



v. Final

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

OCTUBRE, 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 tercer trimestre de 2012, en el que se presenta el avance en la ejecución de las acciones planteadas en el Programa, así como el cumplimiento de las metas establecidas para los indicadores, con información al mes de septiembre de 2012, de conformidad con lo establecido en los capítulos III y IV de los Lineamientos.

2. Resumen ejecutivo

Este informe contiene el avance de las acciones comprometidas en el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios (PEO) al tercer trimestre de 2012, así como la evaluación del cumplimiento de metas de los indicadores.

En Pemex Exploración y Producción (PEP) se continúa con la ejecución de las iniciativas y programas contenidos en el Plan de Negocios 2010-2024 que soportan las mejoras operativas y permiten alcanzar las metas de los indicadores. En este informe se incluye el avance de 11 acciones, mismas que se han ajustado conforme a los nuevos alcances planteados para el año.

En este año, se considera la evaluación de 24 indicadores, 8 indicadores se informan al cierre del año. De los 16 indicadores restantes que se evalúan en este informe, 8 resultaron con calificación “Insuficiente”, en 2 indicadores su calificación fue “Aceptable” y 6 indicadores calificaron como “Sobresaliente”.

Entre los principales indicadores destaca la producción total de petróleo crudo que resultó 1.9% abajo de la meta máxima para el periodo, efecto de menor producción respecto a su programa en 3 proyectos, de los cuales sobresale Cantarell y por otra parte, compensado por el mejor desempeño en 11 de los principales proyectos, debido a un efecto positivo de las acciones implementadas y a una disminución del ritmo de declinación.

En la producción de gas se logró un desempeño sobresaliente, con un resultado 0.7% por arriba de la meta máxima estimada para el periodo, ante una mejor respuesta en el desarrollo de los proyectos Crudo Ligero Marino y Jujo-Tecominoacán.

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

En contraste, el proceso de crudo, rendimientos de destilados del crudo, índice de intensidad energética, utilización de la capacidad de destilación equivalente, participación del transporte por ducto y buquetanque, entre otros, registraron resultados insuficientes.

Las acciones de Pemex Refinación se enfocan en incrementar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, mejorar la confiabilidad operacional de sus instalaciones, así como garantizar el abasto de petrolíferos en el país al mínimo costo, con calidad y oportunidad. Asimismo, dirige esfuerzos para incrementar la eficiencia

operativa a lo largo de la cadena de valor, bajo un entorno de seguridad y protección al ambiente.

En Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), de las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 7 continúan vigentes en 2012, 13 fueron concluidas y una se pospuso para el año 2013, ésta última acción está referida a incrementar la producción de líquidos con la ampliación de la planta criogénica de Arenque en conjunto con la instalación de la sección de fraccionamiento en dicho CPG.

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

De los 20 indicadores asociados con una meta, 9 calificaron como aceptables o sobresalientes, 9 calificaron como insuficientes y 2 restantes que no se evaluaron dado que dependen del inicio de la operación de la nueva planta Criogénica en Poza Rica, la cual se estima inicie su operación durante el cuarto trimestre de 2012.

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

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

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

Avance en el cumplimiento del Programa

3.A Pemex Exploración y Producción

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

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

La actividad exploratoria al periodo enero-septiembre de 2012, se desarrolló de la siguiente manera:

La sísmica 2D cumplió con el 91% del programa al observar 2,280 kilómetros de un total de 2,515 kilómetros programados. De los cuales 1,980 kilómetros corresponden a sísmica para exploración y 300 kilómetros de sísmica para desarrollo de campos.

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

- Estudio Regional Sabinas II, se realizaron 766 kilómetros.
- Estudio Perla 2D, se realizaron 1,214 kilómetros.

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

- Estudio Altamira 2D, 275 kilómetros.

En la cuenca de Veracruz para desarrollo de campos se realizó lo siguiente:

- Estudio Perdiz 2D3C, 25 kilómetros

La sísmica 3D cumplió con el 102% de su programa al observar 19,743 kilómetros cuadrados de un total de 19,403 kilómetros cuadrados programados; de los cuales 11,754 kilómetros cuadrados corresponden a sísmica para evaluación del potencial, 4,869 kilómetros cuadrados para incorporación de reservas y 3,120 kilómetros de sísmica para desarrollo de campos.

La actividad por cuenca fue la siguiente:

- En Golfo de México Profundo, 11,754 kilómetros cuadrados.
- En cuencas del Sureste, 2,705 kilómetros cuadrados.
- En la cuenca de Veracruz, 1,394 kilómetros cuadrados.
- En la cuenca de Burgos, 770 kilómetros cuadrados.

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

- En Tampico-Misantla, 945 kilómetros cuadrados con los estudios Tres Hermanos 3D Norte y Furbero-P.Aleman-Remolino.
- En Cuenca del Sureste Terrestre, 204 kilómetros cuadrados con el estudio Tacotalpa 3D Sur.
- En Cuenca del Sureste Marino, 1,971 kilómetros cuadrados con el estudio Ayatsil Tekel 3D.

En cuanto a la perforación exploratoria, se terminaron 22 pozos de 28 pozos programados para un cumplimiento de 79%, resultando 11 productores (2 de gas seco, 5 de gas y condensado, 1 de gas húmedo y 3 de aceite y gas), además 4 productores no comerciales (dos no comercial de aceite y gas, 1 no comercial de gas y condensado, 1 no comercial de gas seco) y 7 improductivos, de acuerdo a la siguiente distribución:

- Cuenca de Burgos, se terminaron cinco pozos exploratorios, de los cuales cuatro resultaron productores de gas y condensado y uno improductivo invadido de agua salada
- Cuenca de Sabinas, se concluyeron seis pozos exploratorios con los siguientes resultados: dos productores de gas seco, uno productor de gas y condensado, uno productor no comercial de gas y condensado, uno productor no comercial de gas seco y uno improductivo seco.
- Cuenca de Veracruz, se terminó un pozo productor de aceite.
- Cuenca del Golfo de México, se terminaron cuatro pozos; uno productor de gas húmedo, dos improductivos invadidos de agua salada y uno improductivo seco.
- Cuencas del Sureste, se finalizaron seis pozos: dos productores de aceite y gas, dos productores no comerciales de aceite y gas, dos improductivos invadidos de agua salada.
- Cuenca de Burgos, se terminó un pozo improductivo invadido de agua salada.

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

Datos de aforo

| Activo | Pozo | Aceite | Gas | Condensado | Resultado |
|--|---------------|--------|------------|------------|--|
| | | (bpd) | (MMpcd) | (bpd) | |
| Activo Integral Burgos | Percutor-1 | | 2.2 | | Productor de gas seco |
| Activo Integral Burgos | Arbolero-1 | | 3.18 | | Productor de gas seco |
| Activo Integral Burgos | Habano-1 | | 2.77 | 27 | Productor de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Forcado-1 | | 2 y 4 | 53 | Productor de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Cuervito-201A | | .70 y 1.44 | 16 y 48 | Productor de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Mandarin-1 | | .70 y 2.34 | 8 y 19 | Productor de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Organdi-1 | | 1.9 y 1.8 | 26 y 144 | Productor de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Montaños-1 | | 0.11 | 19 | Productor no comercial de gas y condensado |
| Activo Integral Burgos | Progreso-101 | | 0.4 | | Productor no comercial de gas seco |
| Activo Integral Burgos | Nómada-1 | | | | Improductivo seco |
| Activo Integral Burgos | Hipotenusa-1 | | | | Improductivo, invadido de agua salada |
| Activo de Exploración Tampico-Misantla-Golfo | Gasífero-1 | 821 | 0.30 | | Productor de aceite y gas |
| Activo de Exploración Aguas Profundas Sur | Kunah-1 | | 32 y 34 | 98 y 143 | Productor de gas húmedo |
| Activo de Exploración Aguas Profundas Sur | Hux-1 | | | | Improductivo, invadido de agua salada |
| Activo de Exploración Aguas Profundas Norte | Talipau-1 | | | | Improductivo, invadido de agua salada |
| Activo de Exploración Aguas Profundas Norte | Caxa-1 | | | | Improductivo seco |
| Activo de Exploración | Jolote-101 | 1042 | 1.68 | | Productor de aceite y gas |

| Activo | Pozo | Aceite | Gas | Condensado | Resultado |
|---|-------------|---------|---------|------------|--|
| | | (bpd) | (MMpcd) | (bpd) | |
| Cuencas del Sur Terrestre | | | | | |
| Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre | Sunuapa-401 | 1396 | 1.77 | | Productor de aceite y gas |
| Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre | Calicanto-1 | 76 y 89 | | | Productor no comercial de aceite y gas |
| Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre | Chaya-1A | 88 | | | Productor no comercial de aceite y gas |
| Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre | Bricol-201 | | | | Improductivo, invadido de agua salada |
| Activo de Exploración Cuencas del Sur Terrestre | Rabasa-301 | | | | Improductivo, invadido de agua salada |

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

Pozos exploratorios terminados



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

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

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

En la porción terrestre de las Cuencas del Sureste se programaron 230 kilómetros para el estudio Zapatero-Pénjamo 2D que tiene como objetivo evaluar el margen suroeste de la Plataforma de Yucatán, sin embargo este estudio no inició ya que se continúa con la gestión de trámites del convenio de contratación de la compañía.

Continuando en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, para la sísmica 3D se observaron 531 kilómetros cuadrados, de los cuales 327 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Remero Cocal Terrestre 3D, en busca de adquirir imagen del subsuelo para encontrar la extensión hacia el oeste de los campos Terciarios

Caracolillo, el Golpe, Tupilco, Castarrical, Santuario, en la cuenca de Comalcalco, así como detallar la extensión hacia el noroeste de los principales alineamientos estructurales de edad mesozoico productores en los campos Cuatajapa, Tepeyil, Cárdenas y Mora, así como 204 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Tacotalpa 3D Ampliación Sur, orientado a dar apoyo al desarrollo de campos, el cual ya finalizó en marzo.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste, se realizaron 4,349 kilómetros cuadrados, de los cuales 823 kilómetros cuadrados corresponden al estudio Tsimin - Tojual 3DTZ; 781 kilómetros cuadrados al estudio Yaxiltun Oriente 3D, el cual finalizó en junio; 774 kilómetros cuadrados en el estudio Takin 3D, el cual concluyó en mayo; y 1,971 kilómetros cuadrados en el estudio Ayatsil - Tekel 3DWAZ, concluido en junio; los tres primeros con la finalidad de mejorar la imagen en oportunidades exploratorias y localizaciones, así como detectar nuevas oportunidades principalmente en horizontes tradicionalmente productores de aceite y el último para apoyar el desarrollo de campos.

Finalmente, en la cuenca de Tampico – Misantla se observaron 945 kilómetros cuadrados de sísmica 3D para apoyar el desarrollo de campos con los estudios Miquetla-Miahupán y Tres Hermanos 3D Norte.

Dentro de esta estrategia, en el periodo se programó levantar 4,425 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y se observaron 5,825 kilómetros cuadrados, cumpliendo 31% por arriba de lo esperado, lo anterior debido principalmente al estudio sísmico Ayatsil – Tekel 3D el cual apoya el desarrollo de esos campos.

En relación a la perforación exploratoria para la estrategia, en el periodo enero-septiembre se programó terminar 13 pozos en la porción terrestre de las Cuencas del Sureste, mismos que han sufrido retraso por diferentes razones, entre las que podemos citar: profundización para evaluar mayor columna los pozos Cárdenas-901 y Cupache-1001, en espera de equipo el pozo La Venta-1001, mayores tiempos por problemas operativos en los pozos Teotleco-101, Costero-1001 y Navegante-1, accidente mecánico del pozo antecesor San Ramon-1001A y diferimiento al siguiente año de los pozos Muspac-201 y Jabonero-1.

Se han terminado 6 pozos, con los resultados siguientes: Jolote-101 como productor de aceite; Sunuapa-401 productor de aceite y gas; productores no comercial de aceite y gas Chaya-1A y Calicanto-1; y los pozos Rabasa-301 y Bricol-201 improductivos invadidos de agua salada.

En la porción marina de las Cuencas del Sureste en este periodo se programó el pozo Tonalli-1, el cual inició desfasado debido al atraso con el pozo antecesor, además de problemas operativos y malas condiciones climatológicas, actualmente se encuentra en etapa de terminación.

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

La actividad de sísmica 3D realizada en la cuenca del Golfo de México Profundo con 11,754 kilómetros cuadrados en tres estudios:

- Centauro 3D (remanente de 2011) con 746 kilómetros cuadrados, su objetivo fue adquirir información sísmica tridimensional que permita definir la imagen del subsuelo en áreas afectadas por tectónica salina y la detección de trampas subsalinas presentes en la columna terciaria, para generar prospectos exploratorios que permitan evaluar el potencial petrolero del área.
- Tzumat 3D con 2,416 kilómetros cuadrados, para reducir incertidumbre de los elementos y procesos del sistema del petróleo de las oportunidades identificadas en el área, y definir con mayor precisión los estilos estructurales asociados que permitan realizar un adecuado mapeo estratigráfico y estructural de posibles trampas a diferentes niveles y objetivos.
- Sayab 3D con 8,592 kilómetros cuadrados, con el objetivo de definir con mayor precisión los estilos estructurales asociados que permitan realizar un adecuado mapeo estratigráfico y estructural de posibles trampas a diferentes niveles.

El cumplimiento para este periodo enero-septiembre fue 88%, la diferencia se debe al inicio desfasado del estudio Sayab 3D.

Para esta estrategia, durante el periodo enero-septiembre se programó la terminación de 5 pozos y se finalizaron 5, por lo tanto el cumplimiento fue de 100%. De los 5 pozos programados Caxa-1, Puskon-1, Hux-1, Kunah-1 y Supremus-1 se concluye lo siguiente: Caxa-1 terminado como improductivo seco; Hux-1 que resultó improductivo invadido de agua salada; Puskon-1 se terminó en 2011, por columna geológica imprevista no se le realizaron pruebas de producción; Kunah-1 que resultó productor de gas húmedo; y Supremus-1 inició desfasado por atraso del pozo antecesor Hux-1.

Adicionalmente como remanente del 2011 se terminó el pozo Talipau-1, que resultó improductivo invadido de agua salada.

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 1,980 kilómetros con los estudios Sabinas Regional 2D y Perla 2D en la Cuenca de Burgos, cumpliendo con el 106% del programa exploratorio, sin embargo se programó adquirir 400 kilómetros para apoyar el desarrollo de campos y se realizaron 275 kilómetros en el estudio Altamira 2D de la Cuenca Tampico Misantla. En la cuenca de Veracruz el estudio Perdiz 2D3C multi componente, donde se realizaron 25 kilómetros.

En sismica 3D, con objeto de definir la extensión de los cuerpos productores de gas y condensado en los campos Palito Blanco, Escobedo, Cruz, San Luis, Parritas y 18 de Marzo; en la cuenca de Burgos, se realiza el estudio San Luis 3D que en este periodo enero-septiembre observó 770 kilómetros cuadrados cumpliendo con el 65% de un programa de 1,176 kilómetros cuadrados debido principalmente a dificultades con los permisos de paso por la actividad agrícola aunado a días perdidos por condiciones climatológicas adversas.

En la cuenca de Veracruz se realizan los estudios Loma Bonita – Ixcatlán 3D y Mata Verde 3D, el primero con objeto de adquirir información con suficiente resolución y calidad, que permita definir el espesor y la distribución areal de los sistemas turbidíticos de las arenas productoras en los campos Veinte, Novillero y Cauchy, y el segundo para reducir la incertidumbre de oportunidades y localizaciones del área. En total se adquirieron durante este periodo 1,394 kilómetros cuadrados con un mayor cumplimiento debido a que se ha dado suficiencia presupuestal para continuar con estos trabajos, ya que originalmente su programa consideró un presupuesto reducido.

En relación a la perforación de pozos exploratorios, de los cinco pozos programados en la cuenca de Veracruz, Camaronero-301, Tatami-1A, Kamelot-1, Quixote-1 y Ramie-1, los cuales no han terminado derivado de las siguientes causas: el pozo Camaronero-301 ha desfasado su terminación por problemas operativos, la localización Tatami-1A no ha iniciado su perforación y se encuentra en espera de equipo, la localización Kamelot-1 difiere su perforación por estar ubicado dentro de una zona ecológica y para las localizaciones Ramie-1 y Quixote-1 se difiere su perforación, ya que, con la finalidad de reducir incertidumbre, se aplicarán estudios de inversión sísmica y AVO.

El pozo remanente del 2011 Gasífero-1 resultó productor de aceite y gas.

En la cuenca de Burgos, para el periodo de evaluación, se programaron dos pozos no convencionales Organdi-1 y Refuerzo-1, de los cuales el primero resultó productor de gas y condensado y Refuerzo-1 fue sustituido por el pozo Arbolero-1, el cual probó en lutitas resultando productor de gas seco.

Adicionalmente, en la cuenca de Burgos concluyeron los pozos convencionales: Forcado-1, Mandarin-1 y Cuervito-201A, como productores de gas y condensado, y Progreso-101 como productor no comercial de gas seco; así como el pozo Hipotenusa-1, resultando improductivo invadido de agua salada.

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

Durante el periodo enero-septiembre no se estimaron pozos de delimitación programados, sin embargo en la porción marina de las Cuencas del Sureste se encuentra el pozo Xux-1DL, donde se reiniciaron las actividades de recuperación del pozo en el mes de julio, actualmente continúa en la etapa de perforación.

En aguas profundas se inició el pozo Kunah-1DL, el cual llegó a su profundidad total programada de 4,515 metros y se encuentra en la etapa de terminación.

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

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

En la Cuenca de Burgos se tenían programados dos pozos para probar el concepto de aceite y gas en lutitas, Habano-1 y Percutor-1, los cuales concluyeron con los siguientes resultados: Habano-1 productor de gas y condensado y Percutor-1 productor de gas seco.

Adicionalmente se terminaron los pozos Arbolero-1 productor de gas seco, Montañés-1 productor no comercial de gas y condensado y Nómada-1 improductivo seco. El objetivo de estos cinco pozos ha sido evaluar las rocas de la formación Eagle Ford de edad Cretácico Superior y Jurásico Superior Pimienta.

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

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

➤ **4. Revertir disminución en producción**

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

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

| Actividad / Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|---|----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| Homologación de procesos y documento guía | | 15 | 50 | 100 | 50 |

| Actividad / Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|--|----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| Cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo | | 9 | 15 | 30 | 15 |
| Conformación de equipos de trabajo de productividad | 6 | 20 | 40 | 100 | 37 |
| Conformación de centros de ejecución regionales | | 5 | 10 | 25 | 8 |
| Desarrollo de portal | | 10 | 50 | 100 | 50 |
| Realización de foro tecnológico | | | | 33 | |
| Actualización de la estrategia de capacitación y cierre acelerado de brechas para formación de especialistas | 6 | 10 | 15 | 30 | 17 |

1B. Proyectos de recuperación secundaria y mejorada

Debido al cambio en la estructura organizacional de PEP y a la reasignación de recursos y responsabilidades, la realización de esta acción quedó completamente en control y ejecución de los Activos de Producción, por lo que su seguimiento está inscrito en el detalle de las actividades de los Proyectos de Inversión.

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

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

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

| Actividad / Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|---|----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| Estudios de inteligencia Tec. para mapas tecnológicos (no.) | 5 | 10 | 15 | 20 | 16 |

| Actividad / Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|---|----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| Desarrollo de mapas (no.) | 5 | 10 | 15 | 20 | 16 |
| Estudios de inteligencia Tec. para mapas de ruta(no.) | 1 | 2 | 3 | 4 | 3 |
| Desarrollo de mapas de ruta(no.) | 1 | 2 | 3 | 4 | 3 |
| Avance en el Plan Estratégico (%) | 20 | 30 | 50 | 70 | 65 |
| Avance en el modelo de administración (%) | 20 | 30 | 50 | 70 | 65 |
| Portafolio de Exploración (%) | 5 | 10 | 15 | 20 | 15 |
| Portafolio de Explotación y desarrollo %) | 5 | 10 | 15 | 20 | 15 |

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:

| Actividad/ Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|-------------------------------|----------|-----------|------------|-----------|---------------|
| DSD-II Ayatsil-Tekel | 100 | | | | 100 |
| DSD-III Ayatsil-Tekel | | 56 | 89 | 100 | 82 |
| DSD-I Pit-Baksha | 25 | 60 | 90 | 100 | 64 |
| Plan Maestro Ayatsil-Tekel | 22 | 56 | 89 | 100 | 60 |

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

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

| Actividad | Causa | Acción correctiva |
|-----------------------|---|---|
| DSD-III Ayatsil-Tekel | Inicio de los contratos de asistencia de manera tardía. | Se trabaja de manera conjunta ente las áreas de especialidad y las compañías. |

| Actividad | Causa | Acción correctiva |
|----------------------------|--|---|
| DSD-I Pit-Baksha | Adecuación del modelo estocástico por no certificación del volumen original. | Se trabaja en conjunto con la gerencia de reservas para certificar el nuevo volumen. |
| Plan Maestro Ayatsil-Tekel | Debido a retraso de los componentes antes enunciados. | Supervisión y coordinación de los responsables de cada proceso, las áreas y compañías involucradas. |

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

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

2E. Acelerar la entrada a producción de campos nuevos

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

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

| Actividad/ Trimestres: | I | II | III | IV | Avance |
|--|-----|----|-----|-----|--------|
| Replanteamiento de la estrategia | 100 | | | | 100 |
| Aceptación del programa de trabajo | | 50 | 100 | | 90 |
| Aprobación de los parámetros para determinar cuál es un proyecto especial a partir de un campo descubierto | | 50 | 100 | | 90 |
| Aprobación del procedimiento “fast track” para la documentación en cartera, la aprobación y asignación de recursos para proyectos especiales | | | 50 | 100 | 10 |
| Acta constitutiva del grupo de revisión y aprobación de proyectos especiales | | | | 50 | |
| Aprobación de documento rector de proyectos nuevos | | | | 50 | |

Durante el periodo, se ha logrado un avance de 90% de la aceptación del programa de trabajo y de los parámetros para definir un proyecto especial, debido a que se replanteó la estrategia de desarrollo en coordinación entre las áreas de Exploración, Desarrollo de Campos, y Planeación y Evaluación para la consolidación del grupo de revisión y aprobación de proyectos especiales.

5B. Definir el mapa tecnológico de desarrollo y explotación

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

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

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

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

| Obra | Entrega | Ene – Sep % | |
|--|----------|-------------|------|
| | | Prog. | Real |
| Obras para incrementar capacidad de transporte en el corredor CO Rebombeco-TMDB- CCCP- CAET | | | |
| Cabezal de distribución interna de 36"Æ de CB-5E a tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB | ago-2012 | 100 | 97.6 |
| Plataforma de Rebombeco: sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado | nov-2012 | 97.6 | 79.3 |
| Construcción de un oleoducto de 30" D.N. x 15 km. de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandepétl | nov-2012 | 88.4 | 71.1 |
| Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmecca en Domos Salinos Tuzandepétl | dic-2012 | 83.9 | 66.8 |
| Central de Rebombeco El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I | ene-2013 | 77.8 | 63.3 |
| Ampliación de la CB-4T en la Terminal Marítima Dos Bocas | oct-2013 | 27.9 | 12.5 |
| Obras para incrementar capacidad de almacenamiento contingente de crudo | | | |
| Serv. de carga, almac. y desc. de petróleo crudo en la T. M. Cayo Arcas con apoyo de un buque tanque petrolero | ago-2012 | 100 | 100 |

| | | | |
|---|----------|------|------|
| Sustitución de un salinoducto de 20"x 28 km. del CAE Tuzandépetl al Golfo de México | jul-2013 | 44.8 | 11 |
| Artefacto naval FSO con capacidad de deshidratación y desalado por decantación de 200 MBD y 2 MMB de cap. de almacenamiento total | ene-2014 | 36.2 | 29.7 |

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 Tuzandépetl | Trabajos adicionales con relación al nuevo patín de medición. | Autorización del convenio y elaboración del programa de ejecución para el inicio de los trabajos adicionales. |
| Construcción de un oleoducto de 30" x 15 km. de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandépetl | Problemas con los propietarios por el cruce de la línea. | Cambio de trazo para librar las propiedades de los afectados para continuar con los trabajos. |
| Plataforma de Rebombreo: Sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado | Inspección y reparación del equipo de bombeo "D" por la caída del equipo durante el desembarque. | Atención inmediata a la inspección y reparación del equipo de bombeo "D" por la contratista para su transporte e instalación. |

Para prevenir los riesgos de incumplimiento para periodos siguientes, y evitar retrasos en la ejecución de los trabajos de las obras en construcción se solicita a las compañías contratistas un programa de recuperación de los trabajos adicionales para optimizar el desfase de las obras, así como gestionar en tiempo y forma la documentación requerida para la contratación de acuerdo al plan.

