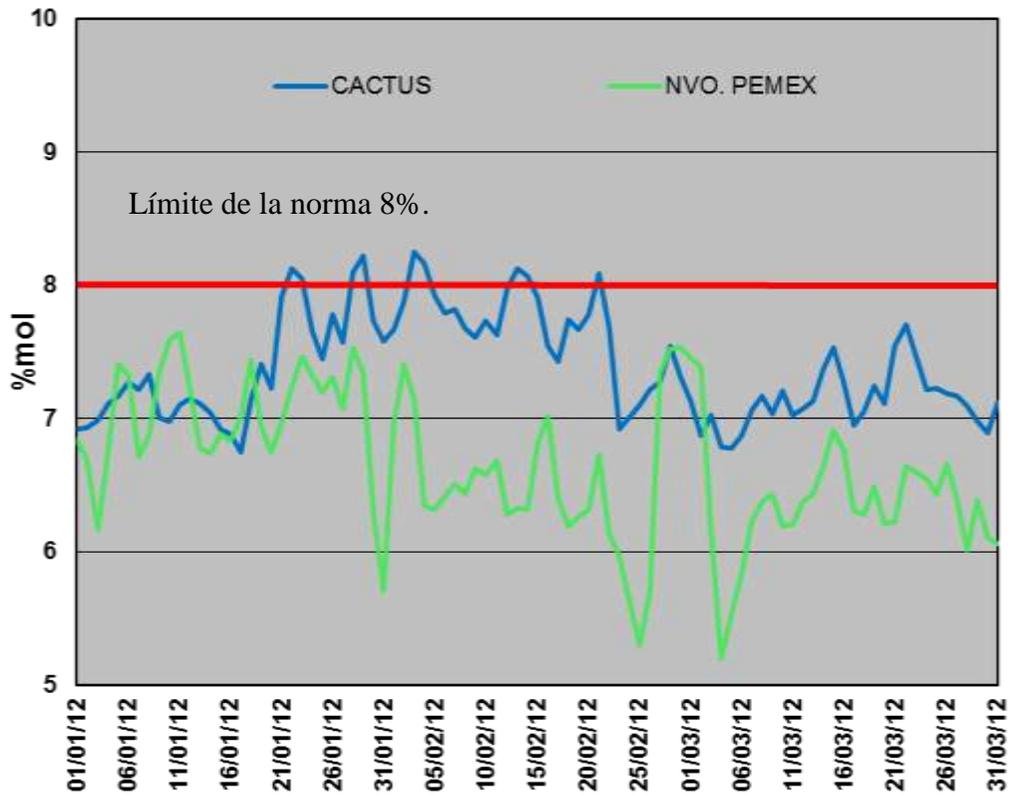
Nota: El análisis incluye los valores del indicador para el período enero – febrero de 2012, toda vez que no se cuenta con los estados financieros y cifras operativas correspondientes a marzo

- **Inyección de gas natural de CPG fuera de norma 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:**

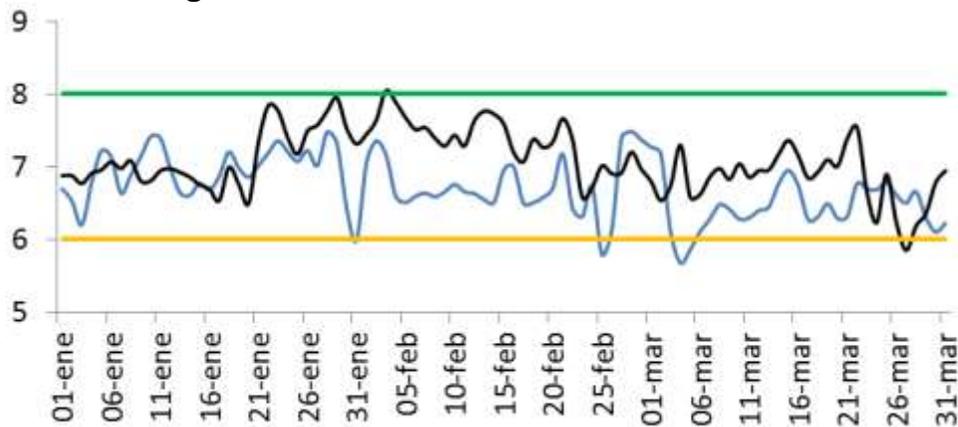
Respecto al indicador “Días de inyección de gas natural de CPG fuera de Norma en nitrógeno al SNG” durante el primer trimestre del 2012, en el CPG Cactus se presentaron 9 eventos que sobrepasaron el nivel de la Norma establecida. Por su parte en el CPG Nuevo Pemex, no se presentó ningún evento por arriba de la Norma durante el mismo periodo.

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



En el primer trimestre del 2012 se observó sólo 1 día fuera de especificación en el gasoducto 30" Cd. Pemex-México (GCPM), derivado de movimientos operativos en pozos de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción.

**Calidad del gas seco a clientes:**



Por otra parte, PEP y Pemex Gas 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.

Tabla No.1 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-<br>PGPB/DCO | <p>Este procedimiento permitió mantener dentro de Norma el contenido de inertes a ductos y disminuir la variabilidad del mismo, acotando los límites máximos de composición en nitrógeno a 6.5% en el gas amargo entregado por las Regiones Marinas y la Región Sur a las plantas de Pemex Gas.</p> <p>Para mayo se programa la revisión y actualización del procedimiento, para ampliar su alcance y contemplar la entrada en vigor de los transitorios de la Norma NOM-001-SECRE-2010.</p>  |
| 2.-Segregación de corrientes de gas amargo en el centro de distribución de gas marino (Atasta)    | PEP              | <p>La segregación de corrientes de gas consiste en enviar el gas amargo proveniente de la Región Marina Noreste, con mayor contenido de nitrógeno al CPG Cd. Pemex maximizando el uso de la planta recuperadora de nitrógeno (NRU), en tanto el gas amargo con menor contenido de nitrógeno de la Región Marina Suroeste, se deriva para su proceso al CPG Nvo. Pemex.</p> <p>En el primer trimestre del 2012 se ha mantenido la segregación de corrientes marinas en Atasta, para mantener en promedio un 5.35% N<sub>2</sub> en la corriente al</p> |

|  |     |   |
|--|-----|---|
|  |     | CPG Nvo. Pemex y 7.14 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.  |
| 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>En el mes de enero no se inyectó N2 por mantenimiento de la planta y el monitoreo de pozos sin la inyección de N2; al cierre de marzo, en el Activo de Producción Bellota-Jujo se inyectó en promedio 52 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 primer trimestre alcanzó 143 MMpcd, en tanto que la reinyección de gas húmedo amargo con alto contenido de N2 fue de 40 MMpcd en Oxiacaque.</p> <p>Al cierre del primer trimestre de 2012, se ha incrementado la Relación Gas Aceite (RGA) del pozo Oxiacaque 26, lo que favorece la producción.</p> |
| 4.-Construcción de planta recuperadora de nitrógeno en la Región Sur | PEP | Derivado de los cambios en los pronósticos de producción y el contenido de nitrógeno en los yacimientos, se está analizando si técnicamente es factible continuar con el proceso de contratación en los términos actualmente establecidos. Se reprograma la reunión de aclaraciones No. 22 para el próximo 09 de mayo de 2012.  |

### **Situación de los Indicadores cuya calificación 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 – marzo 2012, el costo de mano de obra se ubicó 11.7% sobre lo ejercido en el mismo periodo de 2011. Sin embargo, el incremento en la energía producida fue de solamente 1%.

En la evaluación el costo de mano de obra alcanzó un valor de 2.05 \$/MMBtue al primer trimestre de 2012, 0.23 \$/MMBtue por arriba del valor obtenido en 2011 (1.82 \$/MMBtue). El cálculo del indicador es el cociente entre los *costos de mano de obra de CPGs* 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>RENGLON DEL GASTO</b>                    |  | <b>Ene-mar 2011</b>   | <b>Ene-mar 2012</b> | <b>Variación</b> |
| 201   | Sueldos y salarios                             | 449,718,831.40        | 522,409,480         |                  |
| 224   | Seguro interno del personal                    | 0.00                  | 0                   |                  |
| 225   | Indemnizaciones al personal                    | 10,334,619.07         | 29,912,485          |                  |
| 234   | Gastos de previsión social pagados al personal | 223,432,966.43        | 242,845,772         |                  |
| 239   | Incentivos y compensaciones                    | 123,354,895.23        | 112,001,632         |                  |
| 241   | Honorarios asimilados de operación             | 0.00                  | 0                   |                  |
| 242   | Impuestos sobre nómina de operación            | 22,420,505.24         | 19,115,379          |                  |
| 243   | Pagos a jubilados no incluidos en FOLAPE       | 0.00                  | 0                   |                  |
| <b>Total de Servicios Personales</b>        |  | <b>829,261,817.37</b> | <b>926,284,749</b>  | <b>11.70 %</b>   |
| <b>Energía Producida(MMBtue)</b>            |  | <b>5,015,326.23</b>   | <b>4,965,298.98</b> | <b>-1.0 %</b>    |
| <b>Costo de Mano de obra/MMBtue</b>         |  | <b>1.82</b>           | <b>2.05</b>         | <b>0.23</b>      |

Para el periodo enero-marzo de 2012 los costos de mano de obra se incrementaron 11.70% con respecto al mismo periodo de 2011, básicamente en los renglones del gasto 201,225, 234, 239 debido principalmente a lo siguiente:

- En el renglón 201, el incremento neto fue debido al aumento salarial por una parte e incremento por afectación a la cuenta 6110104400 – Gastos Compensación por movilización, clausula 88 por \$ 50.4 millones aproximadamente.
- En el renglón 225, el incremento básicamente se presenta en la cuenta 6110225000 – Indemnizaciones al personal, en el CPG Nuevo Pemex por el importe aproximado de \$11.0 millones por pago de insalubre por laudos y en el

CPG Cactus el importe aproximado de \$ 12.0 millones por pago de Salarios caídos.