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-Sep % | |
|--|----------|-----------|------|
| | | Prog. | Real |
| Obras para incrementar capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado | | | |
| Conversión a Gun Barrel TV-5006 en TMDB | ago-2012 | 100 | 100 |
| Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J | mar-2013 | 54.1 | 10 |
| Sistema de calentamiento de crudo en TMDB | jun-2013 | 39.5 | 19.9 |
| Conversión a Gun Barrel TV-5008 en TMDB | jul-2013 | 28.8 | 18.1 |
| Deshidratación y desalado en Akal J1 (200 Mbd) | oct-2013 | 61 | 48.5 |
| Construcción del incremento de capacidad de 100 a 150 MBPD de la planta de tratamiento de aguas congénitas en TMDB | dic-2013 | 20.8 | 9 |
| Cambio de interno del TV-2005 y TV-2006 | dic-2013 | 24.4 | 8.5 |
| Planta de tratamiento de aguas congénitas de Ku-Maloob-Zaap (100 MBD) en TMDB | mar-2014 | 10.7 | 8.5 |
| Obras para incrementar capacidad de mezclado de crudos en área de plataformas marinas y en TMDB | | | |
| Complementación/cambio de equipos de bombeo CB-5E en TMDB | ene-2014 | 19 | 12.3 |
| Construcción e interconexión de los sistemas de mezclado de crudo en la TMDB | feb-2014 | 20.8 | 11 |
| Sistema de lavado, calentamiento y desalado de crudo de Abk-A | may-2014 | 57.3 | 31.2 |
| Planta de mejoramiento de crudo pesado de 17 a 19 °API en TMDB-5E en TMDB | mar-2017 | 2.6 | 1.2 |

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

| Obra | Causa | Acción correctiva |
|---|--|--|
| Oleoducto 36" x 16 Km Ku A – Akal J | Continúa sin asignarse el contrato de construcción del Oleoducto. | Atención inmediata a la documentación de contratación requerida para la pronta aprobación del SUBCAAOS y demás procesos. |
| Deshidratación y desalado en Akal-J1 (200 Mbd). | Modificaciones en el peso de los equipos y adición de planta de tratamiento de aguas congénitas. | Desarrollo de ingeniería de detalle para el reforzamiento estructural de la plataforma. |

| | | |
|---|---|--|
| Complementación/cambio de equipos de bombeo CB-5E en la TMDB. | Atrasos en actividades previas para iniciar trabajos de campo de la obra civil. | Aumentar la cantidad de personal de campo de la contratista para concluir las actividades previas. |
| Construcción e interconexión de los sistemas de mezclado de crudo en la TMDB. | Atrasos en la fase de procuración de equipos. | Agilizar las requisiciones con los diferentes proveedores de la obra. |

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

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

El programa de esta acción para el presente año contempla implantar el Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO).

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

| Elemento | Septiembre 2012 | |
|-----------------------------------|-----------------|------|
| | Programa | Real |
| Organización | 92 | 93 |
| Confiabilidad humana | 82 | 90 |
| Confiabilidad de procesos | 96 | 97 |
| Confiabilidad de diseño | 88 | 98 |
| Confiabilidad de equipos y ductos | 90 | 94 |
| Proceso de mantenimiento | 97 | 99 |
| Elemento PM-SAP | 98 | 98 |

En lo que respecta al avance del SCO se reporta 96% en la implantación en los 7 elementos y 23 subelementos para las 42 instalaciones tipo "A", valor marginalmente superior a lo programado.

Las acciones para fortalecer el cumplimiento son:

- Consolidar el liderazgo de las Subdirecciones Operativas para la implantación del SCO en las instalaciones estratégicas.
- Continuar el programa de Rendición de Cuentas de las Subdirecciones Operativas a la DG-PEP.

- Asegurar la participación de los asesores internos a tiempo completo para soporte a las instalaciones.
 - Reforzar la participación del Órgano Rector de Operación en la implantación del SCO.
 - Contratar asistencia técnica externa especializada para soporte a la implantación del SCO en las instalaciones estratégicas.
 - Continuar con el programa de Revisiones de Control para asegurar el cumplimiento de las disposiciones específicas del SCO.
 - Efectuar revisiones de gestión (fase de verificación) a instalaciones que hayan cumplido con el 100% de implantación en cada elemento.
- **7. Redefinir y revisar el alcance de la metodología FEL para proyectos de exploración y de explotación**

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

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

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

- Se concluyó la definición de objetivo, estructura y funciones
- Transferencia de funciones y recursos a las áreas correspondientes de PEP y de UNP al 100%
- Se concluyó el plan de comunicación y revisión del sistema de evaluación
- Se concluye el monitoreo a la implementación inicial y el reforzamiento en la capacitación y procedimientos
- Se concluyó el replanteamiento del modelo organizacional y funcional para retomar la responsabilidad en la construcción del pozo
- Enfocar en la tripulación de la estructura micro de UNP y su implementación al interior de PEP al 50%.

La UNP se reestructura en un esquema organizacional de servicios, que incluye la responsabilidad de la construcción pozo abajo y las reparaciones con equipo (por administración, Remi y Remi-mixto) y la contratación de los servicios necesarios para la perforación. El avance que tiene al cierre del tercer trimestre de 2012 es de 87%. El resumen de las acciones conforme a los hitos en el año, sus programas y avances se incluyen en la siguiente tabla:

| Hitos programados para 2012 | Avance | I | II | III | IV | Avance del prog. |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|-----------|-------------------------|
| Objetivo, estructura y funciones | Meta Real | 100% 100% | | | | 100% |
| Los encargados de asuntos y proyectos de PMP transfieren las funciones y recursos a las áreas correspondientes de PEP y de UNP | Meta Real | 100% 100% | | | | 100% |
| Los gerentes de la UNP se enfocan en la tripulación de la estructura micro de UNP y su implementación al interior de PEP1 | Meta Real | 50% 50% | 100% 100% | | | 100% |
| Plan de comunicación y revisión del sistema de evaluación | Meta Real | 50% 50% | 100% 100% | | | 100% |
| Monitoreo a la implementación reforzamiento en la capacitación y procedimientos | Meta Real | | 100% 100% | | | 100% |
| Replantear el modelo organizacional y funcional para retomar la responsabilidad en la construcción del pozo | Meta Real | | 50% 50% | 100% 100% | | 100% |
| Tripulación de la estructura al interior de PEP | Meta Real | | 50% 50% | 75% 50% | 100% | 50% |

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

Durante el 2012 se han concluido la siguiente acción:

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

Los contratos integrales corresponden a Chicontepec, los cuales ya se concluyeron el diseño del área, el cuarto de datos, así como los modelos económico y legal, para el cuarto trimestre, se tiene estimada la promoción y para 2013 la licitación.

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

Para el tercer trimestre del 2012, se programó realizar 419 auditorías de SIPA más 264 seguimientos al cumplimiento de auditorías realizadas para hacer un total de 683 auditorías internas en materia de SIPA.

Al cierre de septiembre de 2012 se realizaron 433 auditorías y 279 seguimientos, equivalente a un avance de cumplimiento del 103% y 106%, respectivamente, con relación a lo programado para el periodo referido.

PEMEX-Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al cierre de septiembre de 2012 se han incorporado un total de 378 instalaciones de proceso y 275 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 106 instalaciones y 73 ductos cuentan con certificado.

En el período de referencia se registró una reducción en el número de instalaciones y ductos certificados, debido a que algunas instalaciones quedaron fuera de operación o no contaban con las condiciones operativas requeridas para la renovación de sus certificados.

Del mismo modo el número de instalaciones y ductos en proceso de certificación se redujo, debido a que se solicitó la desincorporación del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA) de diversos subsistemas de proceso que se encontraban en etapa de cumplimiento de plan de acción, dado que algunas de sus instalaciones sufrieron modificaciones; no obstante, dichos subsistemas serán reestructurados para su reingreso al referido programa.

El avance registrado al cierre del tercer trimestre de 2012 en el proceso de certificación es de 28% para instalaciones y 26% para el caso de ductos.

Para reforzar la administración de la seguridad física de enero a septiembre del 2012, se tienen programados 91 estudios de análisis de vulnerabilidad de las instalaciones, al cierre de este periodo se tuvo un avance de 109 estudios realizados equivalente al 120% de lo estimado.

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 219 reportes en el tercer trimestre del 2012, realizándose una cantidad de 229 asesorías equivalente al 105% 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).

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

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

Durante el periodo enero a septiembre del 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.

A la fecha, los ocho Cuerpos de Gobierno han generado 80 documentos normativos y mecanismos que soportan la implementación del Sistema PEMEX-SSPA en PEP los cuales comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como sistemas informáticos de control, entre otros.

En materia de capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, en el periodo enero a septiembre se impartieron 183 talleres de entrenamiento con una participación de 3,752 trabajadores.

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

- Involucramiento de la organización en la implantación del Sistema a través de la Organización Estructurada con participación de personal directivo, gerencial, mandos medios y trabajadores.
- Implementación sistemática del proceso de rendición de cuentas quincenal en materia de SSPA ante la Dirección General, a través de videoconferencias con participación de Subdirectores, Gerentes, personal de línea de mando, sindicato y prestadores de servicios.

- Elaboración y actualización sistemática de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA, mismos que están acordes con las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas.
- Desarrollo de Guía Técnica para asesorar y apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas.
- Desarrollo y difusión de documentos de bolsillo para fortalecer la comunicación de las responsabilidades de la línea de mando respecto a SSPA, con base en la “Guía técnica de responsabilidades de la línea de mando” de forma específica para los diferentes estratos, desde Director y Subdirectores hasta Supervisores de línea y personal con gente a su mando.

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

- Capacitación al tercer grupo de especialistas en el SASP, con el objetivo de formarlos como agentes multiplicadores para la implantación en sus respectivos centros de trabajo; con la capacitación de este último grupo, el número total es de 65 especialistas.
- Se concluyó la etapa de verificación del nivel 2 de implantación, a través del Programa Rector Estratégico, en las unidades de implantación con instalaciones modelo; se elaboraron los Programas de Acciones de Mejora (PAM's), se oficializaron y se les da seguimiento.
- Se concluyó el programa de difusión de los indicadores institucionales de ASP a las Subdirecciones Operativas y la capacitación para hacer el cálculo, captura y análisis de la información.
- Estructuración del subequipo de liderazgo central del elemento Procedimientos Operativos y Prácticas Seguras (POPS) en el Cuerpo de Gobierno ASP.
- Actualización de los procedimientos de los elementos de ASP a través del Cuerpo de Gobierno: Revisión de Seguridad Pre arranque, Tecnología de Proceso, Análisis de Riesgo de Proceso, Entrenamiento y Desempeño, Administración de cambios de Tecnología, Administración de cambios de Personal, entre otros.

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

- En proceso de aprobación y formalización por los equipos de trabajo de 10 procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este subsistema.

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

- Ejecución del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 25 profesionistas.
- Se elaboró por parte de personal de Recursos Humanos, la propuesta del “Procedimiento para la evaluación de la compatibilidad puesto - persona” que será evaluada por la Dirección Corporativa de Administración para su autorización.
- La Subdirección de Servicios a la Salud a través de la Subgerencia de Salud en el Trabajo elaboró los siguientes procedimiento e instrucciones operativas:
 - Procedimientos de vigilancia específica para personal expuesto a:
 - Ruido
 - Posiciones forzadas
 - Manejo de cargas
 - Radiaciones ionizantes
 - Agentes biológicos
 - Movimientos repetitivos
 - Instrucciones Operativas para realizar la vigilancia específica a la salud de:
 - Personal expuesto a vibraciones
 - Personal expuesto a disolventes orgánicos

- Personal expuesto a agentes causales de neuropatías por compresión
- Personal expuesto a agentes causales de neumoconiosis
- Instrucción Operativa para determinar el gradiente positivo de salud en trabajadores de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

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

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

Región Norte

- Se registraron 81 bloqueos y/o cierres, que representó el 32% de los 250 para este año.
- Se registraron 302 reclamaciones de las cuales 298 han sido dictaminadas como procedentes
- En aprobación de la comunidad se tiene un 62%, inferior a la meta a septiembre que es de 70%.
- Por Blindaje electoral, sólo se entregaron donaciones en el mes de septiembre de 2012, las cuales fueron 6.

Región Sur

- Durante el periodo enero – septiembre 2012, se registraron 6 bloqueos contra los 15 estimados, resultado del desempeño de asistencia a la operación de un 250%.
- El índice de reclamaciones dictaminadas procedentes y que fueron finiquitadas fue de 120%, al tener dictamen de 26,754 contra 22,082 programadas.
- En el periodo reportado se otorgaron apoyos con 9 donaciones.
- En cuanto a las Obras de Beneficio Mutuo se concluyeron 44 obras, comparadas con las 66 programadas en el periodo, se logró un desempeño del 67%.

Región Marina Suroeste

- La obra de beneficio mutuo el puente de la unidad, en Cd. Del Carmen, Campeche inició el 24 de septiembre de 2012, ésta posee recursos asignados a cuatro proyectos de inversión en conjunto con la Región Marina Noreste.

- Se concluyó la obra de beneficio mutuo “Adecuación de la calle Eliud Santos Magaña, ubicada en Paraíso, Tabasco” y se entregó al H. Ayuntamiento de Paraíso, Tabasco.
- Se concluyó la ingeniería de la obra “Rehabilitación con concreto hidráulico y asfalto a calles de la cabecera municipal de Paraíso y comunidades aledañas” la cual se piensa replantear ya que el CEAS y CONAGUA han incorporado nuevos alcances, desean incluir la instalación de tubería para aguas pluviales y aguas negras.
- De enero a septiembre 2012 se realizaron 21 actividades de difusión de las cuales se derivaron 82 acciones que han permitido la mejora de la imagen de Pemex Exploración y Producción Región Marina Suroeste, en las que participaron más de 3,433 personas (trabajadores de Pemex y de compañías, alumnos de escuelas y habitantes en lo general).
- En aprobación de la comunidad se tiene un 76%, superior a la meta a septiembre que es de 58%.

Región Marina Noreste

- Se concluyó la obra de beneficio mutuo de “Drenaje pluvial y sanitario en el fraccionamiento Santa Rita”.
- Se han iniciado las acciones para las siguientes obras:
 - Construcción del bloque A de libramiento carretero del Km. 4.5 hacia el entronque de la calle 55, Boquerón del palmar y Avenida Paseo del mar.
 - Adecuación y rehabilitación de vialidades que utiliza Pemex para operaciones terrestres en Cd. del Carmen, Campeche.
 - Ingeniería, procura y construcción del nuevo puente vehicular Unidad, que va desde la Isla del Carmen a Isla Aguada, sobre la carretera federal 180 en el estado de Campeche; incluye aproches y alumbrado.
- La sala Interactiva Petrolera superó la meta trazada de asistencia, con un registro histórico de 51,259 visitantes de una meta de 40,000.
- La percepción favorable de imagen fue de 82%, como resultado de encuestas y el seguimiento de diversos medios de comunicación impresos.

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Exploración y Producción

Período: Enero - septiembre 2012

| Indicador | Unidades | Objetivos relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual ^a (2) | Meta Autorizada PEO ene-sep (3) | Desviación ^b (1) vs (2) | Desviación (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) | |
|--|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|--|---------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------|
| Producción de crudo total | Mbd | 1 | 4 | 53% | 2,539 | min | 2,823 | 2,518 | -15.4% | -1.9% | Aceptable |
| | | | 8 | 83% | | máx | 3,002 | 2,589 | | | |
| | | | 9 | 86% | | | | | | | |
| Producción de crudo entregada a ventas | Mbd | 1 | 5 | 84% | 2,465 | min | 2,818 | 2,470 | -17.7% | -2.9% | Insuficiente |
| | | | 6 | 74% | | máx | 2,997 | 2,540 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Producción de gas total ^c | MMpcd | 1 | 4 | 53% | 5,681 | min | 6,500 | 5,473 | -15.4% | 0.7% | Sobresaliente |
| | | | 8 | 83% | | máx | 6,718 | 5,640 | | | |
| | | | 9 | 86% | | | | | | | |
| Producción de gas asociado ^c | MMpcd | 1 | 4 | 53% | 3,676 | min | N.A. | 3,463 | | 2.3% | Sobresaliente |
| | | | 9 | 86% | | máx | N.A. | 3,595 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Producción de gas no asociado | MMpcd | 1 | 4 | 53% | 2,005 | min | N.A. | 2,010 | | -2.0% | Insuficiente |
| | | | 9 | 86% | | máx | N.A. | 2,046 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Producción de gas entregada a ventas | MMpcd | 1 | 5 | 84% | 5,398 | min | 6,687 | 5,177 | -21.9% | 1.0% | Sobresaliente |
| | | | 6 | 74% | | máx | 6,911 | 5,344 | | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Costo de descubrimiento y desarrollo ^d | US\$/bpce | 2, 9 | 1 | 71% | 16.13 | min | 13.56 | 16.25 | -7.7% | 9.5% | |
| | | | 2 | 87% | | | | | | | |
| | | | 3 | 77% | | | | | | | |
| | | | 4 | 53% | | | | | | | |
| | | | 8 | 83% | | | | | | | |
| | | | 9 | 86% | | | | | | | |
| Costo de producción | US\$/bpce | 2, 9 | 4 | 53% | 6.11 | min | 5.36 | 6.35 | -8.5% | 11.3% | Sobresaliente |
| | | | 5 | 84% | | | | | | | |
| | | | 8 | 83% | | | | | | | |
| | | | 9 | 86% | | | | | | | |
| Costo de transporte | US\$/bpce | 2, 15 | 5 | 84% | 1.12 | min | 0.68 | 1.25 | -60.0% | 17.0% | Sobresaliente |
| | | | 6 | 74% | | máx | 0.70 | 1.35 | | | |
| Autoconsumo de gas | % | 2 | 6 | 74% | 10.0 | min | 8.8 | 9.6 | -9.9% | -1.8% | Insuficiente |
| Productividad laboral | Mbpce/plazas ocupadas | 3 | 4 | 53% | 50.2 | min | 37.2 | 50.3 | 25.4% | -2.2% | Insuficiente |
| | | | 9 | 86% | | máx | 40.0 | 51.3 | | | |
| Índice de frecuencia de accidentes en exploración y producción | Índice | 5 | 6 | 74% | 0.42 | min | 0.00 | 0.14 | -108.3% | -177.8% | Insuficiente |
| | | | 10 | 83% | | máx | 0.20 | 0.15 | | | |
| | | | 11 | 63% | | | | | | | |
| Índice de frecuencia de accidentes en perforación | Índice | 5 | 8 | 83% | 0.99 | min | 0.00 | 0.81 | 52.9% | -20.7% | Insuficiente |
| | | | 10 | 83% | | máx | 2.10 | 0.82 | | | |
| | | | 11 | 63% | | | | | | | |
| Tasa de restitución de reservas probadas ^d | % | 8 | 2 | 87% | 101.1 | min | 94.0 | 83.0 | 1.1% | 0.9% | |
| | | | 4 | 53% | | máx | 100.0 | 100.2 | | | |
| Tasa de restitución de reserva 3P ^d | % | 8 | 1 | 71% | 107.6 | min | 88.8 | 104.9 | 7.1% | -22.0% | |
| | | | 2 | 87% | | máx | 100.5 | 137.9 | | | |
| | | | 3 | 77% | | | | | | | |
| Incorporación de reservas 3P ^d | MMbpce | 8 | 1 | 71% | 1,461 | min | N.A. | 1,429 | | -22.2% | |
| | | | 2 | 87% | | máx | N.A. | 1,879 | | | |
| | | | 3 | 77% | | | | | | | |
| Relación Reservas probadas/producción ^d | Años | 8 | 1 | 71% | 10.2 | min | N.A. | 10.0 | | 1.0% | |
| | | | 2 | 87% | | máx | N.A. | 10.1 | | | |
| | | | 4 | 53% | | | | | | | |

| Indicador | Unidades | Objetivos relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual ^a (2) | Meta Autorizada PEO ene-sep (3) | Desviación ^b (1) vs (2) | Desviación (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|--|---------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|--|---------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Factor de recuperación actual ^d | % | 10 | 4 | 53% | 27.0 | mín 28.8 máx 29.9 | 26.9 27.6 | -9.7% | -2.2% | |
| Éxito exploratorio comercial ^d | % | 11 | 1 2 3 | 71% 87% 77% | 46 | mín 30 máx 41 | 30 47 | 12.2% | -2.1% | |
| Productividad por pozo ^d | Mmbpce / pozo | 12 | 4 | 53% | 1.20 | mín 0.46 máx 0.52 | 1.05 1.21 | 130.8% | -0.6% | |
| Aprovechamiento de gas ^c | % | 13 | 6 | 74% | 98.2 | mín 96.4 máx 98.3 | 98.0 98.3 | -0.1% | -0.1% | Aceptable |
| Índice de mermas y pérdidas | | 15, 16 | 5 | 84% | 0.47 | mín 0.54 máx 0.57 | 0.49 0.51 | 17.1% | 7.0% | Sobresaliente |
| Fugas de hidrocarburos | Número | 15, 16 | 6 11 | 74% 63% | 98 | mín N.A. máx N.A. | 0 39 | | -151.3% | Insuficiente |
| Derrames de hidrocarburos | Barriles | 15, 16 | 6 11 | 74% 63% | 2,435 | mín N.A. máx N.A. | 0 2,210 | | -10.2% | Insuficiente |

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 711 millones de pies cúbicos día.

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

N.A. No Aplica.

Causas de las desviaciones y acciones correctivas

➤ **Producción de crudo entregada a ventas**

Causas de desviación:

La causa de la desviación se debe a condiciones ajenas a la operación de Pemex Exploración y Producción, ya que obedece a rechazos de entregas programadas por parte de Pemex Refinación.

Acciones correctivas o de mejora:

No aplica.

➤ **Producción de gas no asociado**

Causas de desviación:

La causa principal de la desviación se ubicó en la producción base menor a la programada, cierre de pozos y libranzas a instalaciones de la Región Norte, también debido al ajuste por medición en pozos de la Región Sur.

Acciones correctivas o de mejora:

Se ajusta el comportamiento en los niveles de programación y los cierres dependen del comportamiento de los yacimientos.

➤ **Autoconsumo de gas**

Causas de desviación:

El incremento del gas usado en operación en las regiones marinas, originado por la incorporación de equipos de compresión para el manejo y aprovechamiento del gas producido.

Acciones correctivas o de mejora:

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

➤ **Productividad Laboral**

Causas de desviación:

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

Acciones correctivas o de mejora:

Se continuará con las acciones para el estricto control de pozos productores en las cercanías de los contactos agua-aceite y gas-aceite, se efectuarán las intervenciones necesarias a pozos.

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

Causas de desviación:

Al tercer trimestre de 2012 han ocurrido 30 accidentes en las áreas de Exploración y Producción, éstos se presentaron de la siguiente manera: 1 en producción de la Región Norte, 22 en las actividades de distribución de hidrocarburos, 5 en mantenimiento y logística, y 2 en administración y finanzas.