- En el renglón 234, el incremento neto se debió principalmente por la afectación de la cuenta 6110534600 – Bonificación de Gas a los trabajadores, clausula 182 y a la cuenta 6110534601 – Bonificación de Gasolina a los trabajadores, clausula 182.
- En el renglón 239, la disminución neta se debió principalmente a la afectación de la cuenta 6110542516 – 7% productividad planta sindicalizado, con un incremento de \$ 38.8 millones; a la cuenta 6110542518 – 7% productividad planta confianza, con un incremento de \$ 6.2 millones; a la cuenta 6110542511 – Incentivo desempeño planta confianza puesto base, con un incremento de \$ 15.6 millones, lo anterior contrarrestado con una disminución de la cuenta 6110542502 – Compensación planta confianza en puesto extraordinario por \$ 70.7 millones.
- En el renglón 242, la variación se debe a las Provisiones del Impuesto sobre nómina por \$ 3.3 millones de menos registrados en el 2012 durante el trimestre.

Por el lado de la energía producida, durante el primer trimestre de 2012 disminuyó 1% con respecto al mismo periodo de 2011, esto debido a la menor oferta de gas húmedo y condensado en 37 MMpcd y 5.7 Mbd respectivamente

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

Para el período enero-febrero de 2012, el costo de transporte diario de gas LP se ubicó en 3.185 \$/Mbd, equivalente a una desviación de 0.3 puntos porcentuales por abajo de los 3.473 \$/Mbd establecidos en la meta, fundamentalmente por:

- 1) El volumen real (196.4 mbd), fue un 8.7% mayor que la meta considerada (180.8 mbd).
- 2) Los gastos reales fueron menores un 0.4% respecto a lo considerado en el programa.

| Volumen de Gas LP Transportado | Ene   | Feb   | Mar | 2012  |
|--------------------------------|-------|-------|-----|-------|
| Volumen de gas LP (Mbd) (1)    | 193.9 | 199.1 |     | 196.4 |

(1) Estadísticas Mensuales. Información de BDI

Nota: El análisis incluye los valores del indicador para el período enero – febrero de 2012, toda vez que no se cuenta con los estados financieros y cifras operativas correspondientes a marzo.

#### • Autoconsumos de gas

El valor de autoconsumo reportado al primer trimestre de 2012 cerró en 5.18% 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, ya no considera el consumo de gas en otros servicios como porteo y compresión de nitrógeno.

### Consumos periodo enero-marzo 2012

Volúmenes considerados en autoconsumo, energía de porteo y compresión.

| Consumos                | Autoconsumos de gas |
|-------------------------|---------------------|
|                         | MMBtud              |
| Proceso*                | 219,955.43          |
| Porteo de Energía       | 7,465.9             |
| Compresión de nitrógeno | 2,956.95            |
| Total                   | 230,378.2           |

\*Consumo considerado en el cálculo del indicador

- **Avance financiero en la construcción de la planta criogénica de Poza Rica**

Al mes de marzo de 2012, la construcción de la planta criogénica de Poza Rica de 200 MMpcd presenta un avance físico del 87.4% y 82.1 % de avance financiero.

| Avance del Proyecto(%) 1er Trimestre 2012 |      |            |      |
|---|------|------------|------|
| Físico                                    |      | Financiero |      |
| Prog                                      | Real | Prog       | Real |
| 87.0                                      | 87.4 | 82.1       | 82.1 |

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

Se actualizó 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 PGPGGB

Reporte de Indicadores a SENER

| Acciones  | Inversión              | Unidades | 2009 <sup>1</sup> | 2010 <sup>1</sup> | 2011 <sup>1</sup> | 2012                |                     |                     |                     |       | Total 2012 | 2013 <sup>4</sup> | Costo Total <sup>5</sup> |
|---|------------------------|----------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------|------------|-------------------|--------------------------|
|   |                        |          |                   |                   |                   | 1er Trim<br>Ene-mar | 2do Trim<br>Abr-jun | 3er Trim<br>Agt-Sep | 4to Trim<br>Oct-dic | 2     |            |                   |                          |
| Desarrollar el proyecto de ampliación del CPG Poza Rica | Avance Programado      | %        | 15                | 54                | 77                | 78                  | 83                  | 88.0                | 99.9                | 99.9  | 100.0      |                   |                          |
|   | Monto programado       | MM\$     | 722               | 1,902             | 1,141             | 65                  | 231                 | 241                 | 583                 | 1,120 | 5          |                   |                          |
|   | Programado acumulado   | MM\$     | 722               | 2,624             | 3,765             | 3,830               | 4,061               | 4,302               | 4,885               | 4,885 | 4,890      | 4,890             |                          |
|   | Avance Real            | %        | 16                | 54                | 77                | 78                  | 78                  | 78                  | 78                  | 78    | 78         |                   |                          |
|   | Ejercicio <sup>3</sup> | MM\$     | 722               | 1,902             | 1,141             | 67                  | 0                   | 0                   | 0                   | 3,832 | 0          | 3,832             |                          |
|   | Ejercicio acumulado    | MM\$     | 722               | 2,624             | 3,765             | 3,832               | 3,832               | 3,832               | 3,832               | 3,832 | 3,832      |                   |                          |

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 600.6 MM\$ en el adecuado 0 ver. H 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 marzo

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 una reevaluación operativa de la capacidad de proceso.
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. Avance en el cumplimiento del Programa**

#### **3D. Pemex Petroquímica**

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

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

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

A este proyecto se le da seguimiento en forma periódica y, personal de la Subdirección de Planeación, emite reportes mensualmente a las diferentes áreas del Organismo con el seguimiento a su programa de ejecución; 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 pendientes 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 primer trimestre de 2012, se observa un decremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la aplicación de las medidas de austeridad, así como de la desocupación de plazas de la estructura.

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

###### **➤ Mejora tecnológica**

La metodología de Estándares de Consumo de Materia Prima y Energéticos que se emplea en cada una de las plantas de proceso de Pemex Petroquímica, desde el año 2003, permite analizar el desempeño y la eficiencia operativa en función del consumo de materias primas y energía por cada tonelada de producto elaborada.

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

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

El uso de los Estándares de Consumo de Materia Prima y Energía, ha permitido mantener un estricto control operativo, lo cual propicia que las operaciones se orienten hacia la mejor práctica alcanzada por la propia operación de cada planta de proceso, de forma que se logren desempeños competitivos; derivado de esto, la eficiencia operativa de las plantas observa una tendencia superior a lo pactado al cierre del primer trimestre de 2012, lo que generó un ahorro en los costos de producción contra los estándares establecidos equivalente a 148 MM\$, principalmente en la planta de Etileno y la planta de Swing (1-Hexeno) del Complejo Morelos.

### ➤ **Cadena de valor**

La producción total en el primer trimestre de 2012 fue de un millón 733 mil toneladas, cantidad inferior en 7 y 24 por ciento con respecto al POA y al mismo período del año anterior; la diferencia total de 137 mil toneladas respecto al POA, es debido principalmente al desfase en el inicio de las corridas de prueba de la planta CCR, por lo que en este período se mantuvo suspendida la producción de aromáticos, derivados y petrolíferos, contribuyendo con 99 mil toneladas de la diferencia respecto al POA y de 421 mil toneladas respecto al año anterior. A continuación se presenta la explicación por cadena.

- **Derivados del metano**

La cadena de derivados del metano resultó superior en 5 por ciento respecto al POA, como consecuencia del buen desempeño de las plantas de amoníaco y metanol. Por otra parte, respecto al período anterior, el volumen producido resultó prácticamente el mismo que el realizado en 2011.

- **Derivados del etano**

La cadena del etano superó en 1 por ciento el volumen alcanzado en el mismo período del año anterior. Por otra parte, se adelantó el mantenimiento de la planta de etileno de Pajaritos y se realizaron trabajos de limpieza y mantenimiento a equipos críticos en las plantas de polietileno de alta densidad, razón por la que se tuvo un cumplimiento 5 por ciento menor en relación al POA.

- **Aromáticos y derivados**

Por realizarse los trabajos de integración de la Planta CCR, el tren de aromáticos y las preparadoras de carga permanecieron fuera de operación durante este primer trimestre; debido a esto, el comparativo con el mismo periodo del año pasado resultó deficitario en 92 por ciento. 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 72 por ciento.

- **Propileno y derivados**

Esta cadena muestra un resultado superior en 3 por ciento respecto al mismo período del año pasado e inferior en sólo 1 por ciento respecto al POA, debido a que por falta de materia prima (propileno) por parte de Pemex Refinación, la planta de Acrilonitrilo estuvo fuera de operación durante la segunda quincena de marzo.

- **Petrolíferos**

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

## ➤ **Gestión Operativa**

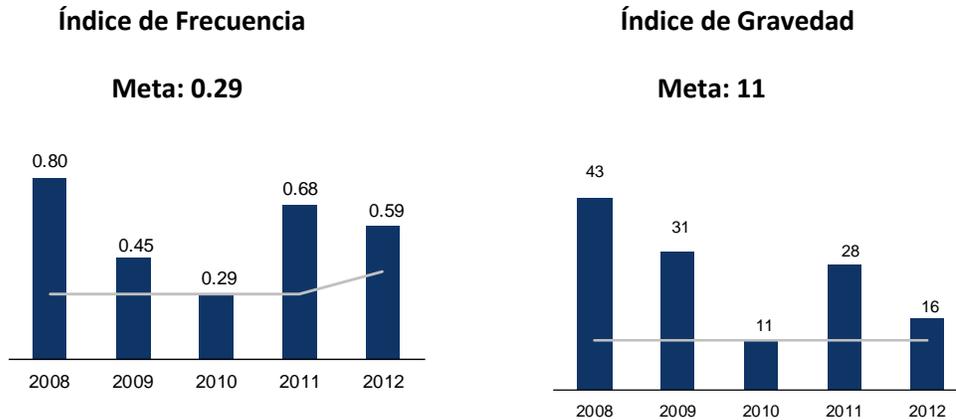
Durante el periodo enero-marzo de 2012 Pemex Petroquímica comercializó 816 mil toneladas en el mercado nacional y en el exterior, este nivel de ventas fue 4 y 6 por ciento menor al nivel alcanzado el periodo del año previo y al programado en POA respectivamente.

Las desviaciones tuvieron su origen principalmente en el paro del tren de aromáticos para la ampliación y mejora de la planta, lo que suspendió nuestra oferta de subproductos de las cadenas de aromáticos, petrolíferos y otros productos. A lo anterior se sumó el efecto de la reducción de la demanda del amoniaco.

Por su parte el nivel de exportaciones fue por excedentes amoniaco y de butadieno, no obstante resultó menor al año previo a causa de las menores ventas de polietilenos.

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

Al mes de marzo los índices de frecuencia y gravedad se ubican en 0.59 y 16 resultado de 6 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. Sin embargo, se han acumulado al mes de marzo de 2012, 1,233 días sin accidentes fatales en PPQ.



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

- 1.- Reforzar el Liderazgo: Reuniones de los ELSSPA de los centros de trabajo.
- 2.- Reuniones Sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación): Se encuentra en proceso, se analiza el temario de capacitación.
- 3.- Designar Promotor de la Seguridad: Los centros de trabajo designaron los promotores.
- 4.- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando: Se encuentra en proceso
- 5.- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Platicas Motivacionales): Se inició programa por parte de Recursos Humanos de los cursos conductuales
- 6.- Realización de RIJ por Línea de Mando, Estableciendo objetivos diarios de seguridad/ Aplicar los dos minutos de seguridad, antes de iniciar los trabajos: En proceso
- 7.- Reactivar campaña de manos: se inició por parte de algunos centros de trabajos con carteles alusivos a esta campaña.

## ➤ **PEMEX SSPA**

Se continúa con la implantación del Sistema en el C.P. Cangrejera como Unidad piloto, para llevar a cabo la implantación de las 11 líneas de acción, concluyendo las 4 primeras en lo que va de este año.

### **PLANEACIÓN**

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

### **Actividades efectuadas:**

- Difusión del Manual SSPA en Centros de trabajo con un avance del 78.5 % a marzo 2012.
- Implantación de las 3 primeras líneas de acción en todos los complejos petroquímicos, con la formación de los ELSSPA y para cada uno de los subsistemas, debidamente protocolizados, operación de los mismos de acuerdo a las reglas de operación, inicio del programa de comunicación de la estrategia a los ELSSPA.
- Visitas del Equipo de apoyo de la GCSIPA a todos los centros de trabajo por sus respectivos facilitadores.

# Pemex Petroquímica

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

| Indicador   | Unidades         | 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-mar (4) | Desviación <sup>(1)</sup> (1)vs(4) | Calificación (1) vs (4) |
|---|------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|-------------------------|
| Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto            | %                | 1                     | n/a                        | N/A                     | <14                         | ≤20                          | N/A                             | 0%                                 | Aceptable               |
| Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos | %                | 1                     | n/a                        |                         | <10                         | ≤10                          | 10                              | -10%                               | Aceptable               |
| Índice de productividad laboral   | t/plaza ocupada  | 2                     | n/a                        | 132                     | 1,021                       | 656<br>605                   | 142<br>126                      | -7%                                | Aceptable               |
| Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos  | %                | 3                     | n/a                        | 5                       | 100                         | 3<br>3                       | 3<br>3                          | 75%                                | Aceptable               |
| Factor de insumo etileno - polietilenos <sup>(1)</sup>  | t/t              | 3                     | n/a                        | 1.02                    | 1.02                        | 1.01<br>1.02                 | 1.01<br>1.02                    | 0%                                 | Aceptable               |
| Factor de insumo etano - etileno <sup>(2)</sup>   | t/t              | 3                     | n/a                        | 1.34                    | 1.31                        | 1.31<br>1.32                 | 1.31<br>1.33                    | 1%                                 | Insuficiente            |
| Factor de insumo gas natural - amoniaco   | MMBtu/t          | 3                     | n/a                        | 23.89                   | 23.00                       | 22.97<br>23.66               | 22.97<br>23.66                  | 1%                                 | Insuficiente            |
| Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas   | t/t              | 3                     | n/a                        | F/O                     | 4.00                        | 1.58<br>1.59                 | 1.58<br>1.59                    | 0%                                 | Aceptable               |
| Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT)   | %                | 4                     | n/a                        | 100                     | <5                          | ≥95                          | 95                              | 5%                                 | Aceptable               |
| Contribución Marginal   | MMS              | 5                     | n/a                        | 5,328                   | N/A                         | 17,984                       | 4,539                           | 17%                                | Aceptable               |
| Producción de petroquímicos (POA)   | Mt               | 3                     | n/a                        | 1,733                   | 14,800                      | 8,620<br>7,947               | 1,869<br>1,651                  | 5%                                 | Aceptable               |
| Consumo de Energía  | GJ/ton           | 3                     | n/a                        | 13.83                   | N/A                         | 12.92<br>13.05               | 12.92<br>13.05                  | 6%                                 | Insuficiente            |
| Producto en especificación / producto entregado   | %                | 6                     | n/a                        | 99.88                   | >97.00                      | 99.70<br>98.70               | 99.70<br>98.70                  | 1%                                 | Aceptable               |
| Índice de frecuencia de accidentes  | índice           | 7                     | n/a                        | 0.59                    | <1.00                       | <0.29                        | 0.25                            | 137%                               | Insuficiente            |
| Índice de Uso de Agua   | MMm <sup>3</sup> | 7                     | n/a                        | 13                      | N/A                         | 60<br>61                     | 15<br>15                        | -11%                               | Aceptable               |
| Índice de carga contaminante DBO  | ton              | 7                     | n/a                        | 70                      | N/A                         | 420<br>425                   | 105<br>106                      | -34%                               | Aceptable               |
| Índice de Emisiones a la Atmosfera  | Mton             | 7                     | n/a                        | 1,546                   | N/A                         | 7,800<br>7,880               | 1,950<br>1,970                  | -22%                               | Aceptable               |
| Residuos peligrosos   | ton              | 7                     | n/a                        | 6,220                   | N/A                         | 2,400<br>2,430               | 5,000<br>5,063                  | 23%                                | Insuficiente            |

### NOTAS:

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

(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 19 de abril de 2012

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

- **Factor de insumo de etano - etileno**

### **Causas de desviación**

Durante los últimos meses de 2011, y los primeros de 2012, se presentaron restricciones en el suministro de etano que impidieron estabilizar la producción de etileno, propiciando la salida de operación de la planta del CPQ Cangrejera para reparación del 21 al 24 de febrero, provocando el diferencial de 1% sobre la meta. No obstante lo anterior se espera que en el próximo trimestre el valor del indicador regrese a su nivel adecuado.