El 18 de septiembre de 2012, en la Estación de Medición del Km 19 de la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte, se presentó un fuerte accidente propiciado por la explosión de gas en las instalaciones con consecuencias catastróficas, entre otras el deceso de 5 trabajadores de Pemex Exploración y Producción. Actualmente aún se está realizando el análisis técnico que permitirá determinar las causas que originaron dicho evento.

Acciones correctivas o de mejora:

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

- Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos aplicando la metodología Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST).
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura.

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

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

Causas de desviación:

Durante el año 2012 han ocurrido en las áreas de perforación 35 accidentes, éstos se presentaron de la siguiente manera: 10 en División Norte, 10 en División Sur, 15 en la División Marina; ningún accidente fue fatal.

Acciones correctivas o de mejora:

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

- Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos aplicando la metodología Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST).
- Verificar la aplicación de la Guía de Supervisión Segura.
- Designar responsable de la coordinación de los trabajos a ejecutar en las instalaciones.
- Impartir pláticas de seguridad al inicio de la jornada laboral.

- Reforzar la aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR), para el control de riesgos.
- Reforzar la ejecución de auditorías efectivas y aplicación de ciclos de trabajo de disciplina operativa a los procedimientos de operación y mantenimiento.
- Elaborar los análisis de incidentes con la participación activa de los Equipos de Liderazgo de las áreas operativas.
- Iniciar con la implementación operativa en los Centros de Trabajo del Sistema de Administración de Seguridad de los Procesos.
- Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, los responsables de cada instalación en los Centros de Trabajo.

➤ **Fugas de hidrocarburos**

Causas de desviación:

Al periodo de evaluación se presentaron 98 fugas, 75 corresponden a la Región Norte, 11 a la Región Sur, 3 la Región Marina Noreste, y 9 a Distribución y Comercialización, siendo las principales causas de estos eventos: la corrosión interior y exterior de tuberías, y a los provocados por actos de vandalismo.

Acciones correctivas o de mejora:

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

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

➤ Derrame de hidrocarburos

Causas de desviación:

En el periodo de evaluación, por efecto de las fugas ocurridas, se derramaron 2,435 barriles de petróleo, 48% de este volumen se debió a causas relacionadas a la corrosión interior y exterior en ductos; el 21% se debió a actos vandálicos y 21% restante a fallas y rebosamiento.

Acciones correctivas o de mejora:

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

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

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

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

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

En el caso de corrosión exterior:

- Inspección de ductos.
- Equipo instrumentado.
- Ondas guiadas.
- Elaboración del análisis de integridad.

- Instalación de sistemas de protección catódica.
- Rehabilitación de ductos en operación.

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

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

3.B Pemex Refinación

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

➤ 1. Reconfiguración de 4 refinerías

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

| Paquete | Avances físicos a septiembre de 2012 | Avances financieros a septiembre de 2012 |
|--|--------------------------------------|--|
| II Aguas Amargas, Servicios Auxiliares y Obras de integración | 100% | 99.4% |
| III Planta Combinada, Hidrodesulfuradora de Diesel y Catalítica | 100% | 98.5% |
| IV Plantas HDS de gasóleos, hidrógeno y azufre | 100% | 98.9% |
| V Plantas de coquización, hidrodesulfuradora de naftas y regeneradora de aminas | 100% | 99.0% |
| VI Plantas de alquilación | 100% | 99.8% |
| Obra adicional I (sistemas de desfuegos, oleoducto 30" y gasoducto 12" x 17.3 km.) | 100% | 100% |
| Avance Total del Proyecto | 100% | 99.1% |
| Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km. | 100% | 100% |

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

Todas las Plantas e Instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la Refinería.

Las actas de Entrega Recepción entre las Subdirecciones de Proyectos y de Producción se encuentran en proceso de firmas por el área Operativa.

Para el cierre Administrativo los Contratistas realizan trabajos tales como: Versión final de la Maqueta electrónica tridimensional (METI), entrega de los Libros Finales donde se incluyen los comentarios efectuados por Pemex, refacciones que se encuentran en el sitio pendiente de su entrega al almacén de Refinería por documentación a cargo de Pemex, así como atención de los principales detalles constructivos pendientes que no afectan la seguridad ni la operación de las Plantas.

En junio de 2012, se cerró el Proyecto de Inversión 205 99 205 (original). En el mismo mes se recibió por parte de la SHCP la autorización del nuevo registro

correspondiente al “Proyecto Asociado al cierre administrativo de la Reconfiguración de la refinería de Minatitlán”, con lo que se contaron con los recursos financieros requeridos para culminar los trabajos finales, así como el cierre administrativo de la Reconfiguración, asignándosele a la nueva unidad de inversión el número C1900101AA000, y a partir del mes de julio 2012 se inició el ejercicio de los recursos con cargo a esta unidad de inversión

El monto estimado y autorizado para el cierre administrativo y pago de dictámenes finales, asciende a 409 MMUS\$ (5,220 MMPesos, tipo de cambio \$12.76).

Procedimientos de Conciliación: Se formalizaron los 4 Convenios finales de los procesos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra (cambio de sindicato) para los paquetes 2, 3, 4 y 5 (ICA, DRAGADOS, MINATRICO y EBRAMEX), con lo cual el 02 de octubre de 2012 se dieron por concluidos todos los Procedimientos de Conciliación instaurados en la Secretaría de la Función Pública.

Se estima efectuar el cierre administrativo a finales del presente año.

Reconfiguración de la refinería de Salamanca

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

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

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

Continúa en desarrollo la ingeniería básica y básica extendida (FEED) del revamp de las plantas combinada AS, primaria AA y vacío AI, para lograr el corte profundo requerido para el proyecto de Conversión de Residuales de la Refinería, avance de 59%.

En el segundo trimestre de 2012, se formalizó el convenio e iniciaron las actividades de la UANL para ejecutar la Evaluación de Integridad Mecánica de la H-Oil, avance 52%. Asimismo, se contrató a la Cía. Axens e iniciaron sus actividades para la simulación de proceso para determinar la capacidad hidráulica de la unidad H-Oil, actualmente hidrotadora de residuos de vacío para su conversión a hidrotadora de gasóleos pesados de Coquización, avance 40%.

La compañía Haldor Topsoe concluyó la ingeniería básica de la planta generadora de hidrógeno de 100 MMpcd.

Actualmente se trabaja en la adecuación de la ingeniería básica de la hidrodeshidrosulfuradora de naftas en convenio con el IMP, avance del 80%.

Se contrató a CB&I para el desarrollo de la ingeniería básica de la planta de azufre, avance del 10%.

Se concluyó el paquete de ingeniería de la barda perimetral con el IPN, se conforma el paquete de licitación.

La CFE continúa con los trabajos de relocalización de líneas de alta tensión que actualmente ocupan el predio donde se desarrollará el proyecto, avance 35%.

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

A principios de enero de 2012, la Dirección Corporativa de Operaciones, a través de la Subdirección de Desarrollo de Proyectos contrató a la *Cía. Independent Project Analysis* (IPA) para evaluar el desarrollo del proyecto de acuerdo con la metodología de *Front End Loading* (FEL). Se identificó que al autorizar la ejecución de la planta coquizadora, con el avance logrado hasta enero de 2012, se introduciría un alto riesgo para Pemex, porque implicaría autorizar de facto todo el proyecto.

Se trabaja en la implementación de las recomendaciones de IPA 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 dichas recomendaciones de IPA, en ese sentido se requiere la contratación para el desarrollo de las ingenierías básicas de: Remodelación de FCC con UOP, hidrosulfuradora de gasóleos con Haldor Topsoe, reformadora con UOP y lubricantes con Chevron-Lummus

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 30 de septiembre de 2012, se han identificado 357 iniciativas económicas en el componente de Sistemas Técnicos, con un valor de 1,921 millones de dólares anuales aproximadamente. Este valor equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.84 dólares por barril en el SNR.

Dentro de las iniciativas que están identificadas, 102 oportunidades ya están en operación y se estima han acumulado un beneficio de 319 millones de dólares. Paulatinamente el resto de las iniciativas pasarán a la fase de implementación.

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

A la fecha se han realizado 6 talleres de capacitación de eliminación de defectos, en los cuales se capacitó a 75 especialistas. Se llevó a cabo el “Curso-Taller de Economía de la Refinación, Optimización y Programación Operativa” en la refinería de Tula, coordinado por la Subdirección de Planeación, involucrando a las 6 refinerías en el proceso de programación, utilización de modelos matemáticos y prácticas de maximización de valor, con una asistencia de 30 personas.

Se han realizado talleres de concientización económica y cursos de economía de la refinación y se está desarrollando una estrategia de capacitación y certificación para los estratos clave en las refinerías. En mejora de Gestión de Talento se ha impartido más de 4,400 horas/hombre de capacitación.

Se elaboraron tableros de desempeño y encuestas de 360° y talleres de liderazgo en cada una de las refinerías con el objetivo de mejorar el desempeño del grupo directivo de las mismas.

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

Optimización de la Planta Coquizadora y Plantas Asociadas en la Refinería Francisco I. Madero

La SHCP autorizó el cambio de monto y alcance del proyecto integral, quedando como sigue:

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

La Subdirección de Producción definió que el sistema que se instalará para la apertura y cierre en el domo y en el fondo de los tambores de la coquizadora, sea a base de válvulas tipo deslizantes.

Para Líneas de Transfer y Planta Combinada Maya actualmente se concluyen los documentos entregables para solicitar su acreditación al SGTI mediante Nota Informativa con mínimos entregables.

Reemplazo de las reformadoras BTX y NP-1 de la Refinería de Minatitlán

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

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.

Optimización de la Operación y Recuperación de Isobutanos (Módulo Merichem) en Minatitlán

Se encuentra en ejecución la instalación del módulo Merichem, con un avance del 99% al mes de septiembre 2012. Pendiente el arranque de las instalaciones.

Modernización Compresor, fraccionamiento, recuperadora de vapores y tratamientos de FCC de Minatitlán

Proyecto en proceso de licitación. Se publicó la convocatoria para la licitación el 26 de julio de 2012. El acto de fallo está programado para noviembre de 2012.

Se estima iniciar los trabajos en el mismo mes con un periodo de ejecución de 25 meses.

➤ 4. Definición de proyectos de ampliación de capacidad

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

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

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

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

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

Avances de 2010:

Se concluyó el desarrollo de la ingeniería conceptual correspondiente a la etapa FEL-II de definición de alcances.

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

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

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

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

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

El 10 de agosto de 2010 Pemex Refinación recibió, por parte del Gobierno del Estado de Hidalgo, en una sola escritura la propiedad en donación simple las 700 hectáreas de terreno.

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

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

Avances de 2011:

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

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

El 7 de octubre se formalizó con el INAH el contrato RPSA04611 “Salvamento Arqueológico, Segunda Temporada, Excavaciones en Chingú”, mediante el cual el INAH liberaría las 109 hectáreas pendientes.

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

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

Se concluyó el estudio de impacto ambiental para el acondicionamiento del sitio.

Avances enero-septiembre de 2012:

El 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. En el periodo se reporta un avance de 5.14%.

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

El 2 de marzo se firmó el contrato de servicios a precios unitarios con, Fluor Enterprises, Inc, Ica Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V, Fluor Limited, Fluor Canada Ltd, Fluor, S.A., Fluor Daniel Illinois, Inc., Fluor Engineering Corporation, Fluor Daniel Latin America, Inc., Fluor Consultants B.V., Fluor Transworld Services, Inc. y Fluor Intercontinental, Inc., para llevar a cabo los servicios consistentes en

“Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva Refinería en Tula, Hidalgo”. El 10 de marzo se llevó a cabo la junta de arranque de trabajos. Al cierre de septiembre se lleva un avance del 2.5%.

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, 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.

En el periodo se concluyeron los estudios para la reubicación y saneamiento de los basureros municipales ubicados en el predio donde se construirá la Nueva Refinería por parte de la CFE. Con la información resultante de estos estudios se determinaron alcances y requerimientos técnicos para la realización de los trabajos.

El 14 de mayo se firmó el contrato específico de obra con I.I.I. Servicios, S.A. de C.V., para llevar a cabo “Trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería en Tula, Hgo”. Los trabajos iniciaron el 28 de mayo, al cierre de septiembre se lleva un avance del 4.6%.

El 31 de mayo se publicó la convocatoria para los trabajos de “Reubicación de canales para el nuevo tren de Refinación en Tula, Hidalgo”, el 31 de julio dicha licitación se declaró desierta, por lo que se dictaminó contratar a la empresa “Construcciones y Trituraciones S.A. de C.V.” para realizar los trabajos, el inicio del contrato será en el cuarto trimestre de 2012.

El 14 de junio se recibió respuesta favorable de la SHCP referente a la adquisición de predios para estaciones de bombeo y el corredor inter refinerías. Han iniciado las gestiones correspondientes para realizar dichas adquisiciones.

En junio inició el contrato para estudios de interferencias con líneas eléctricas para determinar el tipo de procedimiento constructivo y de recubrimiento en los ductos a cargo de la Comisión Federal de Electricidad. Al cierre de septiembre el avance es de 20%.

El 5 de julio concluyó la construcción de la barda perimetral de la nueva refinería.

Los contratos con Comisión Federal de Electricidad, el primero para realizar los estudios geohidrológicos para el abastecimiento de agua subterránea a la nueva refinería y el segundo para realizar los estudios de configuración topográfica y geotecnia del predio presentan un avance del 69% y del 95%, respectivamente.

Durante agosto y septiembre se formalizaron ocho contratos de las tecnologías de plantas con los siguientes prestadores de servicios:

| Planta | Tecnólogo |
|---|--|
| Coquización retardada | Bechtel Hydrocarbon Technology Solutions Inc |
| Hidrotratadora de gasóleos | Axens North America, Inc |
| Recuperadora Azufre | Jacobs Nederland B.V. |
| Isomerizadora de pentanos y hexanos | UOP LLC |
| Alquilación | UOP LLC |
| Reformadora de Naftas con Sistema de Regeneración Continua de Catalizador (CCR) | UOP LLC |
| Desintegración Catalítica FCC | UOP LLC |
| Isomerizadora de Butanos | UOP LLC |

Al cierre de septiembre el contrato con la UNAM “Estudios de manifestación de impacto y riesgo ambiental así como los estudios técnicos justificativos relacionados con el proyecto incremento de capacidad de refinación con aprovechamiento de residuales en Tula, Hgo.”, presenta un avance del 96%; está 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.

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

En el periodo también se desarrolló la documentación para determinación del alcance y estrategia de las telecomunicaciones de las variables operativas en tiempo real (SCADA), mediante tecnología de fibra óptica y se formalizó el convenio de autorización para la ocupación del DDV con Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Se efectuó la validación con Pemex Exploración y Producción de la especificación de crudo a transportar, derivado de lo anterior se relocalizaron las tres nuevas estaciones de bombeo Corregidora, Miguel Hidalgo y Morelos en el Estado de Veracruz para el oleoducto.

Se realizan los trabajos de ingeniería legal con personal de Pemex Refinación, para la legalización de los derechos de vía, a través de tres residencias: Minatitlán, Veracruz y Venta de Carpio. Al cierre de septiembre este equipo ha obtenido que

los propietarios otorguen su permiso para trabajos de topografía y colocación de mojoneras en el 85% (622 km) del DDV.

➤ 5. Uso eficiente de energía

Durante enero-septiembre de 2012 el Índice de Intensidad de Energía (IIE) mejoró en 3.7 puntos con respecto a 2011, sin embargo este resultado continúa por arriba de la meta anual establecida.

Para mejorar el IIE y reducir la brecha existente entre el SNR y las refinerías de la Costa Norteamericana del Golfo de México, se realizan una serie de actividades o proyectos, como son:

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

Dentro de las mejoras prácticas operativas implementadas ha sido la limpieza oportuna de trenes de precalentamiento de carga, ajustes en el exceso de aire en los calentadores, eliminación de fugas de vapor, cambio de trampas de vapor, aislamiento térmico en líneas y equipos, entre otras.

Con respecto a la implementación del “Protocolo de Eficiencia Energética en las Instalaciones de la Administración Pública Federal” de CONUEE, se cumple con la meta establecida de acuerdo al potencial de ahorro de energía en instalaciones de Pemex Refinación.

Referente a la creación de Proyectos Integrales de Eficiencia Energética, actualmente, se tienen autorizados 4 proyectos para las refinerías de Minatitlan, Salamanca, Salina Cruz y Tula. Dentro de estos proyectos se encuentran en proceso unidades de inversión para: La rehabilitación y/o instalación de sistemas de precalentamiento de aire en calentadores a fuego directo y calderas a punto cero, instalación de quemadores de alta eficiencia, sustitución de motores eléctricos de baja eficiencia, optimización de trenes de intercambio de calor, entre otros. La refinería de Madero, tiene en ejecución la instalación de una nueva caldera para generación de vapor de alta presión y se realiza la licitación para la instalación de un turbogenerador de gas con caldera recuperadora de calor. En la refinería de Cadereyta en el mes de diciembre/12 concluye el Estudio de Uso Eficiente de Energía, del cual derivarán las actividades para el registro de un 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 Pemex Refinación, bajo la coordinación de SENER. El alcance del proyecto considera el desarrollo de una central eléctrica y la compra de vapor por parte de la refinería de Salamanca.

Avances del Proyecto Externo de Cogeneración:

- CFE adjudicó el contrato de Obra Pública Financiada a Precio Alzado “Proyecto CCC Cogeneración Salamanca Fase 1” a la Cía. Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A. de C.V.; el período contratado para la ejecución de los trabajos 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. Comenzó la negociación para determinar el precio de compra-venta.
- En Octubre de 2012, CFE definió el precio de vapor en \$15.95 US\$/t y Pemex Refinación determinó previamente un precio de \$13.61 US\$/t para obtener la rentabilidad mínima. Ambas entidades Pemex y CFE deberán presentar a SHCP la actualización de los Documentos Análisis Costo Beneficio.
- El alcance de Pemex Refinación para la infraestructura de interconexión es a partir de la barda de la calle 16 hacia el interior de la refinería y CFE de la calle 16 hacia la nueva central.
- Se cuenta con la autorización del SubCAAOS para contratar la Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (IPC) de dicha infraestructura de interconexión, sin embargo, se desarrollarán primero las ingenierías básica y básica extendida para obtener una mejor definición del alcance y del estimado de costo, para posteriormente validar y acreditar la ejecución del proyecto de acuerdo con el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos.

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

- Cogeneración Madero.- Turbogenerador a gas de 22 MW en sitio con recuperador de calor.- Proyecto en proceso de licitación, se publicó la convocatoria para la licitación el 24 de julio de 2012 y el acto de fallo está programado para noviembre.
- Cogeneración Cadereyta.- Se tiene contemplado un Turbogenerador a gas con Recuperador de calor, en etapa de autorización del proyecto.

➤ 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 (incluida 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 Rebombéo 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 24 de octubre de 2012. De acuerdo al Convenio No. 9 vigente, el avance general del poliducto al cierre de septiembre de 2012 es de 75.36%.

De la construcción de la estación de Rebombéo Beristaín, se realizó la inauguración el 22 de diciembre de 2011 y se puso en operación el 2 de febrero de 2012 (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 Rebombéo 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 Rebombéo Ceiba, Zoquital y Catalina: se llevaron a cabo los contratos para la integración del sistema de cero cortes y calidad de energía ininterrumpible, la actualización de dos turbobombas para manejar 140 Mbd y la modernización del sistema de monitoreo y control automático. Trabajos concluidos al 100%.

De la construcción de almacenamiento en la Terminal Marítima de Tuxpan, a cargo del consorcio (Tradeco Infraestructura/Tradeco Industrial /ITECSA/Grupo OLRAM, III S.A de C.V.), las obras iniciaron el 5 de octubre de 2009 y su conclusión estaba originalmente programada para diciembre del 2010; sin embargo, conflictos sindicales en contra de dicha compañía, condiciones climatológicas adversas y excesiva rotación de mandos medios de la contratista, han generado retrasos en la ejecución. Se encuentra en trámite de autorización el convenio D-4, con fecha de terminación a diciembre de 2012. Al cierre de septiembre de 2012 se tiene un avance general de 70.70%.

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", misma que se actualiza en el cambio de monto y alcance del Análisis costo- Beneficio autorizado oficialmente en abril de 2012, cuyo alcance comprende:

- Confiabilidad eléctrica, contrato No. 4500435667, inició actividades el 22 de junio de 2012.
- Optimización del desempeño hidráulico de tres motobombas centrífugas, modificando el gasto de 50 a 80 Mbd; contrato No. 4500439614, inició actividades el 28 de julio de 2012.
- Modernización del sistema de monitoreo y control, Contrato No. 4500443297, se iniciaron actividades el 22 de agosto de 2012.
- Centro de Control de Motores, inicia el proceso de contratación por licitación pública, se pronostica fecha de inicio de ejecución de actividades en noviembre de 2012.

El avance general del proyecto al mes de septiembre de 2012 es 83.8%.

➤ 8. Reparto local

Proyecto concluido en 2010.

➤ 9. Modernizar el transporte marítimo

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

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

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

10. Almacenamiento de productos

Continúa el desarrollo de la ingeniería de detalle de la nueva TAR Tapachula dentro del contrato del IPC firmado el 4 de octubre de 2011. La capacidad de la nueva TAR será de 65 Mb y se estima concluirla a finales del 2013. De acuerdo a lo establecido en el contrato, la ingeniería de detalle tiene un avance del 52%, de 95% programado.

La contratista ofreció incrementar personal de ingeniería en las especialidades de aire acondicionado, instalaciones eléctricas y arquitectura para incrementar el avance en la generación de documentos para la construcción. Continúan las obras de preparación del terreno y gestiones oficiales para permisos y autorizaciones para la urbanización de los accesos carreteros. El avance físico general del proyecto es del 16%, contra un 20% programado.

Respecto a la TAR Reynosa, La SHCP aprobó el cambio de registro de “Estudio de Pre inversión” a “infraestructura”, con la intención de registrar la unidad de inversión que permita la compra del terreno. La adquisición está condicionada al cumplimiento del proceso de acreditación por el SGTI PR (FEL I y II).

En el proyecto de la Nueva Terminal Región Centro (NTRC), se identificaron beneficios suficientes para hacer rentable el proyecto, utilizando el Modelo de Optimización de Suministro y Distribución de la Gerencia de Planeación Estratégica de la SPCE, con escenarios que incluyen la nueva refinería “Bicentenario” en Tula, Hidalgo, con y sin nueva terminal. Se analizarán otros escenarios.

De acuerdo al último análisis se detectaron 172 Estaciones de Servicios con potencial a reubicar a la NTRC. Con base a un escenario de alta demanda, para el 2027 se tendrá una venta de 40 Mbd de productos en la Zona Sur-Oriente. Esta demanda para la NTRC representa un requerimiento de capacidad nominal de almacenamiento de 245 Mb, mas 10 Mb de contaminados.

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

➤ 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) tanto de crudo a refinerías como de productos al mercado. En este sentido, en la determinación de la nueva meta de autonomía de crudo, se tomaron entre otros aspectos, los 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 y alcanzar los días de autonomía que requiere el SNR

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

Concluyó el análisis económico de las alternativas de ubicación de la nueva TAR Caribe con suministro vía terrestre (Leona Vicario) y marítima (Puerto Calica y Puerto Morelos). En proceso el análisis de costos de infraestructura para arribo de buques, así como de los aspectos de riesgo ambiental, protección ecológica y seguridad.

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

➤ **13. Mantenimiento de refinerías**

Pemex-Confiablez en las 6 refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR)

Al cierre de septiembre del 2012 se continuó con el proceso de implantación de Pemex-Confiablez:

- Se da prioridad a 6 de las 14 mejores prácticas: compromiso y liderazgo, censo de equipo y taxonomía, mantenimiento centrado en confiabilidad, administración del trabajo, administración de libranzas y reparaciones y ventanas operativas.
- El programa de acciones 2012-2014 se encuentra cargado en Tablero Colaborativo del Project-Server, el cual es usado por los profesionistas de los distintos Centros de Trabajo para dar seguimiento y control de las acciones contenidas en este.
- Se continúa con el cálculo de los 22 indicadores del Tablero de Confiabilidad Operacional, así como el seguimiento mensual de los estratégicos.

- Se ejecutan los programas de rehabilitaciones, basados en los diagnósticos físicos-operacionales de las instalaciones del SNR.
- Se encuentra en ejecución el programa de Capacitación y Certificación de Habilidades 2012 para profesionistas y operarios del SNR, en metodologías de confiabilidad y técnicas de: monitoreo de condición, mantenimiento predictivo e Inspección Técnica, de las cuales al cierre de septiembre se han iniciado las siguientes certificaciones.
 - Inspectores en recipientes a presión API-510
 - Inspectores en Tuberías de Proceso API-570
 - Técnicos y Analistas en Lubricación de Maquinaria Nivel I
 - Inspectores en soldadura CWI de la AWS
- Se está aplicando la estrategia para incrementar la confiabilidad operacional de los Servicios Principales en el SNR, las principales son las siguientes:
 - Rehabilitaciones a punto cero de UDA's, Calderas y Turbogeneradores,
 - Aplicación de la coordinación de protecciones eléctricas
 - Sustitución de equipos por obsolescencia.
 - Modernización de sistemas de control
 - Capacitación al personal técnico.
- Se lleva a cabo el análisis de la información de la Taxonomía en PM de SAP de manera mensual, por centro de trabajo y a nivel Central.
- Se continúa con el reforzamiento en la aplicación del Monitoreo Basado en condición de equipos dinámicos en las 6 refinerías del SNR

Rehabilitación de Plantas en las 6 Refinerías del SNR

Para el año 2012 se programaron 39 plantas de proceso, de acuerdo al siguiente cuadro:

| Refinería | Fecha | Total | Realizadas | Plantas |
|------------------|--------------------|--------------|-------------------|---|
| Cadereyta | 5 May al 15 Sep | 9 | 2 | AZ1, U-700-1, U-700-2, U-800-1, ISOMEROS, MTBE-1, ALKI-2, AZ3/AZ4, FCC-1. |

| Refinería | Fecha | Total | Realizadas | Plantas |
|--------------|---------------------|------------|------------|--|
| Madero | 22 Abr al 26 Nov | 5 | 0 | FCC-1, U-200, U-500, U-501,U-100 |
| Minatitlán | 4 Ago al 12 Nov | 3 | 0 | HDG, BTX y DA-201. |
| Salamanca | 19 May al 27 Nov | 10 | 4 | RCC, HDS3/RR3, ISOMEROS, U-8, U-11 PTE, U-12, HDD, SRU, TGTU, RD, |
| Salina Cruz | 28 Ago al 3 Oct | 2 | 0 | PRIMARIA2/VACIO2 y FCC-1. |
| Tula* | 13 May al 20 Oct | 10 | 0 | MTBE, TAME, PRIMARIA2, VACIO2, ESTABI2, FCC-1, U-400-1, U-500-1, U-600-1, AZ5 T1 |
| Total | | 39* | 6 | |

*/ Originalmente se agruparon las plantas Primaria2/vacio2/estabilizadora2. De acuerdo al POT-1 se consideran por separado.

Las 6 plantas concluidas al cierre de septiembre, son: AZ1 y U-700-1 de Cadereyta; RCC, HDS3/RR, ISOMEROS y U-8 de Salamanca. Asimismo, dio inicio el mantenimiento de 5 plantas.

Adicionalmente, se rehabilitó la planta U-800-2 de Tula y se iniciaron las plantas U-400-2, ISOM, U-500-2, U-600-2, U-700-2, U-800-2 de Salina Cruz, las cuales no estaban programadas con las 39 originales.

➤ 14. Mantenimiento de ductos y terminales marítimas

Al mes de septiembre de 2012, se inspeccionaron interiormente 756.49 km de ductos de los 2,243 km programados en el año, se atendieron 343 indicaciones de 452 programadas, mismas que se repararon por administración directa, principalmente en los sectores de ductos: Catalina, Veracruz, Chihuahua, Madero, Monterrey, Torreón, Victoria, Guaymas, Rosarito y Salina Cruz.

Adicionalmente, del proyecto para la “Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30”Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio”, tramo Mendoza-Venta de Carpio, se atendieron indicaciones derivadas del estudio de evaluación directa, así como grietas en el tramo San Martín – Venta de Carpio y se hicieron verificaciones de las camisas de refuerzo existentes, todo con un avance total del 99.5%.

En el proyecto para la “Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros” se iniciaron inspecciones con ondas guiadas y verificación de anomalías en las líneas de 20” D.N. del Turbosinoducto y 30” D.N. del Gasoducto ambos en Rosarito, el proyecto tiene un avance del 50.02%.

Del proyecto para la “Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa del Sistema Golfo; Corredor Nuevo Teapa-Madero-Cadereyta”, con un plazo de ejecución de 910 días naturales, se han atendido todas las indicaciones localizadas en la L2 24” D.N. Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta. De igual manera, se han atendido al 100% las indicaciones de los tramos Nuevo Teapa-Mazumiapan, Tres Hermanos-Sta. Emilia L-20, Sta. Emilia L-20 de la L1 30”-24”-20”-24” D.N. Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta, se continúa el proceso de evaluación indirecta de corrosión. El Proyecto refleja un avance general del 23%.

En el proyecto de “Rehabilitación Integral al Sistema de Protección Anticorrosiva de los ductos del Corredor Nuevo Teapa - Poza Rica - Madero – Cadereyta y Ductos Playeros del Sector Minatitlán” se continúa con la atención de indicaciones de reaseguro en recubrimiento, así como la atención a los sistemas de protección anticorrosiva. El Proyecto reporta un avance del 61.49%

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 91.98%.

Se concluyó la rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos de los DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros del Sector Salina Cruz; se realizó la recepción física de los trabajos el pasado mes de mayo del 2012.

Por otra parte, los trabajos destinados a la Rehabilitación integral al sistema de protección anticorrosiva de los ductos del corredor Madero-Cadereyta del Sector Victoria e indicaciones del Oleoducto de 30” - 24” - 20” - 24” D.N., Nuevo Teapa – Madero - Cadereyta (línea 1)” tramo a rehabilitar: Tres Hermanos- Cadereyta (Sectores Madero y Victoria), con un plazo de ejecución de 1,137 días naturales, se han localizado 236 indicaciones de las 682 programadas y en fase de recubrimientos enterrados se han localizado 133 indicaciones, lo anterior representa un avance del 34.60%.

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, el día 25 de Septiembre, se publicó una segunda licitación pública, las juntas de

aclaraciones se llevarán a cabo en octubre 2012 y el fallo será el próximo 22 de noviembre de 2012.

Igualmente se enviaron para licitar el pasado 16 de marzo de 2012, las bases para la Inspección Interior con equipo instrumentado empleando tecnología de Fuga de Flujo Magnético (MFL), Evaluación, Rehabilitación de Integridad inmediata y certificación del Oleoducto de 48" D.N. Nuevo Teapa - Salina Cruz, Inspección Interior con equipo instrumentado de Ultrasonido de Haz Recto (UHR) en tramo de TRD al área de 500 MD y by pass en cruzamiento de ríos, actualmente se encuentra en proceso de adjudicación directa derivado de dos licitaciones anteriores, las cuales se declararon desiertas económicamente.

Al cierre de septiembre de 2012, el programa de mantenimiento preventivo al sistema de transporte por ducto se cumplió al 97.83% con la ejecución de 63,305 órdenes de servicio.

En cuanto a instalaciones portuarias, en la Terminal Marítima Pajaritos se concluyeron 3 tanques de la gestión 2009, de los cuales 3 fueron entregados a operaciones; de la gestión 2010, donde el TV-200 fue puesto en operación el 7 de agosto de 2012, TV-203 puesto en operación el 18 de agosto, TV-509 obra concluida, el TV-209 fue puesto en operación el 12 de junio; TV-503, 506, 507 obra concluida al 100% y los TV-109 y TV-221 se encuentran en un avance del 85.91% que representan una capacidad de almacenamiento de 1,425 Mb. Asimismo, se ejecuta la rehabilitación de tuberías del rack intercomplejos, con inicio en 2011 y terminación en 2012, (obra concluida), la obra de Envolventes No Metálicas en circuitos de proceso con un avance del 100% y la instalación de membrana flotante del TV-301 con un avance estimado del 45%.

La Rehabilitación General de Tuberías de Circuito de Combustóleo se asignó con inicio en noviembre de 2012, los circuitos de Diesel, Crudo Maya, Crudo Rex, Crudo Olmeca y Circuito de Crudo en Muelles 3, 4, 5 y 6 se encuentran en licitación, con fecha estimada de inicio en diciembre de 2012.

En la Terminal Marítima Tuxpan, se concluyeron y entraron en operación 3 tanques de la gestión 2010, que representan una capacidad de almacenamiento de 220 Mb. Además el 29 de febrero de 2012 se inició la restauración general del TV-104 con una capacidad de 200 Mb, con un avance del 40.41%. Se licitaron y asignaron las obras de rehabilitación de los tanques TV-8 y TV-9 de 55 Mb, actualmente TV-8 con un avance de obra del 17.10% y el TV-9 con un avance de obra del 11.28%.

La Restauración de Tuberías en Circuitos Interiores en la Terminal Marítima de Tuxpan, Ver., se encuentra en ejecución con un avance del 15.61%.

En la Terminal Marítima Salina Cruz, se ejecutan 3 tanques con inicio en el 2011 y terminación en el 2012, con un avance del 96.3%, que representan una capacidad de almacenamiento de 197 Mb. La rehabilitación del Tanque TV-308 de 131 Mb, se encuentra en etapa de asignación de contrato, con fecha de inicio octubre de 2012.

La Rehabilitación de tuberías de muelles 4 y 5, se encuentra en etapa de asignación de contrato, con fecha de inicio octubre de 2012.

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 generan programas de los siguientes trabajos: reparación de elementos del muelle no. 2, construcción de bocatoma, construcción de subestación eléctrica, construcción de banco y registro eléctrico del muelle 1 y 2, construcción de barda perimetral, demolición de elementos de concreto y desmantelamiento con recuperación de equipos y materiales y construcción del muelle No. 1.

➤ **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. Al cierre del mes de septiembre, se concluyó el mantenimiento de 10 tanques, se han iniciado los trabajos en 40 TV's; el resto, están siendo reprogramados por procesos licitatorios declarados desiertos y falta de recursos presupuestales en el rubro de operación, o corresponden al programa del último trimestre del año.

➤ **16. Calidad de combustibles**

Para suministrar la totalidad de los combustibles con calidad de Ultra Bajo Azufre (UBA), requeridos por la NOM-086, PR desarrolla el Proyecto de Calidad de Combustibles (PCC), el cual se ha dividido en dos fases.

Fase Gasolina

Al mes de septiembre de 2012 el avance global de la fase de gasolinas (IPC), que incluye tres paquetes, es del 58.03%.

Para el primer paquete correspondiente a las refinerías de **Tula y Salamanca**, fue asignado a la Cía. SAIPEM, firmándose contrato el 9 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,150 días, estimándose terminar el 29 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 5 de abril de 2010; Al mes de septiembre de 2012 se tiene un avance físico realizado de 58.6%.

Durante el tercer trimestre de 2012 se llevó a cabo: Reprogramación en la emisión de ingeniería en revisión APC para dar continuidad a los procesos constructivos. Por parte de la Contratista se ha incorporado personal ejecutivo en sitio para dar respuesta en forma oportuna y toma de decisiones a los problemas que se

presentan en campo. Se llevan a cabo reuniones entre personal de SAIPEM/Proveedor/Pemex para agilizar la emisión de los dibujos del fabricante.

Para la Refinería de **Tula**, se encuentra en trámite la formalización de un convenio de reprogramación a la parte de Precios Unitarios y reprogramación en la fecha de terminación a la parte de Precio Alzado, derivado de la contaminación del suelo, construcción de marcos adicionales para rack central de ULSG y desarrollo de ingeniería básica complementaria para adecuar el plano de arreglo de equipos del área 110 de ULSG.

En la Refinería de **Salamanca**, se encuentra en trámite la formalización de un convenio de ampliación al plazo de ejecución en la parte de Precios Unitarios y reprogramación en la fecha de terminación en la parte de Precio Alzado, derivado de la ejecución de trabajos no considerados en el catálogo original de conceptos del anexo 29 (rack de tuberías que conectan el calentador BA-3201 y columna DA-3201, construcción de pilas para cimentación de los equipos DA-3201, DA-3101 y BA-3201 debido a la presencia de agua en el subsuelo, cambios a la soportería de las líneas de tubería OSBL, construcción de marcos adicionales en el rack principal y extracciones de cimentaciones masivas).

Para ambas refinerías se trabaja de manera conjunta entre la Contratista y Pemex para la detección de áreas de oportunidad y se revisan estrategias constructivas para acelerar y ejecutar los trabajos de manera continua en sitio (Incremento de personal y equipos en obra).

El segundo paquete, correspondiente a las refinerías de **Madero y Cadereyta**, fue asignado a la compañía ICA Flúor Daniel, firmándose el contrato correspondiente el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días para terminar el 2 de mayo de 2013. Las obras se iniciaron el 21 de septiembre de 2009; Al mes de septiembre de 2012 se tiene un avance físico realizado de 77.3%.

Para la refinería de **Cadereyta** durante este trimestre, se aprobó el tercer convenio de ampliación en monto por 64 millones de pesos derivado de trabajos adicionales no considerados en el alcance original del contrato. Adicionalmente, se encuentra en revisión la reprogramación de la terminación mecánica presentada por la contratista, debido a la liberación tardía de los trabajos para el desmontaje y montaje de las bombas de agua de enfriamiento e interferencias para sus interconexiones al cabezal existente.

En Cadereyta la Contratista continúa dando seguimiento puntual con los proveedores para agilizar la recepción en sitio de los materiales y equipos faltantes.

Para la refinería de **Madero**, se encuentra en trámite la formalización del convenio de ampliación al plazo de ejecución en la parte de Precios Unitarios, reprogramación en la fecha de terminación en la parte de Precio Alzado y reprogramación de volúmenes de obra del anexo 29, por interferencias en el desarrollo de trabajos civiles en áreas de plantas nuevas por demolición tardía de taller mecánico-eléctrico, trabajos adicionales y trabajos no considerados en el

catálogo del anexo 29 para la construcción de un nuevo cuarto de control centralizado tipo bunker (CCC Bunker) y reprogramación de volúmenes de obra del anexo 29 que se utilizarán en la integración (OSBL).

Adicionalmente para Madero, se han abierto frentes para atender los trabajos impactados por la demolición del taller mecánico y se incrementaron recursos para dar atención al cuarto de control central.

Para ambas refinerías, se llevan a cabo reuniones con el área de contratos para agilizar el análisis de los Precios Unitarios Extraordinarios.

Para el tercer paquete, correspondiente a las refinerías de **Minatitlán y Salina Cruz**, el fallo se dio el 25 de febrero de 2010 a favor de la Cía. ICA Flúor Daniel, firmándose los contratos el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días, estimándose terminar el 22 de octubre de 2013. Las obras se iniciaron el 12 de abril del 2010; al mes de septiembre de 2012 se tiene un avance físico realizado de 51.0%.

Para ambas refinerías, se encuentra en sanción jurídica los convenios de modificación al programa, por la ocurrencia de caso fortuito y fuerza mayor que afectaron la fecha de llegada a sitio de las torres de proceso, sin que esto impacte la terminación del proyecto.

Para ambas refinerías, la Contratista continúa incrementando personal para recuperar el avance programado en la construcción de cimentaciones profundas para equipos no críticos.

En ambas refinerías, se refuerzan actividades de expeditación en los talleres del fabricante, para recuperar el avance programado en la fase de Procura.

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 tercer 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 y avances son:

- Ampliación de Laboratorios en las refinerías del SNR: Concluyó el desarrollo de la ingeniería básica extendida. Se lleva a cabo la revisión de dicha ingeniería. Durante el trimestre, se liberó el aviso de “No Requerimiento de Impacto Ambiental” para las refinerías de Salina Cruz y Salamanca.
- Acondicionamiento de Tanques en las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz: Pemex revisó la ingeniería FEED desarrollada por COMIMSA. Se trabaja

en la integración de los anexos para la licitación de las refinerías de Salamanca y Salina Cruz.

- Adquisición e instalación de turbogeneradores de las refinerías de Madero y Cadereyta: Se integraron los anexos de las bases de licitación, se elaboró el modelo económico y del contrato, los cuales se encuentran en revisión por parte del área de contratos.
- Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula: En la refinería de Cadereyta se trabaja en la integración de los anexos técnicos y para la refinería Tula en elaboración el modelo económico. En la refinería de Minatitlán, se encuentra en revisión de Pemex el anexo técnico que forma parte del paquete de licitación.
- Sistema de Recuperación de Condensado en Salamanca: Se encuentran en proceso de elaboración los anexos técnicos.
- Determinación de Espesores para Circuitos del Sistema de Mezclado en Línea: Refinería de Cadereyta, se encuentran en revisión por Pemex los términos de referencia; Refinería de Minatitlán, Trabajos cancelados, no se requiere ya que las interconexiones se realizarán a líneas del Proyecto de la Reconfiguración de Minatitlán, de la cual se cuenta con toda la información; Refinería de Tula, se realizaron levantamientos en campo por Pemex, se encuentran en análisis.
- Manejo de Corrientes Parásitas para Tula y Salamanca: Se concluyó el desarrollo de la ingeniería básica extendida en Tula; en Salamanca continúa la ejecución de la ingeniería básica extendida.
- Reconversión de la Torre CDHydro (columna de destilación e hidrosulfuración) a Depentanizadora en Madero: Continúa la evaluación de las cotizaciones presentadas por ICA y CDTECH, adicionalmente Pemex analiza la procedencia de la reconversión.
- Diagnóstico de las plantas FCC-2 en Cadereyta y Minatitlán: Refinería de Cadereyta, se analiza la procedencia para la asignación directa con un licenciador para plantas FCC, ya que el licenciador original (Shaw) presenta problemas de tipo legal para su contratación; Refinería de Minatitlán, en proceso de firma del contrato con la compañía KBR.

Fase Diesel

El avance global de las Ingenierías Básicas de la refinería de Cadereyta y del resto del SNR, es del 82.0% de la fase DUBA del proyecto de Calidad de Combustibles. Se inició el proceso de licitación el 26 de julio/2012 para los paquetes IPC-2 e IPC-4 de DUBA Cadereyta, para dar inicio a la construcción de las plantas.

Refinería Cadereyta

El avance de las Ingenierías básicas de la refinería de Cadereyta a septiembre de 2012 es del 99.8%.

- Durante los años de 2008 y 2009, el IMP desarrolló las Ingenierías Básicas Extendidas dentro de límites de batería, para el proceso de la planta nueva y las plantas a remodelar de Hidrodesulfuración de Diesel y para la planta Tratadora de Aguas Amargas, así como la Ingeniería Conceptual para las instalaciones de servicios e Integración fuera de límites de batería.
- La Ingeniería Básica para la planta Recuperadora de Azufre, se contrató el 2 de julio de 2010 con la empresa WorleyParsons y a la fecha está terminada.
- La Ingeniería Básica para la Planta de Hidrógeno, se contrató el 7 de octubre de 2011 con el Licenciador Haldor Topsoe; se iniciaron los trabajos el 21 de octubre de 2011; esta ingeniería básica está terminada.
- La Ingeniería Básica para el Gasoducto inconcluso de 12", elaborada por la UNAM, está terminada.
- Se cuenta con el Dictamen favorable del peritaje del Tercero Experto Independiente.

Acreditación del FEL III: Durante el 2012, el GTI acreditó la etapa FEL III el 30 de abril. Se obtuvo la opinión favorable del CEI de Pemex Refinación el 8 de mayo; la aprobación del Consejo de Administración de Pemex Refinación el 7 de junio; la opinión favorable del CEI de Petróleos Mexicanos el 21 de junio; la aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos de la fase DUBA Cadereyta y la liberación de los Recursos el 12 de julio.

Elaboración de los paquetes de Bases de Licitación para los contratos de IPC:

- IPC-1 e IPC-3: Los paquetes están concluidos; la ingeniería básica del IPC-3 está terminada, se estima publicar las convocatorias en noviembre/2012.

El contrato tipo "A" para el IPC-1, fue aprobado por el CAAOS de Refinación, y Se estima presentar al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, para su aprobación en Octubre/2012.

- IPC-2 e IPC-4: Los paquetes están concluidos y se inició el proceso de licitación el 26 de julio/2012. Se efectuaron las precalificaciones de los Licitantes y la visita de obra del paquete de licitación del IPC-2 en septiembre, y para el IPC-4 en agosto y septiembre respectivamente.
- En octubre/2012 se estima iniciar la gestión para contratar el Testigo Social Independiente en octubre de 2012.

Resto de las refinerías del SNR

El avance de las Ingenierías básicas del resto del SNR es del 77.3%.

- Se cuenta con los Libros de Proyecto de las ingenierías básicas, entregadas por Axens North America, para las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz.
- Se cuenta con los Libros de Proyecto de las Ingenierías Básicas entregadas por Haldor Topsøe, para las plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nueva y a remodelar de las refinerías de Salamanca y Tula.
- El IMP terminó el desarrollo del paquete de Ingeniería Básica, contratado en abril/2011, para las plantas nuevas de Aguas Amargas de las refinerías de Madero y Salina Cruz.
- El IMP inició en junio/2012, los trabajos para el desarrollo de la ingeniería básica de la planta nueva Tratadora de Aguas Amargas U-6000, de la refinería de Tula. En julio/2012 los de la planta nueva AA-8 para la refinería de Salamanca.
- El SUBCAAOS dictaminó procedente la contratación por adjudicación directa, para el desarrollo de la Ingeniería básica de las plantas nuevas de azufre de las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz. Se estima contratar en octubre/2012.
- La Compañía Supervisora de los Servicios (CSS) continuó desarrollando la Ingeniería Conceptual del OSBL, para las refinerías de Minatitlán y Salina Cruz. En revisión de Pemex la ingeniería conceptual, para las refinerías de Madero, Salamanca y Tula. El CSS, programó la terminación de la ingeniería conceptual en octubre/2012.
- La planta de Hidrógeno U-9 de la refinería de Salamanca, se determinó no realizar trabajos de remodelación, debido a que se incluyó en el proyecto de residuales de la refinería una planta generadora de hidrógeno con capacidad de 100 MMpcd, la cual tendrá capacidad suficiente para atender las necesidades del proyecto fase DUBA.
- El SUBCAAOS dictaminó procedente la contratación por adjudicación directa, para desarrollar la Ingeniería Básica, para las plantas nuevas de Generación de Hidrógeno de las refinerías de Madero, Minatitlán y Tula. Se firmó el contrato el 10 de septiembre/2012.
- El SUBCAAOS dictaminó procedente contratar por adjudicación directa, la Ingeniería Básica, la Licencia de uso de Tecnología y la Asistencia Técnica de la planta nueva de Hidrógeno de la refinería de Salina Cruz.

➤ **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 mes de septiembre, se muestra en el siguiente punto.

➤ **18. Racionalizar estructuras**

Áreas de mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación

La Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales, ha coordinado con el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) el desarrollo de una propuesta que incluye acciones de productividad para el modelo de operación de las áreas de Mantenimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), que permitirán optimizar su funcionamiento, particularmente se prevé aplicar los conceptos del modelo en la estructura de una refinería y posteriormente continuar con los trabajos para las restantes. En espera de la concertación de la estructura de Mantenimiento de la Refinería de Minatitlán.