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

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

- **Factor de insumo gas natural – amoniaco**

### **Causas de desviación**

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%; 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%, principalmente por el alto contenido de nitrógeno. 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.

- **Índice de consumo de energía**

### **Causas de desviación**

Derivado de que el 68% de la energía consumida en Pemex Petroquímica se centra en las plantas de Etileno y Amoniaco, las causas descritas en los indicadores de factor de insumo etano-etileno y gas natural-amoniaco son las mismas 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**

### **Causas de desviación**

El índice de frecuencia se ubica en 0.59, resultado de 6 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos. Sin embargo, se han acumulado al mes de marzo de 2012, 1,233 días sin accidentes fatales en PPQ.

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

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

- Reforzar el Liderazgo: *se llevan a cabo reuniones de los ELSSPA en los centros de trabajo y oficinas centrales.*
- Reuniones sistemáticas de Seguridad con Mandos Medios (Capacitación): *se encuentran en proceso, se revisa el temario para la capacitación.*
- Designar Promotor de la Seguridad: *se designaron los promotores de seguridad en los centros de trabajo.*
- Disciplina operativa, reforzar los ciclos de trabajo por línea de mando: *en proceso.*
- Efectuar análisis del personal con problemas de actitud (Platicas Motivacionales): *se inició programa por parte de Recursos Humanos de los cursos conductuales.*
- Reactivar campaña de manos: *se inicia campaña por parte de centros de trabajos con carteles.*

- **Residuos peligrosos**

### **Causas de desviación**

El incremento del inventario de clorohidrocarburos pesados del Complejo Petroquímico Pajaritos durante el primer trimestre de 2012, en relación con el cierre de 2011, se debió principalmente a que el Reactor de Catoxid se encontraba

en la etapa final de reparación y a la falta de refaccionamiento original para el Incinerador II.

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

A partir del 10 de abril del presente, el Incinerador II opera en forma estable ya con el refaccionamiento nuevo.

En el caso del Reactor de Catoxid, su etapa final de reparación concluyó a mediados de abril y actualmente está en etapa de pruebas y arranque, estimándose su operación estable a principios de mayo de 2012.

Con la operación tanto del Reactor de Catoxid como del Incinerador II, de manera continua y estable, se espera abatir la totalidad del inventario en noviembre de 2012, conforme a programa.

### **3.D. Petr6leos Mexicanos**

#### **Avance en la ejecuci6n de las acciones del PEO**

Petr6leos Mexicanos desarrolla las actividades de soporte que les permite a los Organismos Subsidiarios operar y perseguir sus objetivos estrat6gicos. Algunas de estas actividades tienen car6cter normativo en el sentido que su finalidad es establecer lineamientos para la operaci6n de los Organismos, otras tienen car6cter de coordinaci6n, y algunas m6s son operaciones orientadas a brindar servicios a los Organismos.

En el contexto de la eficiencia operativa, Petr6leos Mexicanos puede tomar acciones que promuevan la eficiencia en los Organismos Subsidiarios, como mejorar los instrumentos para la planeaci6n, seguimiento y evaluaci6n, o bien acciones que contribuyan a incrementar la eficiencia con la que realiza sus propias operaciones, como la gesti6n de servicios m6dicos y la administraci6n de pasivos.

Estas acciones tendr6n un impacto en los resultados de Pemex, directo o indirecto dependiendo del aspecto (normatividad, coordinaci6n u operaci6n) del trabajo corporativo que est6n abordando.

#### **➤ Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversi6n en Petr6leos Mexicanos**

Al corte del primer trimestre de 2012, no se han llevado a cabo procesos de validaci6n de entregables de distintas fases FEL a proyectos de PEMEX y organismos subsidiarios, y no se han acreditado proyectos para distintas fases FEL ante el Grupo de Trabajo de Inversi6n (GTI) o el Subgrupo de Trabajo de Inversi6n (SGTI), seg6n corresponde.

#### **➤ Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petr6leos Mexicanos**

#### **Mercados de capitales**

- El 17 de enero de 2012 Petr6leos Mexicanos emiti6 un bono por U.S. \$2.1 mil millones con vencimiento en enero de 2022 y cup6n semestral de 4.875%; U.S. \$100 millones fueron colocados en el mercado asi6tico.
- El 12 de marzo Petr6leos Mexicanos llev6 a cabo una emisi6n de bonos en el mercado internacional por un monto de 300 millones de francos suizos, a un plazo de 7 a6os con vencimiento en 2019. El bono paga un cup6n anual de 2.50%.
- El 18 de abril Petr6leos Mexicanos llev6 a cabo una emisi6n de bonos en el mercado internacional por un monto de 150 millones de d6lares australianos, a un

plazo de 5 años con vencimiento en 2017. El bono paga un cupón anual de 6.125%.

| Acción   | Objetivos relacionados | % de Avance                                   |
|--|------------------------|---|
| 2. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos | 29                     | 37.21% de la segunda etapa de implementación* |
| 3. Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petróleos Mexicanos                           | 30                     | Actividad continua                            |

\*Se observa una disminución en el porcentaje de avance con respecto al cierre del trimestre anterior, esto es debido a que se reprogramaron los plazos de ejecución del proyecto.

### ➤ **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 primer trimestre de 2012:

- **Esperanza de Vida**

Este indicador se calcula en forma anual, al primer trimestre de 2012 se mantuvo 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 13 minutos, 2 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 de 96.81%, resultó discretamente menor a la meta establecida en este trimestre, derivado principalmente por las líneas de fármacos que quedaron desiertas en 2011 y la falta de contratos de medicamentos de patente, que durante el transcurso de este trimestre se gestionó su proceso de compra.

Actualmente el método para calcular este indicador se basa en la totalidad de recetas surtidas en las 44 farmacias directas de los Servicios de Salud. Existen dos tipos de recetas las ordinarias que representan aquellas que fueron surtidas en las farmacias directas y las recetas alternas que son aquellas que se generan cuando

no se cuenta con el medicamento en las farmacias directas, estas últimas son entregadas al paciente para su surtimiento alterno e implican aquellos medicamentos que no fueron proporcionados en la farmacia directa. La suma de ambas recetas representa el 100% y las que son otorgadas de manera ordinaria son las que integran el porcentaje de surtimiento al derechohabiente de manera directa.

- **Porcentaje de Satisfacción del Cliente**

No se informa en este periodo, ya que esta programado su medición y reporte en forma semestral.

- **Mortalidad Materna Directa**

Como resultado de las acciones preventivas y la vigilancia del embarazo, parto y puerperio, para este primer 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: octubre-diciembre 2011

| Indicador                                    | Unidades             | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del Indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO oct-dic (3) | Desviación (1)vs(2) | Desviación (1)vs(3) | Calificación (1) vs (3) |
|--|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| 1. Esperanza de Vida                         | años                 | 31                     | 6                     | 100%                       | 80.11                   | 80.12                       | 80.11                           | 0%                  | Nota 3              | Aceptable               |
| 2. Tiempo de Espera del Primer Nivel         | Minutos              | 31                     | 7                     | 100%                       | 13                      | 15                          | 14                              | -13%                | -16%                | Sobresaliente           |
| 3. Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos | Porcentaje           | 31                     | 8                     | 100%                       | 96.9                    | 97.5                        | 97.0                            | -0.6%               | -1.1%               | Sobresaliente           |
| 4. Porcentaje de Satisfacción al Cliente *   | Porcentaje           | 31                     | 9                     | 100%                       | 91                      | 92                          | 93                              | -1%                 | -2%                 | Sobresaliente           |
| 5. Mortalidad Materna Directa                | en 100 nacidos vivos | 31                     | 10                    | 100%                       | 0.04                    | 0.01                        | 0.04                            | 0.0%                | Nota 4              | Aceptable               |

**NOTAS:**

1.- En el caso de los indicadores No. 2, 3 y 4, la meta anual no es un resultado "acumulado".

2.- 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".

3.- El indicador de "Esperanza de Vida" se evalúa anualmente, para el año 2011 este indicador es de 80.11 y se expresa en años, cuatro mas que el indicador nacional para este mismo año.

4.- Con respecto al indicador "Mortalidad Materna Directa" al cierre del 4° trimestre se registraron dos muertes maternas directas, por lo que el indicador quedo en 42.2 por 100,000 nacidos vivos, es decir 0.04 si es por 100 nacidos vivos, 20 puntos por debajo del indicador nacional que es de 62.8 muertes maternas directas por 100,000 nacidos vivos.

\* El indicador número 4 se calcula con base en una encuesta semestral.