Dado que estos trabajos están relacionados con el modelo de operación de mantenimiento del SNR, para continuar con los trabajos, es necesario que primero se concluyan los trabajos de reorganización de la Refinería de Minatitlán reconfigurada, Convenio que se encuentra en proceso de protocolización y firmas.

Sistema Nacional de Ductos

Se iniciaron trabajos de concertación con el STPRM para la implementación de las propuestas de fortalecimiento a la estructura sindicalizada en las Estaciones de Bombeo y Rebombeo del Sistema Nacional de Ductos, Sector Mendoza, donde se realizan los trabajos de justificación de las necesidades y cargas de trabajo correspondientes.

Con base en el resultado que se obtenga en el Sector Mendoza, la Subdirección de Distribución, buscará homologar las estructuras para el resto de las Estaciones de Bombeo y Rebombeo, conforme las restricciones presupuestales lo vayan permitiendo.

Reorganización del Centro de Reparaciones Navales en la Terminal Marítima Madero

Se considera fortalecida la estructura Sindicalizada al prevalecer la modificación de jornada de 737 plazas, que permiten laborar a dos turnos por día con resultados favorables de ahorro por concepto de tiempo extra.

Se tiene pendiente concluir la separación del Centro de Reparaciones Navales como Centro de Trabajo independiente de la Terminal Marítima de Madero, así como gestionar las Claves de Centro de Trabajo – Departamento por parte de la Comisión de Codificación Única, para posteriormente reasignar el presupuesto.

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, Puebla y Mazatlán.

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

➤ 19. Desarrollo de personal

Con relación al programa de desarrollo de competencias, al mes de septiembre de 2012, se evaluaron a 98 profesionistas que se integraron a los Sectores de Operación para complementar el turno continuo en el SNR.

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 120 eventos durante el segundo semestre de 2012, de los cuales, ya se han tenido 14 con la participación de 247 asistentes.

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

Reclutamiento y selección

Con la finalidad de desarrollar especialistas técnicos para los principales proyectos de inversión en las especialidades requeridas, al tercer trimestre de 2012, se llevaron a cabo más de 2,018 entrevistas a 3,815 estudiantes contactados y 1,413 evaluaciones, de los cuales 319 estudiantes ya fueron preseleccionados como aptos para iniciar su proceso de contratación de acuerdo a las necesidades de las líneas de negocio.

Becarios

Se desarrolló un Programa de Inducción para 54 ingenieros que fueron seleccionados con base al proceso de Reclutamiento y Selección de Pemex Refinación bajo Convenio con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), en la modalidad de “Becario”, para formarlos en las áreas de operación del SNR, mismo que dio inicio en el mes de septiembre de 2012.

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

Cartera de Proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Actualmente se trabaja en la identificación de los temas que se incluirían en el Programa de Investigación, Desarrollo de Tecnología y Formación de Recursos Humanos Especializados 2013 de Petróleos Mexicanos, con base en el Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX, que resume los retos y necesidades tecnológicas vinculadas a las estrategias del Plan de Negocios y que ha servido de base para la selección de los temas inscritos en los dos fideicomisos creados para el impulso de la investigación, desarrollo y asimilación de tecnología, en los que actualmente tiene participación Pemex Refinación:

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

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

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

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

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

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

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

En marzo del 2012 la SASIPA estableció un Plan Estratégico en materia de seguridad y medio ambiente para PEMEX Refinación, con un alcance de 10 iniciativas, para reducir en el corto plazo los accidentes personales e incidentes industriales y tener entre otros beneficios, la reducción de paros no programados, mejorar la Cultura en SSPA, fortalecer la competencia y desarrollo de la Función SSPA, prevenir penalizaciones de instancias normativas, hacer sustentables las operaciones y mejorar la imagen del Organismo.

Iniciativas Estratégicas:

- I. Desarrollar un Plan Emergente de Contención de accidentes personales e Incidentes industriales.
- II. Desarrollar una estrategia para abatir rezagos de medición de espesores en el SNR.
- III. Promover el cumplimiento de la normatividad interna y externa aplicable.
- IV. Impulsar la Implantación del Sistema PEMEX - SSPA.
- V. Coadyuvar la implantación de la Confiabilidad Operativa.
- VI. Auditar Instalaciones críticas o estratégicas.
- VII. Concretar la contratación de la consultoría externa.
- VIII. Desarrollar un programa de profesionalización.
- IX. Dar continuidad a los Proyectos de Atención de Pasivos y Mejoramiento al Medio Ambiente.

X. Actualizar Estructura Organizacional (Integrar Equipos de Alto Desempeño).

Dentro del plan de emergente de contención de accidentes en PEMEX Refinación, está el compromiso por parte de Subdirectores, Gerentes y Jefes de Centros de Trabajo, de elaborar un programa de visitas de supervisión intensiva a instalaciones.

A través de las visitas del Subdirector de SASIPA y de su personal a los Centros de Trabajo, se instruye a los Mandos Medios a reforzar las siguientes acciones:

- Supervisar y asegurar la aplicación de los procedimientos críticos.
- Reforzar la supervisión del personal en la ejecución de los trabajos.
- No autorizar trabajo alguno si no se tiene el permiso correspondiente y el Análisis de Seguridad en los Trabajos debidamente elaborado.
- Mejorar la calidad en la identificación física de los riesgos potenciales existentes en el Análisis de Seguridad en los Trabajos “AST” y aplicarlo correctamente.
- Aplicar Análisis Causa Raíz a todos los accidentes e incidentes.

Asimismo, para este período podemos mencionar la elaboración y difusión de Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

Durante los primeros nueve meses del año, se mantuvo el esfuerzo, en el proceso de implantación del Sistema Pemex SSPA, en los Centros de Trabajo de las Subdirecciones Operativas (Producción, Distribución y Almacenamiento y Reparto).

Como parte de la iniciativa VII, durante el mes de marzo del 2012 se dio inicio a la contratación de la consultoría externa de la empresa Dupont, S.A. de C.V., quien presentó en el mes de mayo el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA”.

Se visitaron 10 Centros de Trabajo, interactuando con los Equipos de liderazgo SSPA (ELSSPA) y Subequipos de Liderazgo SSPA (SELSSPA) de las líneas de negocio, con el propósito de realizar un mapeo inicial y con base a este ejercicio, se elaboró un Plan General de Proyecto, mediante el cual se proporciona el soporte técnico a la Organización Estructurada, la Función SSPA y Línea de Mando en los niveles estratégico, táctico y operativo del Organismo.

En el tercer trimestre del año 2012, se continuó con el proceso de soporte técnico a las tres Subdirecciones operativas.

En la Subdirección de Producción se estableció la Organización Estructurada del ELSSPA, así mismo su membresía, roles y responsabilidades de acuerdo a la guía correspondiente, se dio soporte técnico a la función SSPA en el Sistema Nacional de Refinación para fortalecer su rol como asesor, normativo y auditor de los ELSSPA y SELSSPA, mientras que en las refinerías se trabaja en el ciclo de ejecución de los Subequipos de Disciplina Operativa, Auditorías Efectivas,

Investigación y Análisis de Incidentes, así como en el entrenamiento al personal de la Función SSPA para que ejecuten su rol antes mencionado.

En la Subdirección de Distribución se inicia el proceso de Soporte Técnico a ELSSPA, Subequipos de Liderazgo de SSPA, Línea de Mando y Función SSPA en las unidades de implantación: Subgerencia de Ductos Golfo, Subgerencia de Ductos Norte y en la Terminal de Operación Marítima y Portuaria Tuxpan.

En la Subdirección de Almacenamiento y Reparto se dio inicio al apoyo para la revisión del ELSSPA y SELSSPA de la Subdirección.

En lo referente a Auditorías Efectivas en el periodo enero – septiembre de 2012, se realizaron 345,402 Auditorías Efectivas en PEMEX Refinación, considerando 2,778,216 personas observadas y un Índice de Actos Seguros Global de 93.9%, en el organismo, identificándose un total de 307,336 actos inseguros.

El Índice de Actos Seguros en el mismo periodo es de 90.2% para la Subdirección de Producción, 97.9% para la Subdirección de Distribución y 93.8% en la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

En relación al Proceso de Disciplina Operativa, se continúa la implantación del sistema de registro institucional, SISDO, el cual se encuentra actualmente en etapa de alimentación por parte de cada Centro de Trabajo. Se reporta un índice de Disponibilidad de 96%, el de Calidad se encuentra en 91%, el índice de Comunicación en 72% y el de Cumplimiento en 61%.

Por otro lado, las emisiones de SOx del Organismo pasaron de 5.9 ton/Mton de proceso de crudo en 2005 a 3.7 toneladas en el periodo enero-septiembre 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-septiembre de 2012, destaca el cumplimiento normativo de las refinerías de Cadereyta y Salamanca; mientras que la refinería de Salina Cruz en el 1er. trimestre, así como en las refinerías de Minatitlán, Madero y Tula en el 3er. trimestre, el porcentaje de recuperación de azufre ha tenido altibajos por salida de operación de plantas de proceso, se han realizado las notificaciones correspondientes a la PROFEPA

Acciones relevantes para la reducción de (SOx) en el período:

- Refinería de Minatitlán: Se instaló filtro de carbón en la sección Girbotol de la planta catalítica 1; se concluyó la rehabilitación del compresor AGB-1 de la primaria II.
- Refinería de Salamanca: En espera de concluir últimos trabajos de la nueva planta de azufre. Entró en operación la unidad recuperadora de gases de desfogue para ser tratados en la planta U-11, se encuentra en pruebas de aceptación y normalización de operación.

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

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

Al cierre de septiembre, el avance físico de los contratos es de 100% y del 68% respectivamente, la orden de servicio para el suministro del Hardware y equipamiento para Centros de Control se compone de 61 posiciones, las cuales ya fueron recepcionadas.

La orden de servicio para el suministro del Software OASYS, servicios de desarrollo para la ampliación del sistema SCADA y desarrollo de la aplicación SITRAC-SCADA se compone de 116 posiciones, las cuales tienen el siguiente estado:

Se han concluido 58 posiciones, de las cuales 35 corresponden a Software (licencias), 15 a Ingeniería y 8 a Capacitación.

La siguiente tabla describe de manera general el avance del proyecto



Se continúa con los trabajos de la integración de instalaciones al SCADA, teniendo al cierre del mes de septiembre 142 de 154 Instalaciones integradas.

| INTEGRACIÓN DE SITIOS AUTOMATIZADOS AL SCADA | | | | | | | |
|--|-----------------|--|----------------------|-------------------------------------|--|---|---------------|
| SISTEMAS DE TRANSPORTE | Tuxpan - México | Minatitlán - México | Cadereyta - Satélite | Salamanca - Guadalajara | Tula - Salamanca | Salamanca - Aguascalientes - Zacatecas y Salamanca - León | Tula - Toluca |
| Total de Instalaciones | 24 | 48 | 6 | 20 | 22 | 23 | 11 |
| Instalaciones Integradas | 23 | 42 | 6 | 18 | 19 | 23 | 11 |
| Avance % | 95.8% | 87.5% | 100% | 90% | 86.3% | 100% | 100% |
| Instalaciones Faltantes | 1 | 6 | 0 | 2 | 3 | 0 | 0 |
| | 1. VS La Puerta | 1. VS San Cristóbal 2. VS La Resurrección 3. VS El Zacatal 4. VS M.D. Río Tesechoacán 5. VS M.I. Río Tesechoacán 6. VS Tetela | | 1. VS El Zapote 2. TED Salamanca | 1. VS Fertimex 2. TRD Salamanca 3. VS Santa Rosa (La Pila) | | |
| SEMAFORO | | | | | | | |
| | | | 100% | > 90% | < 90% | | |

Se encuentra en ejecución el contrato con la filial de Petróleos Mexicanos, Instalaciones, Inmobiliarias para Industrias, S. A. de C. V. (iii Servicios), para la Contratación, Supervisión, Seguimiento y Control de la Obra para la Adecuación del piso 3 de la Torre Ejecutiva como Centro de Control Principal y la Construcción del Centro de Control Alternativo en Azcapotzalco, con una duración de 690 días. Al cierre de septiembre del 2012, el avance físico de este contrato es del 50.5%.

El Centro de Control Principal tiene un avance real del 96%.

Del Centro de Control Alterno (CCA) que se ubicará en la TAR 18 de Marzo Azcapotzalco, se concluyó la revisión de la Ingeniería de detalle y está en proceso de asignación de contratista por III (Triple I), para la ejecución de la obra, llevando un avance real del 5%.

SCADA 47 Ductos

Con respecto al contrato suscrito con el proveedor Integradores de Tecnología / AMI, S.A. de C.V. para la Automatización de 193 sitios asociados a 47 Ductos de la Red de Distribución de PEMEX Refinación, al mes de septiembre están en ejecución 42 de los 59 sitios programados para el 2012, de los cuales están en fase de automatización 32 sitios, de éstos ya se realizaron pruebas SAT a 2 sitios, 6 sitios ya están en proceso de integración al sistema SCADA y 2 sitios ya están integrados al sistema SCADA en productivo.



Avance programado del contrato 37%
 Avance real del contrato 28%

Los avances físicos de los proyectos SCADA 7 Poliductos y SCADA 47 Ductos al tercer trimestre de 2012, son del 95.4% y 28% respectivamente.

Conforme a la ponderación por monto de inversión, el avance global del proyecto SCADA al mes de septiembre de 2012 es de **61.8%**.

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

- A través de Licitación Pública Internacional P1LI025002, se realizó la contratación para actualización y estandarización de Niveles I y II, con fecha de inicio del 24 de agosto 2011 con un plazo de 270 días; actualmente en proceso de ejecución.
- Avances por Terminal:

| TAR | Azcapotzalco | Barranca del Muerto | Morelia | Tula | Irapuato | Añil | San Juan I. |
|------------------------|--------------|---------------------|---------|------|----------|------|-------------|
| Infraestructura (%) | 92 | 93 | 83 | 89 | 86 | 91 | 76 |
| Montaje de equipos (%) | 56 | 55 | 40 | 59 | 54 | 64 | 31 |

El Proveedor presenta retraso considerable en la ejecución por causas imputables al mismo.

Se documentó Memoranda de diferimiento de plazo por 41 días con fecha de término 30 de junio 2012. Se elaboró Memoranda de Entendimiento para diferimiento por pruebas FAT a UCL's para llenado y descarga de Auto tanques.

En proceso elaboración de:

- Justificaciones para elaboración de convenios modificatorios por trabajos adicionales.
- Memorandas de Entendimiento para aclaración de marca y modelo de equipos y alcances de contratos.
- Partidas 1-5 y 10-14 de pedidos fincados a la compañía Telvent Canadá LTD para Nivel III finiquitadas para las 7 TAR's. En proceso de ejecución y recepción las partidas 6 y 15.

El Avance general del proyecto SIMCOT, al mes de septiembre es de 55%.

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. Actualmente se encuentra en proceso de ejecución

Se continua la preparación del Proyecto Integral "Sostenimiento de los Sistemas de Seguridad, Medición, Control y Automatización en las Terminales de Almacenamiento y Reparto", considera 2 Unidades de Inversión por un monto total de \$227.7 MMUS\$ con un plazo de ejecución de 5 años, a partir de la autorización de la inversión correspondiente.

Las principales características del Programa de Mantenimiento de Sistemas de Medición están constituidas por la organización de los conceptos de mantenimiento para sostener la operación y confiabilidad de los SIMCOT y 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-septiembre 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 semestre de 2012 se validaron los entregables del paquete de acreditación del proyecto DUBA Cadereyta y concluyó el dictamen del perito externo.

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

En el tercer trimestre de 2012 se preparó resumen de observaciones y recomendaciones de IPA para megaproyectos a fin de facilitar la definición de acciones para su implementación.

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.

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

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

En abril de 2011 se diseñaron y acordaron estrategias específicas por proyecto, para integrar y apoyar la elaboración de entregables y agilizar la presentación de proyectos al SGTI de PR.

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

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

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

El 31 de agosto de 2012, el Subcuerpo de Gobierno de Proyectos de Capital aprobó el Proceso, subprocesos, procedimiento, políticas y plan de implantación para Administración de Riesgos y se autorizó el inicio de la implantación en los proyectos piloto definidos por cada Organismo Subsidiario.

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

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

En el primer trimestre de 2012 se alineó el proceso de justificación con el de acreditación para la revaluación en cartera de proyectos próximos a acreditarse. Además de lo anterior, se empezó a trabajar con los responsables directos en los equipos de proyecto de preparar los entregables. Situación que se ve afectada por falta de personal especializado por retraso en la formalización de la

microestructura de la Subdirección de Proyectos. En el segundo trimestre la organización de la Subdirección de Proyectos incorporó personal y se balancean las cargas de trabajo.

En el tercer trimestre de 2012 se refuerza la interacción entre las áreas de evaluación de proyectos con equipos de proyecto e instancias de validación del corporativo para acordar estrategias para la acreditación de proyectos que requieran presentar casos en los que sea necesario hacer erogaciones en obra antes de concluir todas las etapas del FEL.

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

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

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

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

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

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

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

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

Al cierre del cuarto trimestre de 2011 se trabajó en el procedimiento, procesos y mejores prácticas de la Administración de Riesgos, para su implantación en PR.

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

Durante el tercer trimestre de 2012 continúa la preparación de entregables para la acreditación de la planta Girbotol de Salina Cruz y se preparan las estrategias para acreditar los proyectos de la Caldera para Minatitlán y Optimización de la Reconfiguración de Madero.

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

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

Al mes de septiembre de 2012 se trabaja directamente con los equipos de proyecto, durante el desarrollo de los proyectos para apoyar la implantación de mejores prácticas. Se preparan guías complementarias para facilitar la integración y estandarización de los paquetes de acreditación y se capturan lecciones aprendidas para hacer extensiva la metodología a proyectos en ejecución. Además se analiza la información preliminar y definitiva obtenida de IPA para calibrar las funciones básicas de los equipos de proyecto que se emplearon en los cursos de capacitación sobre acreditación empleando SIDP y mejores prácticas impartidos en octubre de 2010.

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

En el tercer trimestre de 2012 se diseñó la estrategia de capacitación para la implementación de la Administración de Riesgos en proyectos Piloto de Pemex Refinación y se solicitó su venia a la Alta Dirección.

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Refinación

Periodo: Enero-Septiembre 2012

| Indicador | Unidades | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción (a) | Valor del indicador (1) | Meta | Meta Autorizada | Desviación ⁽¹⁾ | Desviación ⁽¹⁾ | Calificación (1) vs (3) |
|--|------------|------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------|---------------------------|---------------------------|-------------------------|
| | | | | | | Original PEO Anual (2) | PEO ene-sep (3) | vs (2) | vs (3) | |
| Proceso de crudo | Mbd | 1 y 6 | 1 | 100% | 1,204.5 | mín | 1,380 | -14.9% | -7.9% | Insuficiente |
| | | | 2 | 65% | | máx | 1,416 | | | |
| | | | 3 | 29% | | | | | | |
| | | | 4 | 6% | | | | | | |
| Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina) | % | 1, 6 y 17 | 1 | 100% | 64.4 | mín | 67 | -4.6 | -2.8 | Insuficiente |
| | | | 2 | 65% | | máx | 69 | | | |
| | | | 3 | 29% | | | | | | |
| | | | 4 | 6% | | | | | | |
| | | | 20 | 12% | | | | | | |
| Costo de transporte | \$/t-km | 2 | 7 | 84% | 0.1765 | na | 0.1777 | na | 0.7% | Sobresaliente |
| | | | 8 | 100% | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | |
| | | | 12 | 10% | | | | | | |
| | | | 14 | 63% | | | | | | |
| 15 | 27% | | | | | | | | | |
| Productividad laboral en refinерías | PE/100KEDC | 3 | 18 | 41% | 192.9 | 221.1 | 221.1 | 12.8% | 12.8% | Sobresaliente |
| | | | 19 | 57% | | | | | | |
| Gasolina UBA producida /gasolina total producida | % | 4 | 16 | 34% | 19.4 | mín | 15 | 1.4 | -3.3 | Aceptable |
| | | | 20 | 12% | | máx | 18 | | | |
| Diesel UBA producido/diesel total producido | % | 4 | 16 | 34% | 22.9 | mín | 16 | -2.1 | 2.5 | Sobresaliente |
| | | | 20 | 12% | | máx | 25 | | | |
| Utilización de la capacidad de coquización | % | 17 | 2 | 65% | 81.6 | na | 74.1 | na | 7.5 | Sobresaliente |
| Índice de frecuencia de accidentes | Índice | 5 | 21 | 56% | 0.74 | mín | 0 | 26.0% | 26.0% | Aceptable |
| | | | | | | máx | 1 | | | |
| Índice de Intensidad Energética | Índice | 18 | 5 | 20% | 134.6 | 122 | 126.0 | -10.3% | -6.8% | Insuficiente |
| | | | 6 | 11% | | | | | | |
| Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente | % | 18 | 13 | 46% | 69.6 | 77.0 | 75.3 | -7.4 | -5.7 | Insuficiente |
| Participación de los diferentes medios de transporte | | 20 | 7 | 84% | | | | | | |
| | | | 8 | 100% | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | |
| | | | 10 | 30% | | | | | | |
| Ductos | % ductos | 20 | 12 | 10% | 57.8 | >=59 | >=59 | -1.2 | -1.2 | Insuficiente |
| Buquetanque | % B/T | 20 | | | 32.5 | >=33 | >=33 | -0.5 | -0.5 | Insuficiente |
| Autotanque | % A/T | 20 | | | 6.3 | <=7 | <=7 | 0.7 | 0.7 | Sobresaliente |
| Carrotanque | % C/T | 20 | | | 3.4 | >=1 | >=1 | 2.4 | 2.4 | Sobresaliente |
| Días de autonomía de Pemex Magna en terminales | Días | 20 | 10 | 30% | 2.6 | 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% | 2.4 | na | 3.0 | na | -20.0% | Insuficiente |

| 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-sep (3) | Desviación ^(*) (1) vs (2) | Desviación ^(*) (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|---|----------|------------------------|-----------------------|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Días de autonomía de crudo en refinерías** | Días | 20 | 11 | 53% | 6.3 | 7.0 | 4.4 | -10.0% | 43.2% | Aceptable |
| Avance en modernización de Sistemas de medición | % | 21 | 22 | 58% | na | 100.0 | na | na | na | |
| SIMCOT | | | | | 55.0 | - | 55.0 | na | 0.0 | Aceptable |
| SCADA 7 | | | | | 95.4 | | 95.7 | na | -0.3 | Aceptable |
| SCADA 47 | | | | | 28.0 | - | 29.7 | na | -1.7 | Insuficiente |
| Emisiones de SOx | t/Mt | 5 | 21 | 56% | 3.7 | 3.1 | 4.0 | -19.4% | 7.5% | Sobresaliente |

NOTAS:

(*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

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

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

** Para calificar el indicador de mejor forma, se requeriría de una meta máxima y una mínima, que contemple la seguridad de suministro y criterios económicos.

Causas de las desviaciones y acciones correctivas

➤ Proceso de crudo / Rendimientos de destilados del crudo

Causas de desviación:

- Refinería Cadereyta: falla de servicios auxiliares en el mes de marzo; altos inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios por baja actividad de catalizador en planta hidrodesulfuradora de gasolina U-401, y problemas operativos en plantas U-700-1 y U-800-1.
- Refinería de Madero: ajuste de proceso en enero, febrero y principios de marzo por altos inventarios de gasóleos de coker, y problemas operativos en sección de vacío de planta Maya.

No ha concluido la estabilización del nuevo esquema de proceso (reconfiguración), por atraso en el arranque y puesta en operación de estas plantas, las cuales han presentado deficiencias en el diseño y construcción; lo que ha originado fallas y paros no programados para su atención, afectando directamente el proceso de crudo, volúmenes de producción y rendimientos.

- Refinería de Minatitlán: retraso en puesta en marcha de plantas de reconfiguración, falla de caldera CB-7 en el mes de marzo, altos inventarios de destilados intermedios al inicio del año por retraso en mantenimiento de planta hidrodesulfuradora de diesel U-24000.
- Refinería de Salamanca: ajuste al programa de proceso y producciones por altos inventarios de combustóleo por baja demanda.
- Refinería de Salina Cruz: falla de servicios auxiliares en febrero y abril; falla de caldera CB-5 en mayo; altos inventarios de gasolina amarga y de destilados intermedios en enero y junio, respectivamente.
- Refinería de Tula: Ajuste a los programas de proceso y producciones por modificación a programas de mantenimiento; paros en los dos trenes de la planta H-Oil y el incidente de la planta Reductora de Viscosidad, afectaron los programas de proceso, producción y rendimientos.

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

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

Este programa ha tenido impacto favorable en los diversos indicadores operativos (proceso de crudo, rendimientos de destilados, utilización, etc.), aunque no lo suficiente para alcanzar la meta.

El indicador que se utiliza para identificar las causas por las cuales salen de operación las plantas de proceso (fallas de operación, fallas de mantenimiento, fallas en servicios principales y retraso en reparaciones mayores, entre otras), es el índice de paros no programados (IPNP).

Este indicador en el SNR mejoró de 12.2% en 2011 a 10.8% en enero-septiembre de 2012. Además, con las acciones que se están implementando en el Programa Pemex Confiabilidad, se espera continuar con la disminución del IPNP hasta alcanzar valores menores de 6.0%, lo que permitirá incrementar el porcentaje de utilización de la capacidad de destilación equivalente, la eficiencia de los procesos y los rendimientos del crudo procesado.

Por otra parte, se realizó un cálculo para determinar el resultado del indicador en el SNR, sin considerar el grado de afectación por las fallas y paros que se han presentado en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y los eventos en las refinerías de Tula y Salamanca. Sin las afectaciones indicadas anteriormente, el IPNP del SNR habría alcanzado 8.3%, menor en 2.5% respecto al valor reportado de 10.8% en el año 2012.

➤ **Índice de intensidad energética**

Causas de desviación:

- Baja utilización de unidades de proceso y paros no programados ocurridos en el SNR.
- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.
- Altos consumos de energía por baja eficiencia en trenes de precalentamiento, así como altos consumos de vapor por baja recuperación de condensado.
- Baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de dichos equipos, y altos envíos de vapor de baja y media presión a la atmósfera, por falta de infraestructura de recuperación.

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

Con la implementación de diversos proyectos sobre el uso eficiente de energía en las refinerías (incluyen los integrales), la ejecución de iniciativas de bajo costo derivadas del proyecto de Mejoramiento del Desempeño Operativo (MDO) de Pemex Refinación, así como con las actividades para incrementar la confiabilidad tanto de las plantas de proceso como del área de Fuerza y Servicios principales, soportados en Pemex-Confiabilidad en las 6 refinerías del SNR, se espera mejorar el IIE en forma paulatina.

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

Causas de desviación y acciones correctivas o de mejora:

Igual al de proceso de crudo.

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

Causas de desviación:

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

- Durante los meses de julio, agosto y septiembre se registraron ventas domésticas superiores en 4.0, 8.0 y 3.0% respecto al pronóstico, respectivamente.
- En el mes de julio se presentó un retraso en el recibo de importaciones del producto por la frontera norte del país, con un déficit de 3.4 Mbd, lo que representó un cumplimiento del 71.4% de lo programado.
- En el mes de julio las Terminales de Almacenamiento y Reparto de Mazatlán, Obregón y Acapulco, redujeron su capacidad de almacenamiento por el vaciado de tanques próximos a mantenimiento, ajustando la logística de cabotajes sobre el litoral del Pacífico.
- Retraso de importaciones marítimas en el litoral del Golfo durante el mes de agosto, lo que restringió el incremento de inventarios de Pemex Premium en la zona centro- bajo.

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

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

Con respecto a la Pemex Premium se ha promovido en diversos foros se considere el incremento de la demanda que ha venido reflejando este producto, así como la demanda actual de la Pemex Magna, impulsado por la reducción de la brecha del precio al público de ambos productos.

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

Causas de desviación:

Se registró una desviación negativa de 0.6 días respecto a la meta, debido principalmente a los siguientes factores:

- Durante el mes de septiembre se registraron ventas domésticas superiores en 9.5% respecto a lo programado.
- Durante los meses de julio, agosto y septiembre, se presentaron retrasos en el recibo de importaciones del producto DUBA por la frontera norte del país, con déficits respecto al programa, de 4.4, 2.0 y 4.5 Mbd, respectivamente.
- Durante la primer quincena del mes de julio continuó la afectación de la circulación vía carrotanque en la ruta Minatitlán – CPI, para el traspaso de DUBA al Valle de México.
- Constantes suspensiones en la operación del poliducto Minatitlán – Puebla por variaciones de presión, así como los ductos de la zona norte del país.
- Mantenimientos no programados ocurridos en el SNR afectaron el nivel de producción del producto.

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

Similar al punto de Pemex Premium.

➤ **Participación de los diferentes medios de transporte (Ductos)**

Causas de desviación:

La desviación negativa en 1.2 puntos porcentuales del transporte por ducto realizado respecto a la meta establecida, se explica por la reducción de proceso en las refinerías de Madero y Minatitlán, por problemas en plantas, lo que significó el dejar de enviar producto a las mismas por medio de los oleoductos, se presentaron también altos inventarios de COPE en las refinerías de Tula y Salamanca.

Acciones correctivas o de mejora:

Mantener comunicación oportuna entre las áreas involucradas para considerar toda la logística en eventos no deseables o fuera de programa, que afectan al proceso de refinerías; así como la entrega de productos, para su distribución a los diferentes centros de almacenamiento y reparto por medio de ductos.

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

Causas de desviación:

La desviación en 0.5 puntos porcentuales del transporte por buquetanque respecto a la meta se debe a:

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

Acciones correctivas o de mejora:

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

Continuar con la optimización de la cadena de suministro.

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

Causas de desviación:

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

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

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

Indicadores con carácter informativo:

➤ Margen variable de refinación

Margen variable de refinación ene-sep 2012 vs. ene-sep 2011 (expresados a precios de 2011).

En el periodo enero-septiembre de 2012 el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 1.97 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en el año de 2011 fue superior en 1.19 dólares por unidad de crudo procesado. Lo anterior explicado principalmente por un incremento en el rendimiento de destilados de 2.5 puntos porcentuales entre ambos periodos en comparación.

➤ Aprovechamiento de la capacidad de transporte por ducto

Los sistemas de ductos, en el período enero - septiembre 2012, reflejaron un incremento en el volumen total transportado de 196.4 millones de toneladas kilómetro respecto al mismo lapso de 2011, como resultado del incremento en el movimiento de crudo por 112.5 millones de toneladas kilómetro y el incremento en el movimiento de petrolíferos de 83.9 millones de toneladas Kilómetro, esto debido principalmente a la entrada de plantas de la reconfiguración de Minatitlán, y cambio en la política del manejo de inventarios por parte de la Subdirección de Producción

Así mismo, los sistemas de poliductos, reflejaron un incremento en el volumen transportado de petrolíferos del 0.3% ciento respecto al mismo lapso de 2011, derivado principalmente por el incremento del 2.9% en Turbosinas, 7.8% Diesel y un 5.0% en otros así como un decremento en Gasolinas de 0.8% y 27.2% en Combustóleo esto obedece al transporte de Diesel en los poliductos Tuxpan – Azcapotzalco y Tuxpan – Tula como apoyo a las Terminales del centro del país, por el bajo transporte por poliducto Minatitlán – México por Tomas Clandestinas; en cuanto al decremento de Combustóleo por la entrada de planta coquer en Refinería Minatitlán por lo que el Combustóleducto Minatitlán – Pajaritos redujo su operación.

➤ Volumen total transportado

Durante el periodo enero - septiembre 2012, se transportaron un total 56,074.9 millones de toneladas kilómetro de crudo y productos petrolíferos; de los cuales, el 57.8% se distribuyeron por ducto, 32.5% por vía marítima, 6.3% por auto tanque y el restante 3.4% por carro tanque.

Comparado contra el mismo período del año 2011, se registró un incremento del 1.3% en el volumen total transportado, explicado principalmente por el incremento de 0.2% en el transporte de crudo y 1.0% en el transporte de petrolíferos.

3.C Pemex Gas y Petroquímica Básica

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

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

Ampliación en Infraestructura

Al cierre de septiembre de 2012, las actividades para la construcción de la planta criogénica de 200 MMpcd, son las siguientes:

a) Adjudicación de contrato

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

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

b) Programa de ejecución

La construcción de la planta criogénica presenta un avance físico global actualizado al tercer trimestre de 2012 de 95.9%, de acuerdo con el programa del convenio de ampliación de monto y plazo CP2/D2 de fecha 28 de junio de 2012, el porcentaje de avance considera las siguientes actividades relevantes:

- **Ingeniería Básica y de Detalle:**

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

- **Fase de Procura:**

Durante el mes de agosto de 2012, se concluyó la procura de equipos e instrumentación de la planta, únicamente queda pendiente la aprobación de partes de repuesto.

- **Fase de construcción:**

Para la fase de construcción (civil, tuberías, eléctrico, instrumentación y mecánico) de acuerdo con el convenio autorizado de ampliación de monto y plazo CP2/D2, se recalculó el avance modificándose de 88% al 84%.

Se concluyeron mecánicamente las cajas frías en el mes de agosto y los turbocompresores quedaron concluidos en la primera quincena de septiembre.

En el área de planta y racks de tuberías, se realizan actividades de aplicación de recubrimiento (pintura).

Se concluyeron las actividades de canalización y cableado eléctrico y de instrumentación. Asimismo, se realiza la instalación del alumbrado de la planta y áreas de integración y almacenamiento de producto (esferas).

En el área de la Subestación Eléctrica (SE) 115kv, continúan las actividades de cableado e instalación de equipo secundario y de aire acondicionado.

- Fase de puesta en operación:

Al cierre del 3er trimestre se han realizado las siguientes actividades:

- Pruebas de lazos para los sistemas de control de la planta, los cuales presentan un avance del 75% al cierre de septiembre.
- Se concluyeron los cursos de capacitación para la operación de los equipos de la planta y se ha impartido el curso para operadores de la planta.
- Se concluyó la prueba de hermeticidad de baja presión en la planta completa.
- Continúa el seguimiento al programa de pruebas de equipos principales.

Confiabilidad operativa

El proyecto tiene como alcance 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 en la modernización de las instalaciones al 3er trimestre de 2012 es de 83.9%.

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. Este sistema ya está terminado.

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

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

Principales actividades desarrolladas al mes de septiembre de 2012:

Generación:

Se encuentra pendiente por concluir:

- La fosa sanitaria
- Habilitación de áreas verdes
- Barda perimetral de la central
- Prueba hidrostática del tanque de agua desmineralizada B
- Interconexión de tubería de enfriamiento para toma de muestras de PH en el patín de agua desmineralizada
- Acabado en edificios y vialidades
- Aplicación de recubrimiento anticorrosivo
- Rotulado general

Integración:

Han concluido las pruebas de la Subestación Central y se continuará en el energizado de los siguientes equipos:

- Barras de 13.8 kV
- Transformadores de servicios propios
- Prueba de faseo
- Prueba en vacío de los circuitos C2 y C4
- Prueba con carga del circuito C2 y C4

Sistema de Transmisión:

Subestaciones

- S.E. Cactus Switcheo: concluida y energizada.
- S.E. Reforma: concluida y energizada.
- S.E. Tamulté Maniobras: concluida y energizada.

Líneas de Transmisión

- L.T. Cactus Switcheo-Nuevo Pemex: obra concluida el 19 de mayo del 2011, en espera de puesta en marcha.
- L.T. Cactus Switcheo-Tamulté: queda pendiente de construir 16 estructuras en el tramo coincidente con la L.T. existente Tamulté-Nuevo Pemex, la cual es el respaldo del CPG. Nuevo Pemex y Cactus L.T. Cactus Switcheo-Tamulté Maniobras: obra concluida.
- L.T. Cactus Switcheo entronque Cárdenas II-Villahermosa Poniente: obra concluida.
- L.T. Cactus Switcheo-Reforma: obra concluida.
- L.T. Reforma entronque Km. 20-Mezcalapa: obra concluida.
- L.T. Tamulté Maniobras entronque Km. 20-Samaria: obra concluida

A continuación se describen los 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 perteneciente a la Oficina de la Dirección Jurídica 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 ocurrido el 11 de marzo de 2011 en Japón, ya que podría afectar el tiempo de entrega de los generadores (equipo principal). El dos de agosto de 2011, ACT informó la finalización de dicho evento, ambos generadores ya se encuentran en sitio. Al cierre del tercer trimestre de 2012, se determinó que sus impactos no afectaron directamente el Calendario y los Eventos Críticos.

Fenómenos Meteorológicos en Colombia

El tres 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 tercer trimestre de 2012, Pemex Gas está en espera de la información soporte por parte del proveedor para el análisis de procedencia.

Los eventos antes descritos no retrasaron la fecha contractual de la puesta en marcha del proyecto.

Al tercer trimestre de 2012, el Proyecto de Cogeneración en Nuevo Pemex presenta un avance físico real del 99.6%.

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

Libramiento de Xalapa, Veracruz

El avance del proyecto integral del libramiento de Xalapa es del 87%. El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato de la terminación del libramiento 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 iniciaron el 12 de marzo, y su conclusión contractual está programada para el 6 de noviembre de 2012. Con respecto al nuevo contrato y a la parte de las obras determinadas en el mismo al mes de septiembre se tiene un avance físico del 13%.

Libramiento de Morelia, Michoacán

El avance global acumulado de la construcción del libramiento de Morelia a septiembre de 2012 es del 99%.

Mecánicamente el ducto está terminado al 100% pero aún se están atendiendo algunas observaciones y hallazgos determinados por la empresa Verificadora Lloyd Germánico.

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 90%.

| Cuadro resumen de los libramientos | Avance físico real (%) |
|--|-------------------------------|
| 1. Construcción Libramiento Xalapa (proyecto integral) | 87.0 |
| 2. Construcción Libramiento Morelia | 99.0 |
| 3. Construcción Libramiento el Durazno | 100.0 |
| Avance Global % avance=(285/300)*100 | 95.3 |

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

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

Este proyecto se contempló desarrollarlo en tres fases en el periodo de 2005 al 2012, cada una de las cuales incluye la inspección, rehabilitación y certificación de

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

Al tercer trimestre de 2012, el estatus de cada fase es la siguiente:

- La fase I está concluida al 100%, inició en 2005 y concluyó en 2006, contempló los tramos de Estación 2 caseta exportación a Los Herrera, con una longitud de 119 Km.
- La fase II está concluida al 100%, inició en 2008 y concluyó en 2009, contempló los tramos de Cadereyta a Chávez, con una longitud de 352 Km, quedando pendiente el tramo Los Herrera-Cadereyta con una longitud de 60 Km, mismo que está considerado en el desarrollo de la fase III.
- La fase III considera los tramos Los Herrera-Cadereyta y Chávez-Chihuahua, con una longitud de 485 Km. A septiembre de 2012 se trabaja en la etapa de inspección, en las cuales se hicieron corridas del tipo limpieza mecánica, placas calibradoras y Geómetra.

El avance global de las tres fases a septiembre de 2012 es del 54%..

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

Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano (TYCVPM)

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 en marzo de 2012, mismas que encuentran en proceso de atención por parte de Pemex Gas. Con respecto a los Lineamientos Operativos de Condición Financiera y Suspensión de Entrega (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.

Aún existe controversia respecto de algunos aspectos como el esquema de nominación y asignación del gas LP. Se continuaron diferentes mesas de trabajo al interior de Pemex Gas, con personal de la SENER, así como con personal de la CRE. El pasado 6 de julio, la CRE requirió a Pemex Gas la presentación de la versión definitiva de los TCGVPM de gas LP y de sus respectivos (LOCFSE).

El 27 de agosto de 2012 mediante oficio PEMEX GAS-SP-GR-475-2012, se entregó la versión definitiva de la propuesta de ambos documentos. La versión incluye la propuesta de asignación impulsada por Pemex Gas. Se espera la publicación por parte de la CRE para su aplicación.

Se espera aprobación del Pleno en las próximas semanas para presentarla a SENER y a la Secretaría de Economía como una propuesta única por parte de Pemex Gas y de la CRE.

Factura Desagregada

Con base en la Resolución RES/222/11 emitida el tres de junio de 2011 la Comisión Reguladora de Energía aprobó el Convenio Modificatorio al Contrato de Suministro de Gas Licuado del Petróleo, por el que se puede atender el requerimiento de facturar de manera desagregada como lo norma el reglamento de Gas Licuado del Petróleo vigente; esto conlleva a que el precio del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano establecido en la directiva de precio de VPM de GLP (DIR-GLP-001-2008), se registre en la factura 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.

Cabe señalar que la Comisión informó mediante oficio SE/DGAER/3641/2011 con fecha seis 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.

Dicho convenio ha sido firmado por el 100% de los clientes que están operando bajo el mecanismo a crédito; su implementación dependerá de la entrada en vigor del nuevo mecanismo de precios y el tiempo que el Centro de Competencia de Pemex Corporativo estime para su desarrollo.

Directiva de Precios

La Comisión Reguladora de Energía emitió en mayo de 2012, la resolución RES/149/2012, mediante la cual autorizó a Pemex Gas la aplicación de los costos de internación a que se refiere la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano para los puntos de internación del gas LP.

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

Conforme a los acuerdos establecidos con SENER y la CRE de autorizar la nueva metodología de precios para el mes de septiembre, se utilizó la distribución óptima Terminal-Población para el cálculo de precios de VPM y Públicos de acuerdo a dicha metodología. El 30 de agosto, los precios públicos fueron enviados a SENER para su publicación, sin embargo el día 31 se confirmó que no fue autorizada la aplicación de la metodología a partir de septiembre.

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.

En el mes de abril de 2012 se envió la propuesta de Condiciones Generales de Almacenamiento relacionados con las RES/233/2011 y RES/234/2011 de los permisos G/018/LPA/2010 y G/022/LPA/2010 Rosarito y Topolobampo, respectivamente.

En el mes de junio de 2012 se recibieron comentarios y requerimientos por parte de la CRE, mismos que fueron atendidos y solventados en el mes de agosto del 2012, actualmente se espera la respuesta a la versión definitiva por parte de la CRE.

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

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

Avances y actividades al tercer 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. Al cierre del tercer trimestre, este tipo de operaciones representa aproximadamente el 7% del portafolio total de importación.
- Para el tercer trimestre se cerraron opciones variables con descuentos en la cuenca de Permian y San Juan de gas natural para CFE. El diferencial promedio de ambos índices fue de \$-0.1345 USD.
- Continúa vigente el contrato de almacenamiento con Conoco Phillips hasta marzo de 2013. Este almacenamiento pretende mantener la flexibilidad operativa para cubrir la demanda no programada y bajar los costos de las operaciones conocidos como "intraday".

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

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

Bóveda Única Emisión para todo Pemex

Se realizó un proyecto de Bóveda Única para la emisión de facturas para todo Petróleos Mexicanos en donde están incluidas las operaciones de Pemex Gas en el rubro de facturación. Estas consideran los últimos requerimientos del SAT en materia de facturación con los CFDI's bidimensionales certificados. A septiembre de 2012 esta acción se encuentra operando normalmente, por lo que se da por concluido para los reportes subsecuentes.

Fideicomiso para la Reposición de Activos se logró lo siguiente:

- El fideicomiso está operando normalmente.
- Se han solicitado algunos cambios para la reincorporación de clientes y para aumentar el margen de tolerancia.

A través de MGI Trading se logró lo siguiente:

- De conformidad con lo informado en los trimestres anteriores, las actividades relacionadas con MGI Trading ya fueron concluidas en el periodo enero-junio. Por lo anterior este apartado ya no se presentará en los siguientes avances del programa.

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

Red contraincendio de Nuevo Pemex

Al tercer trimestre de 2012 esta red presenta un avance físico de 82% (se actualizó el avance físico de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-4).

Actividades relevantes efectuadas y su avance.

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

- Cabezales principales: 96.0%.
- Sistemas de aspersion en planta de líquidos 3: avance de 100%.

- Sistemas de aspersión en planta fraccionadora 1: avances de 100%, plantas azufre 1 y 2, avance 70%.
- Sistemas de aspersión en Almacenamiento de producto (8 esferas): avance de 91%.
- En los sistemas automáticos de control (SAAFAR), el avance en ingeniería es del 75%.
- Subestación eléctrica SE-22: avance de 81%.

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

Red contraincendio de Ciudad Pemex

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

A continuación se presenta el desglose de actividades relevantes efectuadas:

En instalación de tuberías se tienen los siguientes avances:

- Planta criogénica 1 93.0%,
- Planta criogénica 2: 93%.
- Servicios auxiliares 2: 86.0%, la metodología del cálculo de avance cambió.
- Cabezales principales: 72. 0%, la metodología del cálculo de avance cambió.
- Servicios auxiliares 1: 69%.
- Bocatoma El Bayo: 79%.
- Acueducto: 100%.
- Plantas endulzadoras de gas no. 3 y 4: con 93% y 94%, 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. Actualmente está en trámite un convenio de ampliación de monto y plazo.

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

Con respecto a los sistemas de desfogue del CPG Ciudad Pemex, al mes de septiembre de 2012 se tienen los siguientes avances:

- Debido a la desviación entre los avances físico y financiero, programados y reales de la obra y con base a la normatividad correspondiente, con fecha 28 de marzo de 2011 se notificó a DICA, Infraestructura, S.A. de C.V., el inicio del procedimiento administrativo de rescisión del contrato.
- El 10 de mayo de 2011, atendiendo el llamado de la Secretaría de la Función Pública, Pemex Gas y Petroquímica Básica aceptó el procedimiento de conciliación con el contratista. Ante la no conciliación de diversos aspectos con el contratista, el 28 de junio de 2011 Pemex Gas y Petroquímica Básica notificó la determinación de rescindir el contrato. Se inició el proceso de finiquito correspondiente.
- Se realizó el levantamiento del acta circunstanciada del estado de los trabajos hasta la fecha de la rescisión del contrato, de la cual dio fe el notario público número 237 del Distrito Federal.
- Se determinaron los alcances de ingeniería de las obras que se requieren para recuperar la capacidad de quemado en el CPG Ciudad Pemex.
- Se determinaron los alcances de procura y construcción, que contienen el suministro, prueba y puesta en operación de 65 equipos aproximadamente.
- Con el soporte de la DCO y de acuerdo al alcance establecido, se cuenta con el estimado de costo para la primera etapa del proyecto, que consiste en actividades prioritarias: rehabilitación, procura y construcción del sistema de desfogue y quemadores del CPG Ciudad Pemex, (actualmente se cuenta con la solicitud de pedido N° 20022433).
- En julio se tiene programada someter a aprobación la contratación de la primera etapa en la sesión extraordinaria del Grupo de Trabajo de apoyo del Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.
- Durante la reunión efectuada por el Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (SUBCAAOS), los días 25 y 26 de julio, para revisión de la contratación de las “Obras prioritarias para mitigar las condiciones actuales de riesgo del sistema de desfogue del CPG Ciudad Pemex”, se determinó como procedente, por lo que actualmente se integra el contrato para su correspondiente revisión y aprobación por el área jurídica.
- Se firmó el contrato PEMEX GAS-SP-GRM-0027/2012 por un monto de \$154,780,177.74 M.N. el día 27 de agosto 2012, con un plazo de 127 días naturales, terminando el día 31 de diciembre 2012.

- Se dio inicio al contrato de obra el día 27 de agosto del 2012.
- Se cobró el anticipo del 20% por la compañía TRADECO INDUSTRIAL S.A. DE C.V. por \$ 30,956,035.54 M.N. el día 21 de septiembre 2012.