## 4. Indicadores y metas

### Pemex Exploración y Producción

| Objetivo relacionado | Indicador   | Unidades       | Histórico |       |       |       |       |       |       |       |
|----------------------|---|----------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                      |   |                | 2003      | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  |
| 1                    | Producción de crudo total   | Mbd            | 3,371     | 3,383 | 3,333 | 3,256 | 3,076 | 2,792 | 2,601 | 2,576 |
| 1                    | Producción de crudo entregada a ventas                                  | Mbd            | 3,358     | 3,366 | 3,309 | 3,244 | 3,048 | 2,754 | 2,594 | 2,549 |
| 1                    | Producción de gas total <sup>1/</sup>                                   | MMpcd          | 4,498     | 4,573 | 4,818 | 5,356 | 6,058 | 6,919 | 6,534 | 6,337 |
| 1                    | Producción de gas entregada a ventas                                    | MMpcd          | 4,590     | 4,776 | 4,924 | 5,342 | 5,622 | 5,640 | 5,786 | 5,796 |
| 2, 9                 | Costo de descubrimiento y desarrollo                                    | US\$/bpce      | 8.56      | 14.56 | 10.64 | 9.28  | 9.94  | 11.80 | 11.12 | 12.84 |
| 2, 9                 | Costo de producción   | US\$/bpce      | 3.78      | 3.92  | 4.62  | 4.37  | 4.85  | 6.16  | 4.55  | 5.22  |
| 2, 15                | Costo de transporte   | US\$/bpce      | N/D       | N/D   | 0.40  | 0.50  | 0.66  | 0.74  | 0.67  | 0.93  |
| 2                    | Autoconsumo de gas  | %              | 9.5       | 10.1  | 9.7   | 8.6   | 8.0   | 7.4   | 7.5   | 8.2   |
| 3                    | Productividad laboral <sup>2/</sup>                                     | MMbpce / plaza | 45.0      | 46.1  | 44.8  | 44.6  | 44.0  | 39.1  | 51.2  | 53.5  |
| 5                    | Índice de frecuencia exploración y producción                           | Núm./(h-h)     | 0.70      | 0.60  | 0.40  | 0.30  | 0.30  | 0.11  | 0.10  | 0.04  |
| 5                    | Índice de frecuencia perforación  | Núm./(h-h)     | 2.90      | 4.00  | 3.40  | 2.60  | 3.30  | 2.18  | 2.08  | 1.17  |
| 6                    | Procesos de dictámen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL | Número         |           |       |       | 3     | 6     | 6     | 29    | 42    |
| 8                    | Tasa de restitución de reservas probada                                 | %              | 25.5      | 22.7  | 26.4  | 41.0  | 50.3  | 71.8  | 77.1  | 85.8  |
| 8                    | Tasa de restitución de reservas 3P                                      | %              | 44.7      | 56.9  | 59.2  | 59.7  | 65.7  | 102.0 | 128.7 | 104.0 |
| 10                   | Factor de recuperación actual   | %              | 23.7      | 24.4  | 25.0  | 25.1  | 25.6  | 26.1  | 26.5  | 27.5  |
| 11                   | Éxito exploratorio comercial  | %              | 47.0      | 35.0  | 49.0  | 41.0  | 49.0  | 32.0  | 36.0  | 46.0  |
| 12                   | Productividad por pozo  | MMbpce / pozo  | 1.4       | 1.8   | 2.1   | 2.2   | 2.2   | 1.6   | 1.4   | 1.3   |
| 13                   | Aprovechamiento de gas <sup>3/</sup>                                    | %              | 94.4      | 96.7  | 96.2  | 94.9  | 92.3  | 87.7  | 90.1  | 94.0  |
| 14                   | Proporción de crudo ligero en la producción total                       | %              | 28        | 27    | 28    | 31    | 34    | 37    | 42    | 45    |
| 15, 16               | Índice de mermas y pérdidas   | %              | 0.40      | 0.40  | 0.42  | 0.42  | 0.44  | 0.45  | 0.52  | 0.52  |
| 8                    | Incorporación de reservas 3P  | Mmpbce         | 709       | 916   | 950   | 966   | 1,053 | 1,482 | 1,774 | 1,438 |
| 8                    | Relación Reservas probadas/producción                                   | Años           | 11.9      | 11.0  | 10.3  | 9.6   | 9.2   | 9.9   | 10.1  | 10.0  |
| 1                    | Producción de gas asociado  | MMpcd          | 3,119     | 3,010 | 2,954 | 3,090 | 3,302 | 3,690 | 3,984 | 3,860 |
| 1                    | Producción de gas no asociado   | MMpcd          | 1,379     | 1,563 | 1,864 | 2,266 | 2,613 | 2,599 | 2,550 | 2,477 |
| 15, 16               | Derrames de hidrocarburos   | Barriles       | 9,141     | 3,240 | 4,530 | 4,141 | 2,666 | 1,314 | 1,559 | 2,628 |
| 15, 16               | Fugas de hidrocarburos  | Número         | 767       | 585   | 537   | 350   | 257   | 219   | 131   | 64    |

1/ A partir de 2009 en atención al requerimiento de la Secretaría de Energía, se reporta el volumen de gas producido sin considerar el volumen de nitrógeno

2/ A partir de 2009 el cálculo de lo alcanzado en el índice, considera las plazas ocupadas al mes de diciembre de 2009, sin incluir las áreas de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Servicios Marinos, Distribución y Comercialización, Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas y Órgano Interno de Control, debido a que en la práctica internacional son áreas constituidas por terceros.

3/ A partir de 2009 la metodología de cálculo de éste Indicador ha sido modificada, en ese sentido se ajustan sus metas en relación a las previamente autorizadas

## Pemex Exploración y Producción

| No. indicador | Indicador   | Unidades      |     | 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

|    | Indicador  | Unidades       | Histórico       |                 |                 |                 |                 |                 |         |         |
|----|--|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------|---------|
|    |  |                | 2003*           | 2004*           | 2005*           | 2006*           | 2007*           | 2008*           | 2009*   | 2010    |
| 1  | Proceso de Crudo   | Mbd            | 1,285.9         | 1,303.4         | 1,284.4         | 1,284.2         | 1,269.8         | 1,261.0         | 1,294.9 | 1,184.1 |
| 2  | Rendimientos de gasolinas y destilados en banda propuesta          | %              | 62.5            | 64.3            | 63.9            | 65.0            | 66.5            | 66.9            | 65.5    | 63.0    |
| 3  | Costo de transporte 1/   | \$ / t-km      | 0.0782          | 0.0855          | 0.1032          | 0.1241          | 0.1499          | 0.1786          | 0.1592  | 0.1795  |
| 4  | Productividad laboral en refinerías                                | PE/100KED<br>C | ND              | 221.9           | ND              | 222.6           | N.D.            | 235.7           | 217.2   | 217.5   |
| 5  | Gasolina UBA producida /gasolina total producida                   | %              | 0               | 0               | 0               | 1.1             | 5.9             | 7.0             | 17.9    | 19.7    |
| 6  | Diesel UBA producido / diesel total producido                      | %              | 0               | 0               | 0               | 0               | 0               | 0.07            | 13.20   | 23.40   |
| 7  | Utilización de la capacidad de coquización                         | %              | Nuevo Indicador | 93.6    | 71.9    |
| 8  | Índice de frecuencia de accidentes                                 | Indice         | 0.63            | 1.23            | 1.16            | 0.59            | 0.27            | 0.24            | 0.32    | 0.65    |
| 9  | Índice de Intensidad Energética                                    | %              | ND              | 133.5           | ND              | 134.5           | ND              | 134.6           | 129.9   | 133.8   |
| 10 | Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente             | %              | ND              | 77.7            | ND              | 76.9            | ND              | 76.9            | 79.6    | 70.7    |
| 11 | Ventas de gasolinas UBA / Ventas totales de gasolinas              | %              | Nuevo Indicador | 25.2    |         |
| 12 | Ventas Diesel UBA / Ventas totales de Diesel                       | %              | Nuevo Indicador | 15.1    |         |
| 13 | Utilización de ductos  | % ductos       | 61.5            | 61.8            | 57.2            | 58.0            | 60.0            | 62.7            | 62.0    | 59.3    |
| 14 | Utilización de buquetanque   | % B/T          | 34.8            | 33.9            | 38.1            | 36.6            | 33.4            | 30.2            | 30.3    | 32.1    |
| 15 | Utilización de autotanque  | % A/T          | 3.4             | 3.3             | 3.9             | 4.5             | 5.7             | 6.0             | 6.4     | 6.9     |
| 16 | Utilización carrotanque  | % C/T          | 0.4             | 1.0             | 0.8             | 1.0             | 0.9             | 1.0             | 1.3     | 1.8     |
| 17 | Días de autonomía de Pemex Magna en terminales                     | Días           | Nuevo Indicador | 2.0     | 2.4     |
| 18 | Días de autonomía de Pemex Premium en terminales                   | Días           | Nuevo Indicador | 7.6     | 7.8     |
| 19 | Días de autonomía de diesel en terminales                          | Días           | Nuevo Indicador | 3.1     | 2.5     |
| 20 | Días de autonomía de crudo en refinerías                           | Días           | 3.7             | 4.5             | 4.6             | 4.7             | 4.5             | 4.9             | 6.7     | 6.2     |
| 21 | Modernización de la flotilla de reparto local                      | %              | NA              | 2               | 6               | 10              | 35              | 62              | 91      | 100     |
| 22 | Avance en modernización de Sistemas de medición<br>SIMCOT<br>SCADA | %              | NA              | NA              | NA              | NA              | NA              | NA              | NA      | NA      |
| 23 | Emissiones de SOx  | t / Mt         | 6.03            | 6.09            | 5.89            | 5.61            | 4.42            | 4.52            | 4.4     | 3.9     |

1/ Sin siniestros y a pesos corrientes

\* Cifras revisadas o validadas por las áreas del Organismo a solicitud de la SENER, para lo cual se realizaron las justificaciones correspondientes (julio y agosto de 2009).

## Pemex Refinación

| No. indicador | Indicador   | Unidades   |     | 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

| #  | Objetivo   | Indicador   | Históricos |       |         |         |         |         |         |         |
|----|--|---|------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|    |  |   | 2003       | 2004  | 2005    | 2006    | 2007    | 2008    | 2009    | 2010    |
| 1  | Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPG (CPGs) <sup>1</sup> | %   |            | 99.8  | 99.2    | 99.2    | 99.9    | 99.6    | 99.5    | 99.70   |
| 2  | Productividad laboral  | MMBtue/plaza ocupada                                  | 361.3      | 377.0 | 373.8   | 407.2   | 410.4   | 388.8   | 375.2   | 388.7   |
| 3  | Índice de frecuencia de accidentes   | Número  | 0.9        | 0.4   | 0.3     | 0.1     | 0.1     | 0.5     | 0.1     | 0.18    |
| 4  | Margen por unidad de energía equivalente   | \$/MMBtue   | ND         | ND    | 17.4    | 17.4    | 16.9    | 19.3    | 17.8    | 15.5    |
| 5  | Gastos de operación por energía producida  | \$/MMBtue   | ND         | ND    | 2.3     | 2.4     | 2.5     | 2.9     | 3.2     | 3.3     |
| 6  | Recuperación de propano en CPG   | %   | 93.2       | 95.2  | 96.2    | 96.4    | 94.7    | 96.3    | 95.8    | 96.9    |
| 7  | Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>3</sup>   | \$/MMpc-km  | ND         | 0.11  | 0.14    | 0.13    | 0.13    | 0.18    | 0.18    | 0.16    |
| 8  | Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>3</sup>   | \$/Mb-km  | ND         | ND    | 1.80    | 1.73    | 2.00    | 3.54    | 3.22    | 3.10    |
| 9  | Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames   | MM\$/mes  | 0          | 0     | 0       | 0       | 136     | 0       | 0       | 0.4     |
| 10 | Autoconsumos de gas  | %   | 5.7        | 5.6   | 5.7     | 5.7     | 5.5     | 5.5     | 5.5     | 5.4     |
| 11 | UpTime Sistema Nacional de Gasoductos  | %   | 75.0       | 71.7  | 70.8    | 78.4    | 86.0    | 80.5    | 80.7    | 82.9    |
| 12 | Capacidad instalada de compresión  | HP  | ND         | ND    | 431,360 | 431,360 | 433,610 | 465,460 | 469,090 | 462,120 |
| 13 | Capacidad instalada de recuperación de licuables   | MMpcd   | 5,146      | 5,342 | 5,342   | 5,742   | 5,742   | 5,600   | 5,800   | 5,800   |
| 14 | UpTime criogénicas   | %   | 69.4       | 66.0  | 74.1    | 77.4    | 78.8    | 78.5    | 77.8    | 83.4    |
| 15 | Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión          | %   | ND         | ND    | ND      | ND      | ND      | 87      | 96      | N/A     |
| 16 | Costo de mano de obra CPGs <sup>5</sup>  | \$/MMBtue   | 3.1        | 3.0   | 3.0     | 3.1     | 3.2     | 1.7     | 1.85    | 2.22    |
| 17 | Costo de operación por CPGs  | \$/MMpc   | 1,705      | 1,955 | 2,195   | 2,375   | 2,396   | 1,714   | 1,851   | 2,095   |
| 18 | Emisiones de SO <sub>2</sub> a la atmósfera  | Kg de SO <sub>2</sub> /Tn de S <sup>o</sup> procesado | 33.3       | 37.3  | 37.0    | 32.3    | 33.6    | 41.4    | 39.4    | 31.2    |
| 19 | Costo real/Costo estimado de proyectos   | %   | ND         | ND    | ND      | ND      | ND      | 103.7   | ----    | N/A     |
| 20 | Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG                                  | %   | ----       | ----  | ----    | ----    | ----    | 18      | 18      | 13      |
| 21 | Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG                          | %   | ----       | ----  | ----    | ----    | ----    | 40.4    | 34.8    | 23      |

### Indicadores que dependen del gas que entrega PEP

|    |  |                   |       |       |       |       |       |       |       |       |
|----|--|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1  | Capacidad Criogénica Utilizada <sup>1</sup>                    | %                 | 74.7  | 75.2  | 71.9  | 74.6  | 75.7  | 76.5  | 76.0  | 77.0  |
| 2  | Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas <sup>1</sup> | MMpcd             | 3,334 | 3,577 | 3,489 | 3,790 | 3,951 | 3,968 | 4,241 | 4,304 |
| 3  | Producción de gas seco <sup>4</sup>                            | MMpcd             | 3,029 | 3,144 | 3,147 | 3,445 | 3,546 | 3,461 | 3,572 | 3,618 |
| 4  | Producción de gas licuado <sup>4</sup>                         | Mbd               | 212.1 | 224.9 | 215.4 | 215.3 | 198.9 | 182.4 | 180.6 | 184.2 |
| 5  | Producción de etano <sup>4</sup>                               | Mbd               | 125.2 | 132.5 | 129.0 | 126.7 | 119.4 | 117.1 | 120.7 | 119.5 |
| 6  | Producción de gasolinas (naftas) <sup>4</sup>                  | Mbd               | 86.5  | 89.8  | 87.9  | 91.5  | 84.6  | 74.3  | 75.7  | 78.7  |
| 7  | Producción de gas seco por unidad procesada <sup>4</sup>       | MMpcd/MMpcd carga | 0.82  | 0.83  | 0.85  | 0.86  | 0.86  | 0.85  | 0.84  | 0.84  |
| 8  | Producción de gas licuado por unidad procesada <sup>4</sup>    | Bpd/MMpcd carga   | 61.2  | 60.9  | 60.0  | 55.1  | 48.7  | 44.4  | 42.6  | 42.8  |
| 9  | Producción de etano por unidad procesada <sup>4</sup>          | Bpd/MMpcd carga   | 36.1  | 35.9  | 36.0  | 32.4  | 29.2  | 28.5  | 36.9  | 35.8  |
| 10 | Producción de gasolinas por unidad procesada <sup>4</sup>      | Bpd/MMpcd carga   | 25.0  | 24.3  | 24.5  | 23.4  | 20.7  | 18.1  | 17.9  | 18.3  |

### Notas

Comentarios entregados en la validación ante SENER

1.-Por acuerdo con SENER se reporta el indicador gas húmedo dulce procesado sin una meta asociada.

2.-El indicador producción de gas seco por unidad procesada, no considera el reprocesamiento de gas seco en Pajaritos

3.-Los indicadores esde costo de transporte de gas seco y costo de transporte de gas LP, se evaluaron a febrero de 2011 por no tenerse el cierre contable definitivo a marzo.

4.- Por acuerdo con SENER, los indicadores volumétricos: producción de gas seco, gas licuado, etano, naftas y los relacionados por unidad de carga

producción de gas seco por unidad procesada, gas licuado por unidad procesado etano por unidad procesada y gasolinas por unidad procesada

no se evaluarán con una meta asociada, si no que sólo se reportarán en la sección que dependen de la oferta de PEP.

5.-Por acuerdo con SENER el indicador índice de personal, cambia de nombre a costo de mano de obra CPGs y conserva su metodología de cálculo.