Para la segunda etapa del proyecto de desfogue se incluyen como alcances generales para la terminación del proyecto de rehabilitación, procura y construcción del sistema de desfogue y quemadores del CPG Ciudad Pemex, lo siguiente:

- Construcción de un quemador elevado TC-3101 para desfogue de gas ácido.
 - Construcción de un quemador de fosa L-301 con una capacidad de 600 MMpcd.
 - Modernización y rehabilitación integral del quemador de fosa existente L-302 con una capacidad de 800 MMpcd.
 - Construcción de un nuevo quemador de fosas L-303 con una capacidad de 800 MMpcd.
 - Terminación de líneas de proceso y servicios principales del sistema integral de desfogue a quemadores del Centro Procesador de Gas Cd. Pemex
 - Terminación de rack's de tuberías del sistema integral de desfogue a quemadores.
 - Acondicionamiento e integración de los líquidos del área sur del CPG Cd Pemex, al sistema de quemadores norte.
 - Terminación de la obra eléctrica de suministro de energía al sistema integral de quemadores.
 - Integración de los sistemas de control de los quemadores del CPG Cd Pemex a un SCD.
 - Modernización de la instrumentación de los tanques separadores y sellos del sistema de desfogue.
- **16. Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los Centros Procesadores de Gas**

Durante 2012 se trabaja en la integración de la documentación necesaria por parte de la SHCP con el objeto de generar el alta de un proyecto de inversiones con todos los requerimientos necesarios, para la modernización y reforzamiento de la infraestructura de seguridad física en los CPG que integran la Subdirección de Producción.

Lo anterior, tomando como base los requerimientos del documento normativo “Plan rector de seguridad física de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios” anexo “E” y las recomendaciones resultantes de los estudios de vulnerabilidad y análisis de riesgos de cada CPG.

Durante este período se impartieron 2 cursos de certificación en la norma técnica de competencia laboral “Vigilancia presencial de bienes y personal” dirigido al personal manual de vigilancia de los CPG.

Se adjudicaron los contratos de mantenimiento preventivo y correctivo a los sistemas de acceso y control de asistencia (SAYCA) de los CPG, con vigencia al 31 de diciembre de 2012.

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

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

Sistematización de los procedimientos de contratación

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

A la fecha no se cuenta con una nueva fecha compromiso debido a que la Gerencia del Centro de Competencia de la Subdirección de Integración de Soluciones y Procesos de Negocio, ha manifestado no contar con los recursos que permitan darle continuidad al SIIAOP.

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

Al tercer trimestre de 2012 Pemex Gas cuenta con tres Contratos Preparatorios Nacionales, de acuerdo a información de la Subdirección de Suministros de la Dirección Corporativa de Operaciones.

Durante este periodo, se continuó el proceso de actualización de la documentación legal con la que los proveedores acreditan los derechos exclusivos de suministro de bienes y servicios; también se dio de baja en el catálogo electrónico a un total de trece proveedores debido a que no presentaron la actualización de la titularidad de los derechos exclusivos.

De lo anterior resultó que al cierre del tercer trimestre de 2012 se tengan 47 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 trabajó sobre un breviario con el tema de PRECALIFICACION, el cual se difundió a las áreas contratistas y a los usuarios vía correo electrónico.
- Se concluyó conjuntamente con TI, la instalación de la herramienta denominada eRoom, misma que tendrá como finalidad:
 - Hacer más eficientes los tiempos de respuesta en el análisis de los requerimientos.
 - Homologar el conocimiento en línea para las áreas y personal involucrado en los procesos de adquisición.
 - Generar modelos más eficientes y expeditos al conjuntar experiencias y conocimientos de los expertos en la materia.
 - Integración de áreas en la formación de equipos de trabajo.
 - Armonizar criterios y capacitar al personal involucrado en los procesos de contratación en materias de Obras y Adquisiciones.

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Gas y Petroquímica Básica

Periodo: enero-septiembre 2012

| Indicador | Unidades | Objetivos relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO ene-sep (3) | Desviación ⁽¹⁾ (1) vs (2) | Desviación ⁽²⁾ (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) | | |
|---|------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-------|------|
| Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs) | % | 1 | 1 | 100% | 99.3 | mín | 99.0 | ----- | -1% | Aceptable | | |
| | | | 2 | 95.3% | | máx | | | | | 100.0 | |
| Productividad laboral | MMBtue / plaza ocupada | 3 | 19 | 90% | 403.6 | mín | 363.2 | -2% | 4% | Sobresaliente | | |
| | | | 20 | 100% | | máx | | | | | 413.0 | |
| | | | 21 | 100% | | | | | | | | |
| Índice de frecuencia de accidentes | Número | 5 | 7 | 54% | 0.26 | máx | 1 | 0.10 | -0.7 | 1.6 | | |
| | | | 8 | 100% | | | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | | | |
| | | | 14 | 72% | | | | | | | | |
| | | | 16 | 52% | | | | | | | | |
| Margen por unidad de energía comercializada | \$/MMBtue | 7 | 4 | 100% | 16.3 | mín | 14.0 | -14% | 8% | Sobresaliente | | |
| | | | 10 | 100% | | máx | | | | | 18.9 | |
| | | | 11 | 100% | | | | | | | | |
| Gastos de operación por energía producida | \$/MMBtue | 22 | 1 | 100% | 3.1 | mín | 2.3 | -9% | -4% | Aceptable | | |
| | | | 2 | 95% | | | | | | | máx | 2.8 |
| | | | 4 | 99% | | | | | | | | |
| | | | 19 | 90% | | | | | | | | |
| Recuperación de propano en CPG | % | 23 | 1 | 100% | 95.5 | mín | 96.1 | -1% | -2% | Insuficiente | | |
| | | | 2 | 95.3% | | máx | | | | | 97.0 | |
| Costo promedio diario de transporte de gas seco ^{1/} | \$/MMpc-km | 25 | 5 | 100% | 0.21 | mín | 0.13 | 0.5 | 0.2 | Insuficiente | | |
| | | | 6 | 95% | | | | | | | máx | 0.14 |
| | | | 7 | 54% | | | | | | | | |
| | | | 8 | 100% | | | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | | | |
| Costo promedio diario de transporte de gas LP ^{1/} | \$/Mb-km | 25 | 10 | 100% | 3.61 | mín | 3.00 | 56% | 2% | Insuficiente | | |
| | | | 13 | 100% | | máx | | | | | 3.54 | |
| Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames | MMS/mes | 26 | 14 | 70% | 0.19 | máx | 0.10 | 0.9 | 0.9 | Insuficiente | | |
| Autoconsumos de gas ^{2/} | % | 26 | 4 | 99% | 5.2 | mín | 5.0 | -10% | -1% | Aceptable | | |
| | | | 14 | 72% | | máx | | | | | 5.3 | |
| UpTime Sistema Nacional de Gasoductos | % | 25 | 5 | 100% | 86.4 | mín | 74.8 | 4% | 2% | Sobresaliente | | |
| | | | 6 | 95% | | | | | | | máx | 83.4 |
| | | | 7 | 54% | | | | | | | | |
| | | | 8 | 100% | | | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | | | |
| Capacidad instalada de compresión | HP | 25 | 5 | 100% | 462,120 | | 550,460 | -16% | 0% | Aceptable | | |
| | | | 6 | 95% | | | | | | | | |
| | | | 7 | 53% | | | | | | | | |
| | | | 8 | 100% | | | | | | | | |
| | | | 9 | 100% | | | | | | | | |
| Capacidad instalada de recuperación de licuables | MMpcd | 23 | 1 | 100% | 5,712 | | 6,006 | -5% | -3% | Insuficiente | | |
| | | | 2 | 95.3% | | | | | | | | |
| UpTime criogénicas | % | 23 | 1 | 100% | 80.6 | mín | 76.3 | -11% | 5% | Sobresaliente | | |
| | | | 2 | 95.3% | | máx | | | | | 90.4 | |

| Indicador | Unidades | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | Meta | | Desviación ⁽¹⁾ (1) vs (2) | Desviación ⁽¹⁾ (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) | |
|---|--|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|--------------|
| | | | | | | Meta Original PEO Anual (2) | Autorizada PEO ene-sep (3) | | | | |
| Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión ^{3/} | % | 1 | 1 | 100% | N/A | min | 88 | 96 | ----- | ----- | ----- |
| | | | 2 | 95.3% | | max | 90 | 98 | | | |
| Costo de mano de obra CPGs ^{4/} | \$/MMBtue producidos | 3 | 19 | 90% | 2.36 | min | 2.41 | 1.90 | -7% | 7% | Insuficiente |
| | | | 20 | 100% | | max | 2.54 | 2.20 | | | |
| | | | 21 | 100% | | | | | | | |
| Emissiones de SO2 a la atmósfera | Kg de SO2/Tn de S ⁺ procesado | 23 | 1 | 100% | 30.4 | max | 34.0 | 39.0 | -11% | -22% | Aceptable |
| Costo real/Costo estimado de proyectos ^{3/} | % | 2 | 1 | 100% | N/A | min | 100 | 100 | ----- | ----- | ----- |
| | | | 2 | 95.3% | | max | 115 | 104 | | | |
| Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG | % | 24 | 13 | 100% | 14 | max | | 0 | ----- | ----- | Insuficiente |
| Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG | % | 24 | 13 | 100% | 58 | max | | 0 | ----- | ----- | Insuficiente |

NOTAS:

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

1/ El indicador relativo al costo de transporte diario de gas natural y gas LP corresponde al periodo enero-agosto, por no contarse con la información de cierre.

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.

COMENTARIOS:

- Se señala que las metas de los indicadores presentan desviaciones con respecto a los valores reales, debido a la incertidumbre de los escenarios de la oferta en gas y condensados.

Por lo anterior, las metas se deberán actualizar cada año.

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

Indicadores que dependen directamente del gas que entrega PEP

Indicadores que dependen directamente del gas que entrega PEP
Enero-septiembre 2012

| Indicador | Unidades | Valor del indicador |
|---|----------------------|---------------------|
| Capacidad criogénica Utilizada | % | 78.2 |
| Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas | MMpcd | 4,298.3 |
| Producción de gas seco | MMpcd | 3,649.1 |
| Producción de gas licuado | Mbd | 179.9 |
| Producción de etano | Mbd | 119.0 |
| Producción de gasolinas (naftas) | Mbd | 75.7 |
| Producción de gas seco por unidad procesada | MMpcd/MMpcd de carga | 0.85 |
| Producción de gas licuado por unidad procesada | Bd/MMpcd de carga | 41.9 |
| Producción de etano por unidad procesada | Bd/MMpcd de carga | 27.7 |
| Producción de gasolinas por unidad procesada | Bd/MMpcd de carga | 17.6 |

Situación de los indicadores cuya calificación en el trimestre fue Insuficiente

➤ Índice de frecuencia de accidentes

Este indicador se ubicó en el tercer trimestre en un valor 0.26, 0.16 puntos por arriba de la meta 2012 definida por SENER en 0.1, debido a seis accidentes ocurridos durante el periodo enero-septiembre, los cuales se describen a continuación:

1. Accidente en el CPG Nuevo Pemex, ocurrido el 7 de febrero de 2012 a 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 el Sector Ductos Salamanca, ocurrido el 14 de febrero 2012, un trabajador adscrito al departamento de mantenimiento, se lesiono el dedo medio y anular de la mano izquierda, durante los trabajos de integración del libramiento de Morelia del Gasoducto 24" Ø Valtierra-Lázaro Cárdenas. Se programó su alta al término el 22 de abril de 2012.
3. Accidente de trabajo por caída desde una escalera. El 12 de abril de 2012 un trabajador del CPG Cactus al concluir el trabajo de apertura de válvula de 16" ø del equipo 10V-4A en el área de separadores de gas amargo de las plantas endulzadoras de gas 9 y 10, resbaló del último peldaño de la escalera, recibiendo golpe en cadera y brazo derecho golpeándose contra un muro de concreto.
4. Accidente de trabajo ocurrido el 19 de abril por contacto eléctrico. Un trabajador en el CPG Poza Rica al concluir un trabajo realizado en la subestación eléctrica 10 A de la planta criogénica, recibió un brinco de corriente, del interruptor de la motobomba GA-601. En el evento se rasga el pulpejo del dedo índice de la mano izquierda. Se programó su alta el 27 de abril de 2012.
5. Accidente de trabajo ocurrido el 11 de julio de 2012 en el Sector Ductos Chihuahua durante las labores para corrección de deslave en el km 31+200 sobre derecho de vía 2402, un trabajador se machucó el dedo anular de la mano izquierda con una piedra que estaba acomodando en una unidad de transporte, ocasionándose compresión en la última falange del dedo anular izquierdo. El alta médica se dio el 9 de septiembre de 2012.
6. Accidente de trabajo ocurrido el 4 de agosto de 2012 en el CPG Matapionche cuando un trabajador realizaba trabajos de cimbra en el interior de la cámara de combustión H3B, utilizando un martillo, éste se le resbaló, causándole una

lesión en el dedo medio de la mano izquierda. El alta médica se dio el 06 de agosto de 2012.

No obstante que el índice de frecuencia obtenido a septiembre de 2012 es de 0.26 este se encuentra dentro de los valores históricos más bajos, Pemex Gas continúa realizando esfuerzos encaminados a disminuir la frecuencia de accidentes, con el propósito de recuperar los niveles de excelencia en Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental SSPA.

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

Durante 2012 las líneas de negocio en coordinación con ASIPA, continuaran con el seguimiento de los programas para revertir la accidentalidad laboral con las siguientes iniciativas:

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

➤ **Recuperación de propano en CPG**

Este indicador se ubicó al tercer trimestre de 2012 en un nivel de 95.5%, 0.5 puntos por arriba del estándar internacional definido en 95%, y 0.59 puntos porcentuales por abajo del valor mínimo de la meta establecida por SENER (96.1 – 97.0). Esto debido al ensuciamiento natural de los equipos de intercambio de calor de las plantas criogénicas de los CPG Cactus, Nuevo Pemex y Cd. Pemex.

PEMEX GAS estima recuperar al cierre del cuarto trimestre los niveles de eficiencia en la recuperación de propano, debido a que es en este último trimestre donde se encuentran calendarizados los mantenimientos de las plantas criogénicas.

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

Para el periodo enero – agosto 2012, el costo promedio diario de transporte de gas seco se ubicó en 0.21 \$/MMpcd, cifra superior en 15.5% a la pronosticada con el POT I, que fue de de 0.184, debido a dos aspectos:

- El volumen real (4,704.9 MMpcd), fue más bajo que la meta considerada en un 2.1% (4,804.0 MMpcd).
- Los gastos reales fueron superiores en 13.1% respecto a lo considerado en el programa, originado principalmente porque el costo virtual por variación de inventarios real a agosto fue de 29.1 MM\$ en contra (costo), en cambio para la meta se había estimado una variación a favor de 153.6 MM\$ (ingreso), basada en los costos programados. Esta diferencia de 182.7 MM\$, es la que fundamentalmente hace que los gastos se eleven.

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

| Volumen de Gas Natural Transportado | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | 2012 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-------|
| Volumen de gas natural (MMpcd) (1) | 4,580 | 4,538 | 4,662 | 4,565 | 4,745 | 4,846 | 4,846 | 4,846 | | | | 4,705 |

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

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

Para el período enero-agosto de 2012, el costo de transporte diario de gas LP se ubicó en 3.6 \$/Mbd, equivalente a una desviación de 2.4 puntos porcentuales por abajo de los 3.701 \$/Mbd establecidos en la meta POT, fundamentalmente por:

- 1) El volumen real (179.9 Mbd), fue mayor que la meta considerada en un 8.0% (166.6 Mbd)
- 2) Los gastos reales fueron mayores en 5.3% respecto a lo considerado en el programa

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

| Volumen de Gas LP Transportado | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | 2012 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-------|
| Volumen de gas LP (Mbd) (1) | 193.9 | 199.1 | 173.7 | 169.0 | 167.2 | 174.5 | 180.3 | 182.0 | | | | 179.9 |

(1) Estadísticas Mensuales. Información de BDI

➤ Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames

Durante el tercer trimestre de 2012 no se presentaron eventos con fugas o derrames significativos.

Sin embargo, este indicador alcanzó un valor a septiembre de 2012 de 0.19 MM\$/Mes, 0.19 puntos por arriba del límite establecido por SENER en <0.1 MM\$/mes. El valor del indicador se encuentra integrado por cuatro eventos ocurridos en el periodo enero-septiembre de 2012.

El importe de los cuatro eventos ocurridos a septiembre de 2012, fue de 0.19 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 tercer evento ocurrido el día 22 de marzo de 2012 fue de 52.3 MMpc por fuga de de gas natural ocurrida por explosión en el km 701+821 del gasoducto de 24" Chávez-Chihuahua. El importe reportado es de 1.55 MM\$/Mes.
4. El cuarto evento ocurrido el día 22 de junio de 2012 con una pérdida de 4.494 MMpc con importe de 138,324.90 pesos. Fuga, en el Km 190+600 del gasoducto de 18" Flores Magón – Venta de Carpio, municipio de San Juan Teotihuacán, Estado de México.

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

A continuación se muestra el programa de mantenimiento y certificación de ductos para el periodo 2011 a 2013 con el cual Pemex Gas y Petroquímica Básica trabaja para la certificación de la integridad y confiabilidad de los ductos del SNG.



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

Sistema de transporte por ducto:

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

La estrategia para cumplir con este propósito es mediante el mantenimiento integral y certificación de 8,884 kilómetros de ductos para el año 2013. En este sentido, se cuenta con el programa de mantenimiento integral y certificación de ductos 2011-2013.

Actualmente se cuenta con 1,656 kilómetros con certificados vigentes.

➤ **Capacidad instalada de recuperación de licuables**

Para el tercer trimestre de 2012 este indicador que calificó de insuficiente al mantener el valor de 5,712 MMpc, se espera para el 4to trimestre incrementarse su valor a 5,912 MM y alcance la meta anual con la entrada en operación de la nueva planta criogénica de 200 MMpcd en Poza Rica, la cual se estima entre el 30 de octubre de 2012 de acuerdo al segundo convenio de ampliación de monto y plazo (CP-2/D-2) de fecha 28 de junio de 2012.

➤ **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–septiembre 2012, el costo de mano de obra se ubicó 8.94% sobre lo ejercido en el mismo periodo de 2011. Sin embargo, la energía producida fue 2.6% menor.

Al tercer trimestre de 2012 el costo de mano de obra alcanzó un valor de 2.36 \$/MMBtue, 0.26 \$/MMBtue por arriba del valor obtenido en 2011 (2.1 \$/MMBtue). El cálculo del indicador es el cociente entre los costos de mano de obra por CPG en pesos corrientes (incluyen salarios y prestaciones de los trabajadores) y el volumen de los productos (gas seco, etano, gas licuado y gasolinas) en términos de energía (MMBtue).

Pemex Gas y Petroquímica Básica

Gerencia de Recursos Financieros

| Costo de Mano de Obra (CPG's)/MMbtue | | | | |
|---|--|------------------------|------------------------|------------------|
| <small>(Cifras en pesos)</small> | | | | |
| REGLON DEL GASTO | | Ene-Sep 2011 | Ene-Sep 2012 | Variación |
| 201 | Sueldos y salarios | 1,588,663,995.1 | 1,888,026,261.6 | |
| 224 | Seguro interno del personal | 0.0 | 0.0 | |
| 225 | Indemnizaciones al personal | 28,834,317.5 | 36,768,901.5 | |
| 234 | Gastos de previsión social pagados al personal | 805,774,713.1 | 813,240,958.9 | |
| 239 | Incentivos y compensaciones | 383,409,503.6 | 367,728,177.3 | |
| 241 | Honorarios asimilados de operación | 0.0 | 0.0 | |
| 242 | Impuestos sobre nómina de operación | 105,240,011.5 | 66,378,773.7 | |
| 243 | Pagos a jubilados no incluidos en FOLAPE | 0.0 | 0.0 | |
| Total de Servicios Personales | | 2,911,922,540.8 | 3,172,143,073.0 | 8.94 % |
| Energía Producida(MMBtue) | | 5,029,261.90 | 4,900,286.47 | -2.6 % |
| Costo de Mano de obra/MMBtue | | 2.1 | 2.4 | 0.25 |

Nota: Información preliminar Gerencia de Recursos Financieros/BDI

Para el periodo enero-septiembre de 2012 los costos de mano de obra se incrementaron 0.25% con respecto al mismo periodo de 2011, básicamente en los renglones del gasto 201 y 225, debido principalmente a lo siguiente:

- En el renglón 201, el incremento principal es por el aumento salarial del 4.75% debido a la revisión contractual, así como por los incrementos en los siguientes rubros: pago de aguinaldo, compensación por movilización, fondo de ahorro, tiempo extra, ajuste impuesto sobre productos de trabajo planta sindicalizado, incentivo trabajador por ciclo vacacional clausula 140, pago por labores insalubres, ayuda renta casa y pago de prima vacacional.
- En el renglón 225, el incremento principal es por pago de salarios caídos por \$11.9 millones en el CPG Cactus.

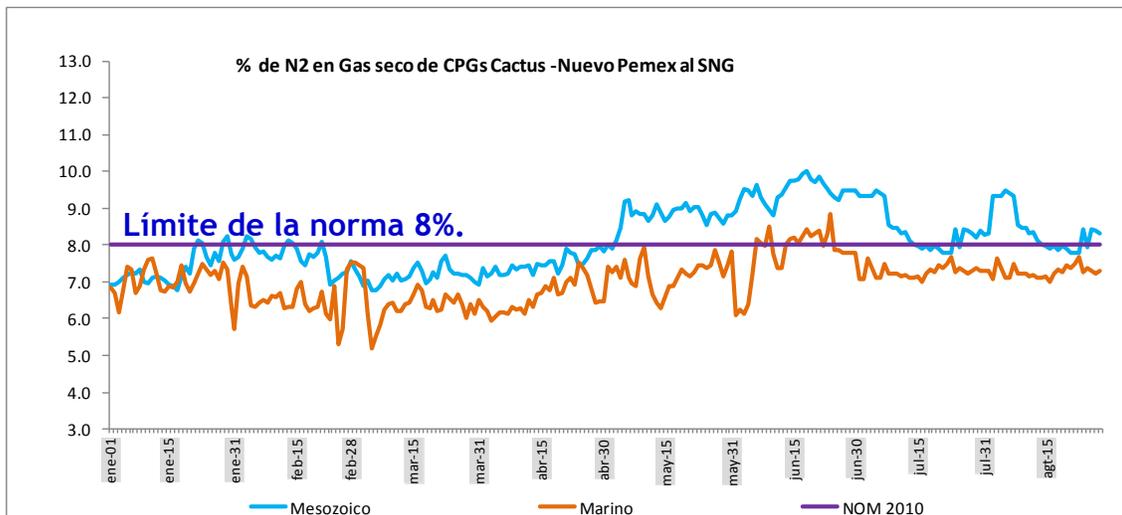
Por su parte, la energía producida, durante el tercer trimestre de 2012 disminuyó 2.6% con respecto al mismo periodo de 2011, debido a que en el periodo enero-septiembre 2012 se tuvo una menor oferta de gas húmedo y condensado por parte de Pemex Exploración Producción, 43.5 MMpcd de gas húmedo y 8.61 Mbd de hidrocarburos condensados respectivamente al mismo periodo 2011.