## Pemex Gas y Petroquímica Básica

|    | Objetivo  | Unidades                     |            | 2012 PEO Original | Metas ajustadas 2012 |                 |                  |                 |
|----|---|------------------------------|------------|-------------------|----------------------|-----------------|------------------|-----------------|
|    |   |                              |            |                   | ene-mar<br>I T       | ene-jun<br>II T | ene-sep<br>III T | ene-dic<br>IV T |
| 1  | Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB ( CPGs) <sup>5/</sup>    | %                            | Min<br>Máx | ----<br>---       | 99<br>100            | 99<br>100       | 99<br>100        | 99<br>100       |
| 2  | Productividad laboral   | MMBtue/plaza ocupada         | Min<br>Máx | 388<br>413        | 363.2<br>386.4       | 363.2<br>386.4  | 363.2<br>386.4   | 363.2<br>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<br>Máx | 17.3<br>18.9      | 14<br>15             | 14<br>15        | 14<br>15         | 14<br>15        |
| 5  | Gastos de operación por energía producida <sup>3/</sup>   | \$/MMBtue                    | Min<br>Máx | 2.3<br>2.8        | 2.8<br>3.2           | 2.8<br>3.2      | 2.8<br>3.2       | 2.8<br>3.2      |
| 6  | Recuperación de propano en CPG  | %                            | Min<br>Máx | 95.3<br>96.8      | 96.1<br>97           | 96.1<br>97      | 96.1<br>97       | 96.1<br>97      |
| 7  | Costo promedio diario de transporte de gas seco <sup>8/</sup>   | \$/MMpc-km                   | Min<br>Máx | 0.13<br>0.14      | 0.16<br>0.17         | 0.16<br>0.17    | 0.16<br>0.17     | 0.16<br>0.17    |
| 8  | Costo promedio diario de transporte de gas LP <sup>8/</sup>   | \$/Mb-km                     | Min<br>Máx | 2.05<br>2.31      | 3.00<br>3.54         | 3.00<br>3.54    | 3.00<br>3.54     | 3.00<br>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<br>Máx | 4.9<br>5.8        | 5.0<br>5.3           | 5.0<br>5.3      | 5.0<br>5.3       | 5.0<br>5.3      |
| 11 | UpTime Sistema Nacional de Gasoductos   | %                            | Min<br>Máx | 74.8<br>83.4      | 82.5<br>84.5         | 82.5<br>84.5    | 82.5<br>84.5     | 82.5<br>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<br>Máx | 89.5<br>90.4      | 76.3<br>77.1         | 76.3<br>77.1    | 76.3<br>77.1     | 76.3<br>77.1    |
| 15 | Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión <sup>7/</sup> | %                            | Min<br>Máx | 88<br>90          | 96<br>98             | 96<br>98        | 96<br>98         | 96<br>98        |
| 16 | Costo de mano de obra CPGs <sup>3/</sup>  | \$/MMBtue                    | Min<br>Máx | 2.41<br>2.54      | 1.9<br>2.2           | 1.9<br>2.2      | 1.9<br>2.2       | 1.9<br>2.2      |
| 17 | Emissiones de SO2 a la atmósfera <sup>2/</sup>  | Kg de SO2/Tn de S° procesado |            | <34               | <39                  | <39             | <39              | <39             |
| 18 | Costo real/Costo estimado de proyectos <sup>7/</sup>  | %                            | Min<br>Máx | 100<br>115        | 100<br>104           | 100<br>104      | 100<br>104       | 100<br>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

| Objetivo | Indicador  | Unidades  | Histórico |       |       |       |        |        |        |       |
|----------|--|---|-----------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|
|          |  |   | 2003      | 2004  | 2005  | 2006  | 2007   | 2008   | 2009   | 2010  |
| 1        | Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto | %   | NA        | NA    | NA    | NA    | 47%    | 23%    | 16%    | -10%  |
| 2        | Diferencia entre costo observado en proyectos estratégicos nuevos / Costo aprobado en proyectos estratégicos nuevos      | %   | NA        | NA    | NA    | NA    | NA     | 1%     | 4%     | 7%    |
| 3        | Índice de productividad laboral (a)  | t / plaza ocupada   | 416       | 463   | 464   | 486   | 562    | 592    | 578    | 679   |
| 4        | Eficiencia en el uso de materias primas y energía vs estándares tecnológicos   | %   | 100%      | 100%  | 100%  | 100%  | 100%   | 100%   | 100%   | 100%  |
| 5        | Factor de insumo etileno - polietilenos  | t / t   | 1.04      | 1.05  | 1.05  | 1.04  | 1.01   | 1.01   | 1.01   | 1.02  |
| 6        | Factor de insumo etano - etileno (b)   | t / t   | 1.34      | 1.03  | 1.30  | 1.33  | 1.32   | 1.32   | 1.31   | 1.33  |
| 7        | Factor de insumo gas natural - amoniaco  | MMBtu / t   | 25.22     | 23.74 | 23.88 | 23.28 | 24.02  | 23.78  | 24.58  | 24.51 |
| 8        | Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas (c)  | Bls / t   | NA        | NA    | NA    | NA    | NA     | 14.74  | 14.75  | 13.71 |
| 9        | Desviación en volumen al cumplimiento de los programas de operación (POT)  | %   | 10        | 11    | 11    | 8     | 15     | 7      | 14     | 2     |
| 10       | Gasto de operación (d)   | \$ / t  | 858       | 786   | 909   | 951   | 841    | 884    | 1,071  | 848   |
| 11       | Producción de petroquímicos  | Mt  | 5,672     | 6,223 | 6,219 | 6,572 | 12,562 | 13,164 | 11,486 | 8,943 |
| 12       | Consumo de energía (e)   | Gj / t  | NA        | NA    | NA    | NA    | 18.90  | 17.27  | 16.27  | 12.67 |
| 13       | Producto en especificación / producto entregado  | %   | 99.14     | 99.00 | 99.60 | 99.60 | 99.47  | 99.85  | 98.76  | 99.68 |
| 14       | Índice de frecuencia de accidentes   | Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo | 1.16      | 2.00  | 1.13  | 0.70  | 0.48   | 0.80   | 0.45   | 0.29  |
| 15       | Emisiones de SOX   | t / Mt  | 0.541     | 0.581 | 1.635 | 0.181 | 0.030  | 0.088  | 0.063  | 0.010 |

(a) Considera la producción total sin Residuo Largo

(b) Incluye las tres plantas de etileno (Cangrejera, Morelos y Pajaritos)

(c) Nueva parametrización acorde al esquema actual de producción de la planta de aromáticos

(d) Considera la producción total sin Residuo Largo

(e) Indicador adicionado a partir del 2010. Utiliza el criterio de cálculo establecido por la CONUEE

## Pemex Petroquímica

|    | Indicador   | Unidades        | 2012 PEO Original | Metas ajustadas 2012 |                 |                  |                 |
|----|---|-----------------|-------------------|----------------------|-----------------|------------------|-----------------|
|    |   |                 |                   | ene-mar<br>I T       | ene-jun<br>II T | ene-sep<br>III T | ene-dic<br>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<br>Máx        | 1,021<br>126         | 316<br>277      | 480<br>433       | 656<br>605      |
| 4  | Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos  | %               | Min<br>Máx        | 100<br>2.6           | 3.0<br>2.6      | 3.0<br>2.6       | 3.0<br>2.6      |
| 5  | Factor de insumo etileno - polietilenos <sup>1/</sup>   | t/t             | Min<br>Máx        | 1.02<br>1.02         | 1.01<br>1.02    | 1.01<br>1.02     | 1.01<br>1.02    |
| 6  | Factor de insumo etano - etileno <sup>2/</sup>  | t/t             | Min<br>Máx        | 1.31<br>1.33         | 1.31<br>1.33    | 1.31<br>1.33     | 1.31<br>1.33    |
| 7  | Factor de insumo gas natural - amoniaco   | MMBtu/t         | Min<br>Máx        | 23.00<br>23.66       | 22.97<br>23.66  | 22.97<br>23.66   | 22.97<br>23.66  |
| 8  | Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas   | t/t             | Min<br>Máx        | 4.00<br>1.59         | 1.58<br>1.59    | 1.58<br>1.59     | 1.58<br>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<br>Máx        | 14,800<br>1,651      | 1,869<br>3,645  | 4,148<br>5,697   | 6,314<br>7,947  |
| 12 | Consumo de Eenergía   | GJ/ton          | Min<br>Máx        | N/A<br>13.05         | 12.92<br>13.05  | 12.92<br>13.05   | 12.92<br>13.05  |
| 13 | Producto en especificación / producto entregado   | %               | Min<br>Máx        | >97.00<br>98.70      | 99.70<br>98.70  | 99.70<br>98.70   | 99.70<br>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<br>Máx        | N/A<br>15            | 15<br>30        | 30<br>45         | 45<br>60        |
| 16 | Índice de carga contaminante DBO  | ton             | Min<br>Máx        | N/A<br>106           | 105<br>213      | 210<br>319       | 315<br>425      |
| 17 | Índice de Emisiones a la Atmosfera  | Mton            | Min<br>Máx        | N/A<br>1,970         | 1,950<br>3,940  | 3,900<br>5,910   | 7,800<br>7,880  |
| 18 | Residuos peligrosos   | ton             | Min<br>Máx        | N/A<br>5,063         | 5,000<br>4,050  | 4,000<br>3,038   | 3,000<br>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  |
| 30                   | Déficit Actuarial Total (Obligaciones devengadas por beneficios proyectados) | Miles de millones de pesos*  | 312.9     | 400.5 | 471.5 | 580.3 | 666.7 | 638.3 | 919.3 | 787.3 |
| 30                   | Déficit Actuarial, componente de gasto del sistema de salud                  | Miles de millones de pesos** | N/A**     | 61.3  | 63.4  | 89.5  | 96.6  | 101.1 | 194.2 | 149.0 |

\* Pesos corrientes de cada año

\*\* Inició el cálculo del indicador en 2004

## Gestión de Servicios Médicos

| Objetivo relacionado | Indicador                                | Unidades                   | Histórico |       |       |       |       |       |       |       |
|----------------------|--|----------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                      |  |                            | 2003      | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009  | 2010  |
| 31                   | Esperanza de vida                        | Años                       | 80.01     | 80.06 | 80.08 | 80.11 | 80.16 | 80.10 | 80.11 | 80.11 |
| 31                   | Tiempo de Espera de Primer Nivel         | Minutos                    | nd        | 20.8  | 14.0  | 13.0  | 13.0  | 15.0  | 14.0  | 14.0  |
| 31                   | Porcentaje de Surimiento de Medicamentos | %                          | nd        | 93.00 | 99.43 | 99.00 | nd    | 97.10 | 97.80 | 97.71 |
| 31                   | Porcentaje de Satisfacción al Cliente    | %                          | nd        | 82.00 | 92.44 | 91.20 | nd    | 90.00 | 91.00 | 91.00 |
| 31                   | Mortalidad materna directa               | Tasa por 100 nacidos vivos | nd        | nd    | nd    | nd    | nd    | 0.04  | 0.02  | 0.04  |

## Gestión de Servicios Médicos

|   | Indicador   | Unidad               | 2012 PEO ORIGINAL | Metas ajustadas 2012 |                 |                  |                 |
|---|---|----------------------|-------------------|----------------------|-----------------|------------------|-----------------|
|   |   |                      |                   | ene-mar<br>I T       | ene-jun<br>II T | ene-sep<br>III T | ene-dic<br>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>         | Minutos              | Mín               | 15                   | 14.0            | 14.0             | 14.0            |
|   |   |                      |                   | Máx                  | 15.5            | 15.5             | 15.5            |
| 3 | Porcentaje de surtimiento de medicamentos <sup>2/</sup> | %                    | Mín               | 97.5                 | 97.0            | 97.0             | 97.0            |
|   |   |                      |                   | Máx                  | 98.0            | 98.0             | 98.0            |
| 4 | Porcentaje de satisfacción al cliente <sup>2/</sup>     | %                    | Mín               | 91                   | 90.0            | 90.0             | 90.0            |
|   |   |                      |                   | Máx                  | 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.

## 5. Relación de acciones del Programa

- **Pemex-Exploración y Producción**

### Acciones que se reportan en el cuarto trimestre de 2011

| Acción  | Objetivos relacionados |
|---|------------------------|
| <b>Exploración</b>  |                        |
| 1. Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México profundo y mantenerla en cuencas restantes.   | 8 y 11                 |
| 2. Fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias aumentando el número y tamaño promedio de las localizaciones.   | 2, 8, 9 y 11           |
| 3. Definir e implementar el mapa tecnológico de exploración   | 6                      |
| <b>Desarrollo</b>   |                        |
| 4. Revertir disminución en producción   | 1, 4, 8, 10            |
| 5. Optimizar las operaciones de producción, distribución y comercialización   | 1, 14                  |
| <b>Producción</b>   |                        |
| 6. Continuar con la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO)   | 2, 14, 15, 16          |
| <b>Eficiencia operativa</b>   |                        |
| 7. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración y de explotación  | 6, 13                  |
| 8. Modernizar la función de perforación y separarla de exploración y explotación.   | 1, 2, 3, 6, 9          |
| 9. Desarrollar modelos de contratos integrales de exploración y/o producción  | 4, 6                   |
| <b>Seguridad y medio ambiente</b>   |                        |
| 10. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad del Organismo<br>- 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 |
|--------|----------------------|
|--------|----------------------|

| <b>Acción</b>   | <b>Objetivo relacionado</b> |
|---|-----------------------------|
| 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**

| <b>Acción</b>                                | <b>Objetivo relacionado</b> |
|--|-----------------------------|
| 5. Uso eficiente de energía                  | 18                          |
| 6. Generación eficiente de energía eléctrica | 18                          |

### **Transporte y almacenamiento**

| <b>Acción</b>   | <b>Objetivo relacionado</b> |
|---|-----------------------------|
| 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**

| <b>Acción</b>                                      | <b>Objetivo relacionado</b> |
|--|-----------------------------|
| 13. Mantenimiento de refinerías                    | 7, 18                       |
| 14. Mantenimiento de ductos y terminales marítimas | 2, 20                       |
| 15. Mantenimiento de terminales terrestres         | 20                          |

### **Calidad de combustibles**

| <b>Acción</b>               | <b>Objetivo relacionado</b> |
|-----------------------------|-----------------------------|
| 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   | 5, 19                |

| <b>Acción</b>                       | <b>Objetivo relacionado</b> |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| rehabilitación de plantas de azufre |                             |

- **Pemex-Gas y Petroquímica Básica**

### **Producción**

| <b>Acción</b>  | <b>Objetivos relacionados</b> |
|--|-------------------------------|
| 1.- Incrementar la capacidad de recuperación de licuables en el CPG Burgos (Criogénicas 5 y 6)                       | 1, 2, 4, 22, 23               |
| 2.- Desarrollar el proyecto de ampliación y confiabilidad operativa del CPG Poza Rica.                               | 1, 2, 4, 22, 23               |
| 3.- Incrementar la producción de líquidos en planta criogénica e instalar sección de fraccionamiento en CPG Arenque. | 2, 22, 23                     |
| 4.- Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.  | 2, 7, 22, 26                  |

### **Transporte**

| <b>Acción</b>   | <b>Objetivos relacionados</b> |
|---|-------------------------------|
| 5.- Integrar nuevas estaciones de compresión al SNG: Emiliano Zapata, Chávez, y Cabrito y repotenciación de Santa Catarina. | 2, 6, 25                      |
| 6.- Construir los libramientos de Jalapa, Morelia y el Durazno.   | 2, 6, 25                      |
| 7.- Mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa –Chihuahua.   | 2, 5, 6, 25                   |
| 8.- Rehabilitar el gasoducto 24" Valtierra -Lázaro Cárdenas.  | 2, 5, 6, 25                   |
| 9.- Mantenimiento integral al gasoducto 16" Chávez-Durango.   | 2, 5, 6, 25                   |

### **Comercialización**

| <b>Acción</b>   | <b>Objetivos relacionados</b> |
|---|-------------------------------|
| 10.- Desarrollar el esquema comercial de gas LP ante el nuevo entorno regulatorio.                          | 7                             |
| 11.- Diversificar el portafolio comercial de importación/exportación de gas natural                         | 7                             |
| 12.- Recuperar el diferencial de precios entre el gas LP importado y su venta en el mercado nacional.       | 7                             |
| 13.- Mejorar las aplicaciones de Tecnología de Información para la comercialización de gas natural y gas LP | 6, 24, 25                     |

### **Seguridad Salud y Protección Ambiental**

| <b>Acción</b>  | <b>Objetivos relacionados</b> |
|--|-------------------------------|
| 14.- Modernizar redes contraincendio en los CPG's Nuevo Pemex y Cd. Pemex. | 2, 5, 26                      |

|  |      |
|--|------|
| 15.- Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Cd. Pemex   | 2, 5 |
| 16.- Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los centros procesadores de gas. | 2, 5 |

### Planeación

| Acción   | Objetivos relacionados |
|--|------------------------|
| 17.- Mejorar la programación operativa de corto plazo                            | 6                      |
| 18.- Consolidar el uso de la metodología FEL de IPA para proyectos de inversión. | 2, 4                   |

### Administración y finanzas

| Acción  | Objetivos relacionados |
|---|------------------------|
| 19.- Reducir costos de suministro de bienes y servicios | 3, 22                  |
| 20.- Implementar el Programa Cero Observaciones (PCO)   | 3                      |
| 21.- Implementar el programa del ciclo de vida laboral  | 3                      |

### Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

| Acción   | Objetivos relacionados |
|--|------------------------|
| 1.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso   | 1, 6, 7, 23            |
| 2.C Cambiar el cálculo del autoconsumo de gas combustible, excluyendo los consumos de la planta NRU de Cd. Pemex y los utilizados en la generación eléctrica para porteo         | 2, 7, 23               |
| 3.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso   | 1, 6, 7, 23            |
| 4.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso                                 | 1, 6, 7, 23            |
| 5.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso   | 1, 6, 7, 23            |
| 6.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas húmedo amargo y dulce a proceso   | 1, 6, 7, 23            |
| 7.C Ajustar las emisiones de SO <sub>2</sub> enviados a la atmósfera, a la meta recomendada por la norma oficial NOM-137-SEMARNAT-2003 de <51 kg de SO <sub>2</sub> /t de azufre | 5, 24                  |
| 8.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso                                 | 1, 6, 7, 23            |
| 9.C Mejorar los programas anuales y trimestrales conjuntamente con PEP con relación a la oferta de gas amargo, gas dulce y condensados a proceso                                 | 1, 6, 7, 23            |

- **Pemex Petroquímica**

| <b>Acción</b>   | <b>Objetivos relacionados</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>Objetivos relacionados</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>Objetivos relacionados</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>Objetivos relacionados</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>Objetivos relacionados</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   |