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

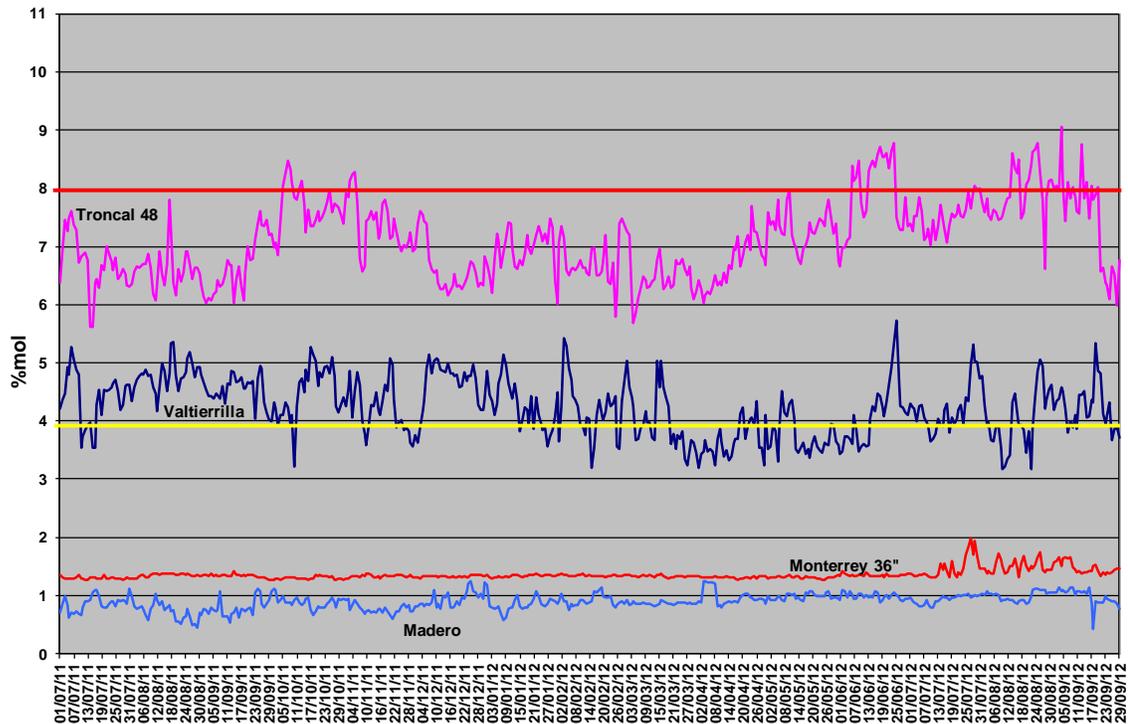
Acciones correctivas para el control de Nitrógeno en el gas natural:

Respecto al indicador “Días de inyección de gas natural de CPG fuera de norma en nitrógeno al SNG” durante el periodo enero-septiembre de 2012, cabe señalar que en el CPG Cactus se han presentado 142 eventos que sobrepasaron la norma. Por su parte en el CPG Nuevo Pemex se presentaron 16 eventos por arriba de la norma durante el mismo periodo.

La gráfica siguiente muestra el comportamiento del contenido de nitrógeno de las inyecciones de los CPG's Cactus y Nuevo Pemex, al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).



Durante el periodo enero-septiembre del 2012 se observaron 158 días fuera de especificación en las inyecciones de los CPG Cactus y Nuevo Pemex, ocasionado por movimientos operativos en pozos de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción, para favorecer el envío de gas a proceso y disminuir el impacto de la demanda en el empaque del Sistema Nacional de Gasoductos.



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.

Acciones para mejorar la calidad del gas seco:

| Acciones | Responsable | Descripción de Avance |
|---|--------------|--|
| 1. Procedimiento operativo para el control de la concentración del nitrógeno en el gas de proceso | PEP-PGPB/DCO | El procedimiento vigente ha permitido controlar el incremento de nitrógeno en el gas húmedo a proceso y mantener dentro de Norma el contenido de inertes en el Sistema Nacional de Gasoductos. El 20 de junio de 2012 se llevó a cabo una reunión de revisión de la problemática actual, así como de planeación para la actualización del procedimiento |

| | | |
|---|------------|---|
| | | <p>vigente.</p> <p>Se acordó que a partir del análisis estadístico, de la proyección de oferta y calidad del gas entregado por PEP, se efectuaran los trabajos de diagnóstico y simulación para la actualización del procedimiento operativo.</p> |
| <p>2. Segregación de corrientes de gas amargo en el centro de distribución de gas marino (Atasta)</p> | <p>PEP</p> | <p>La segregación de corrientes de gas consiste en enviar el gas amargo proveniente de la Región de Producción Marina Noreste, con mayor contenido de nitrógeno al CPG Ciudad Pemex maximizando el uso de la planta recuperadora de nitrógeno (NRU), en tanto el gas amargo con menor contenido de nitrógeno de la Región de Producción Marina Suroeste, se deriva para su proceso al CPG Nuevo Pemex.</p> <p>En el tercer trimestre del 2012, se ha mantenido la segregación de corrientes marinas en Atasta, para mantener en promedio un 3.8% de N2 en la corriente al CPG Nuevo Pemex y 8.7% al CPG Cd. Pemex y poder cumplir con los parámetros de calidad que indica la NOM-001 SECRE 2010 en el gas seco entregado al SNG.</p> |
| <p>3. Reinyección de gas amargo con nitrógeno en Campo Jujo</p> | <p>PEP</p> | <p>En la Región Sur se mantiene la política de control de producción de pozos con alto contenido de nitrógeno y CO2.</p> <p>Al cierre de septiembre de 2012, el Activo de Producción Bellota-Jujo inyectó en promedio 49 MMpcd de N2 y una reinyección promedio de 35 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 el tercer trimestre alcanzó 57 MMpcd, y estuvo fuera de operación del 6 de mayo al 26 de junio; en tanto que la reinyección de gas húmedo amargo con alto contenido de N2 fue de 53 MMpcd en Oxiacaque.</p> |
| <p>4. Construcción de planta recuperadora de nitrógeno en la Región Sur</p> | <p>PEP</p> | <p>Derivado de los cambios en los pronósticos de producción y urgencia de nitrógeno en los yacimientos, se está analizando si técnicamente es factible continuar con el proceso de contratación en los términos actualmente establecidos.</p> |

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

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

➤ **Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en Centros Procesadores de Gas de PEMEX GAS:**

En el tercer trimestre el indicador calificó como aceptable al alcanzar un valor de 99.3%, situándose dentro del intervalo establecido para la meta, 99% a 100%. No obstante los diversos mantenimientos realizados en PEP durante el último trimestre como: la Línea 1 Atasta Cd. Pemex en el mes de julio, el mantenimiento de las plataformas de endulzamiento AKAL C7 y C8 en el mes de agosto y el accidente en la estación de medición de PEP en Burgos en el mes de septiembre, la oferta de Pemex Exploración y Producción de gas húmedo (amargo y dulce) fue procesada por Pemex Gas y alcanzó un valor de 4,498 MMpcd.

➤ **Autoconsumos de gas**

El valor de autoconsumo reportado al segundo trimestre de 2012 cerró en 5.2% dentro del rango de meta establecido por SENER (5.0-5.3).

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

- a) Consumo de gas en planta NRU en Cd. Pemex.
- b) Consumo en generación eléctrica de porteo.
- c) Compresión de nitrógeno.

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

Consumos periodo enero-septiembre 2012

Volúmenes considerados en autoconsumo, energía de porteo y compresión.

| Consumos | Autoconsumos de gas |
|-------------------------|---------------------|
| | MMBtud |
| Proceso* | 219,903.78 |
| Porteo de Energía | 7,282.61 |
| Compresión de nitrógeno | 2,958.81 |
| Total | 230,145.2 |

*Consumos considerados en el cálculo del indicador

➤ Emisiones de S02 a la atmósfera

Este indicador se ubicó en un valor de 30.4 Kg de S02 emitidos/ton de azufre procesado. Valor inferior a la meta considerada de <39 Kg de S02 emitidos/ton de azufre procesado y muy por abajo del estándar internacional <50 Kg de S02 emitidos/ton de azufre procesado. Esto debido al procesamiento eficiente en recuperación de azufre de los CPG, especialmente del CPG Matapionche.

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

Al mes de septiembre de 2012, la construcción de la planta criogénica de Poza Rica de 200 MMpcd presenta un avance físico del 95.9% y 91.0% de avance financiero.

| Avance del Proyecto(%) 3er Trimestre 2012 | | | |
|---|------|------------|------|
| Físico | | Financiero | |
| Prog | Real | Prog | Real |
| 98.6 | 95.9 | 93.6 | 91.0 |

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

El avance físico se refiere al proyecto global, considera obra contratada más nuevas actividades no previstas en el alcance original asociadas al cambio de especificaciones del gas que suministrará PEP.

Desglose de cálculo:

Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa

Avance Financiero de Acciones en PGPB

Reporte de Indicadores a SENER

| Acciones | Inversión | Unidades | 2009 ¹ | 2010 ¹ | 2011 ¹ | 2012 | | | | Total 2012 ² | 2013 ⁴ | Costo Total ⁵ |
|---|------------------------|----------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|-------------------|--------------------------|
| | | | | | | 1er Trim Ene-mar | 2do Trim Abr-jun | 3er Trim Agt-Sep | 4to Trim Oct-dic | | | |
| Desarrollar el proyecto de ampliación del CPG Poza Rica | Avance Programado | % | 15 | 54 | 77 | 78 | 82 | 89.3 | 95.9 | 95.9 | 100.0 | |
| | Monto programado | MM\$ | 722 | 1,902 | 1,141 | 67 | 176 | 360 | 322 | 926 | 199 | |
| | Programado acumulado | MM\$ | 722 | 2,624 | 3,765 | 3,832 | 4,008 | 4,368 | 4,691 | 4,691 | 4,890 | 4,890 |
| | Avance Real | % | 16 | 54 | 77 | 78 | 82 | 87 | 87 | 87 | 87 | |
| | Ejercicio ³ | MM\$ | 722 | 1,902 | 1,141 | 67 | 176 | 241 | 0 | 4,249 | 0 | 4,249 |
| | Ejercicio acumulado | MM\$ | 722 | 2,624 | 3,765 | 3,832 | 4,008 | 4,249 | 4,249 | 4,249 | 4,249 | |

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

2.- Fuente: Adecuado III ver 3B.2

3.- Fuente: Ejercicio 2012 al cierre de septiembre

4.- Estimado para concluir y finalizar el proyecto

5.- Costo total a pesos de 2012

3.D. Pemex Petroquímica

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

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

Metodología FEL de SIDP. Etapa de ejecución IPC 1 (informe).

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

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

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

➤ Productividad del personal

Al cierre del tercer trimestre de 2012, se observa un incremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la ocupación de plazas de la estructura, así como de la aplicación del Convenio Administrativo Sindical relativo a la transferencia de plazas de la Subdirección de Administración Patrimonial a Pemex-Petroquímica.

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

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

➤ **Mejora tecnológica**

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

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

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

El uso de los Estándares de Consumo de Materia Prima y Energía, ha permitido mantener un estricto control operativo, lo cual propicia que las operaciones se orienten hacia la mejor práctica alcanzada por la propia operación de cada planta de proceso, de forma que se logren desempeños competitivos; derivado de esto, la eficiencia operativa de las plantas observa una tendencia superior a lo pactado al cierre del tercer trimestre de 2012, lo que generó un ahorro en los costos de producción contra los estándares establecidos equivalente a 286 millones de pesos, principalmente en las plantas de etileno de los Complejos Cangrejera y Morelos además de la planta de swing del Complejo Morelos, la reducción de 17 millones con respecto al trimestre anterior es debido a que en los meses de julio y septiembre no se generaron ahorros.

➤ **Cadena de valor**

En el período enero-septiembre de 2012, la producción total fue de 4,868 Mt, cantidad inferior en 22% y 23% con respecto al mismo período del año anterior y al POA; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este período y por lo tanto se dejaron de producir hasta hoy 1, 279 Mt de aromáticos, derivados y petrolíferos respecto al POA y un 1,449 Mt en relación al año anterior. A continuación se presenta la explicación por cadena:

Derivados del Metano

La cadena de derivados del metano resultó superior en 12% y 7% respecto al POA y al mismo período anterior, como resultado del buen desempeño de las plantas de amoniaco y metanol.

Derivados del Etano

La cadena del etano superó en 6% el volumen alcanzado en el mismo período del año anterior, y resultó 6% inferior al POA, debido principalmente a la disminución en la producción de etileno tanto en Cangrejera como en Pajaritos; en Cangrejera se afectó por la falta de consumo en polietileno de baja densidad, ya que se adelantaron los programas de mantenimiento de dos trenes, y en Pajaritos, por realizarse en febrero el mantenimiento de la planta de etileno programado para noviembre. Así mismo, esta cadena también tuvo afectación por la salida de operación de cloruro de vinilo en el mes de agosto, para revisión y limpieza de equipos.

Aromáticos y Derivados

El volumen de producción de esta cadena resultó deficitario en 94%, respecto al año pasado, debido a que durante el período enero-septiembre, el tren de aromáticos y las plantas preparadoras de carga permanecieron fuera de operación por realizarse los trabajos de integración de la planta CCR. Así mismo, debido a la reprogramación de las corridas de prueba de la nueva CCR originalmente consideradas en marzo, esta cadena resultó inferior al POA en 94%.

Propileno y Derivados

Esta cadena muestra un resultado inferior en 24% y 35% en comparación con el mismo período del año pasado y POA respectivamente, debido a que la planta de Acrilonitrilo presentó los siguientes eventos: a) durante el período del 14 de marzo al 06 de abril del presente, salió de operación por falta de propileno, declarándose ante Pemex Refinación como caso fortuito o fuerza mayor, b) del 22 de mayo al 30 de julio permaneció fuera de operación, debido a los bajos retiros del cliente y c) en septiembre presentó salidas de operación por falta de materia prima y por la reparación del incinerador.

Petrolíferos

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

➤ **Gestión Operativa**

Al tercer trimestre Pemex Petroquímica ha colocado 2,264 miles de toneladas en los mercados nacional y de exportación. Este nivel de ventas es 3% y 8% menor al alcanzado en el mismo periodo de 2011 y del programado respectivamente.

Las desviaciones se deben a la menor oferta de productos y subproductos de aromáticos, toda vez que los trabajos para la ampliación y mejora de la planta se prolongaron. Se suma el efecto de menores ventas de acrilonitrilo y metanol por razones de mercado, y de cloruro de vinilo y polietileno lineal por menor disponibilidad respecto de la programada.

No obstante sobresale el nivel de ventas de amoniaco, óxido de etileno, monoetilenglicol grado fibra, butadieno crudo y polietileno de alta densidad. En el caso particular del amoniaco, los excedentes exportados apoyaron para mantener la continuidad operativa durante el menor consumo nacional y las dificultades para el movimiento de producto por vías férreas.

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

Se continúa con la implantación de las 11 líneas de acción que contempla el sistema, de las cuales el complejo Cangrejera como unidad piloto ha concluido 8 y el resto de los complejos petroquímicos las 6 primeras.

- 1ª Línea de acción.- Organización para la Implantación.
- 2ª Línea de acción.- Funciones y Responsabilidades.
- 3ª Línea de acción.- Planeación inicial.
- 4ª Línea de acción.- Comunicación Efectiva.
- 5ª Línea de acción.- Capacitación.
- 6ª Línea de acción.- Diagnóstico Inicial y Definición de Situación Futura (autoevaluación)

Actividades efectuadas:

Visitas del Grupo de apoyo de la GCSIPA a todos los centros de trabajo por sus respectivos facilitadores.

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Petroquímica

Período: ENERO - SEPTIEMBRE 2012

| Indicador | Unidades | Objetivos Relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO 2012 (3) | Meta Autorizada PEO ene - sep (4) | Desviación ¹ (1)vs(4) | Calificación (1) vs (4) |
|---|------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto | % | 1, 2 y 7 | 1 | n/a | N/A | | <14 | 20 | 20 | 0% | N/A |
| Diferencia entre el presupuesto ejercido en proyectos estratégicos nuevos / Presupuesto programado en proyectos estratégicos nuevos | % | 1, 2 y 7 | 1 | n/a | 6 | | <10 | 10 | 10 | -4% | Aceptable |
| Índice de productividad laboral | t/plaza ocupada | 3 y 7 | 2 | n/a | 369 | Max | 1,021 | 656 | 480 | -23% | Insuficiente |
| | | | | | | Min | | 605 | 433 | | |
| Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos | % | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | 3.8 | Max | 100 | 3.0 | 3.0 | 27% | Sobresaliente |
| | | | | | | Min | | 2.6 | 2.6 | | |
| Factor de insumo etileno - polietilenos ⁽¹⁾ | t/t | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | 1.02 | Max | 1.02 | 1.01 | 1.01 | 1% | Aceptable |
| | | | | | | Min | | 1.02 | 1.02 | | |
| Factor de insumo etano - etileno ⁽²⁾ | tt | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | 1.32 | Max | 1.31 | 1.31 | 1.31 | 1% | Aceptable |
| | | | | | | Min | | 1.32 | 1.33 | | |
| Factor de insumo gas natural - amoníaco | MMBtu/t | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | 24.41 | Max | 23.00 | 22.97 | 22.97 | 6% | Insuficiente |
| | | | | | | Min | | 23.66 | 23.66 | | |
| Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas | tt | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | F/O | Max | 4.00 | 1.58 | 1.58 | 0% | N/A |
| | | | | | | Min | | 1.59 | 1.59 | | |
| Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT I) | % | 6, 7 y 27 | 4 | n/a | 81 | | <5 | 95 | 95 | -14% | Insuficiente |
| Contribución Marginal | MMS | 6, 7 y 27 | 5 | n/a | 15,698 | | N/A | 17,984 | 13,247 | 19% | Aceptable |
| Producción de petroquímicos (POA) | Mt | 6, 7 y 27 | 3 | n/a | 4,868 | Max | 14,800 | 8,620 | 6,314 | -23% | Insuficiente |
| | | | | | | Min | | 7,947 | 5,697 | | |
| Consumo de Energía | GJ/ton | 4, 7 y 27 | 3 | n/a | 14.82 | Max | N/A | 12.92 | 12.92 | 15% | Insuficiente |
| | | | | | | Min | | 13.05 | 13.05 | | |
| Producto en especificación / producto entregado | % | 27 y 28 | 6 | n/a | 99.64 | Max | >97.00 | 99.70 | 99.70 | 0% | Aceptable |
| | | | | | | Min | | 98.70 | 98.70 | | |
| Índice de frecuencia de accidentes | índice | 5,00 | 7 | n/a | 0.52 | | <1.00 | 0.29 | 0.31 | 67% | Insuficiente |
| Índice de Uso de Agua | MMm ³ | 5 | 7 | n/a | 41 | Max | N/A | 60 | 45 | -8% | Sobresaliente |
| | | | | | | Min | | 61 | 45 | | |
| Índice de carga contaminante DBO | ton | 5 | 7 | n/a | 236 | Max | N/A | 420 | 315 | -25% | Sobresaliente |
| | | | | | | Min | | 425 | 319 | | |
| Índice de Emisiones a la Atmosfera | Mton | 5 | 7 | n/a | 4,508 | Max | N/A | 7,800 | 5,850 | -23% | Sobresaliente |
| | | | | | | Min | | 7,880 | 5,910 | | |
| Residuos peligrosos | ton | 5 | 7 | n/a | 3,669 | Max | N/A | 2,400 | 3,000 | 22% | Insuficiente |
| | | | | | | Min | | 2,430 | 3,038 | | |

NOTAS:

(*) La desviación mostrada es contra el valor máximo

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

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

Cifras preliminares al corte del 30 de octubre de 2012

F/O: Fuera de Operación

N/A: No Aplica

Causas principales de las desviaciones y acciones correctivas

➤ **Índice de productividad laboral**

Causas de la desviación:

El resultado del indicador se vio afectado en el período enero – septiembre principalmente por la disminución en la producción, originada en mayor medida por el retraso en los trabajos de ampliación y modernización del tren de aromáticos en el complejo Cangrejera. Adicionalmente, se observa un incremento en el total de plazas ocupadas con respecto a lo programado para el mismo período; dicha variación se origina básicamente por la ocupación de plazas de la estructura, así como de la aplicación del Convenio Administrativo Sindical relativo a la transferencia de plazas de la Subdirección de Administración Patrimonial a Pemex-Petroquímica.

Acciones correctivas o de mejora:

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

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

Causas de la desviación:

El factor de insumo gas-amoniaco de diseño para las plantas de amoniaco VI y VII es de 22.85 MMBTU/Ton, considerando un poder calorífico de 1,097.2 BTU/ft³ STD y un contenido de inertes de 1.22, en el gas natural. Actualmente, a pesar de que el gas natural que PGPB entrega a PPQ cumple los rangos de la Norma Mexicana NOM-001-SECRE-2010, con un poder calorífico promedio de 1,000.9 BTU/ft³ STD y un porcentaje promedio de 6.38 de inertes, no es posible alcanzar los valores comprometidos y de diseño que demanda el proceso. Por lo anterior, es necesario modificar la meta establecida para este indicador, por lo que, en la pasada sesión del Consejo de Administración de Pemex Petroquímica se emitió el compromiso de revisar con la Secretaría de Energía (SENER) dicho factor.

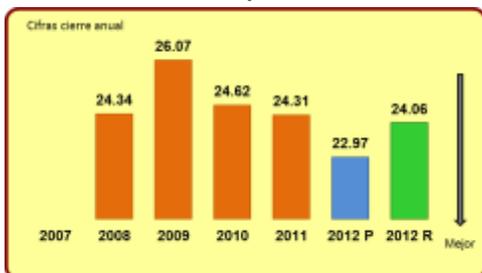
Acciones correctivas o de mejora:

En la reunión llevada a cabo con personal de la SENER, el 27 de julio de 2012, se acordó lo siguiente:

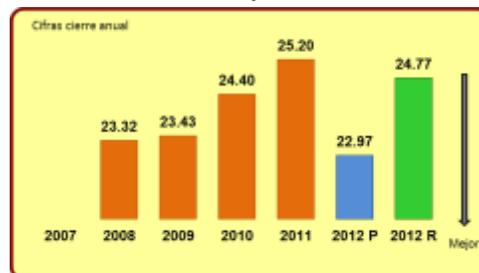
- Establecer un rango de valores como meta para este indicador de acuerdo con la calidad del gas recibido y los resultados de los últimos dos años.
- Revisar por parte del área jurídica de la SENER la posibilidad de realizar la modificación de la meta para este mismo año o, de lo contrario, a partir de 2013.

- La SENER está analizando la información entregada por Pemex Petroquímica, por lo que se está en espera de la respuesta de dicho Organismo.

Factor de insumo de la planta de amoniaco VI



Factor de insumo de la planta de amoniaco VII



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

Causas de desviación:

La producción total fue de 4,868 Mt, cantidad inferior en **19%**, con respecto al programa; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este período.

Acciones correctivas o de mejora:

Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se han realizado reuniones puntuales con la Contratista para establecer las medidas necesarias de seguimiento y control, para cumplir en tiempo y forma con el objetivo planteado.

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

| Producto | P O T I | 2 0 1 2 | Variaciones | |
|------------------------|--------------|--------------|----------------|-------------|
| | | | 2012 vs POT I | |
| | | | Volumen | % |
| Total | 5,997 | 4,868 | (1,129) | (19) |
| Derivados del metano | 1,624 | 1,859 | 235 | 14 |
| Derivados del etano | 2,400 | 2,244 | (156) | (7) |
| Aromáticos y derivados | 620 | 41 | (579) | (93) |
| Propileno y derivados | 65 | 40 | (25) | (38) |
| Otros productos | 1,100 | 678 | (422) | (38) |
| Petrolíferos | 187 | 5 | (182) | (97) |

➤ **Producción de petroquímicos (POA)**

Causas de desviación:

En el período enero-septiembre de 2012, la producción total fue de 4,868 Mt, cantidad inferior en 23, con respecto al programa; la diferencia se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este período y por lo tanto se dejaron de producir hasta hoy 1,279 Mt de aromáticos, derivados y petrolíferos.

Acciones correctivas o de mejora:

Para el caso del proyecto de la planta de aromáticos, se han realizado reuniones puntuales con la Contratista para establecer las medidas necesarias de seguimiento y control, para cumplir en tiempo y forma con el objetivo planteado.

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

| Producto | P O A | 2 0 1 2 | Variaciones | |
|------------------------|--------------|--------------|----------------|-------------|
| | | | 2012 vs POA | |
| | | | Volumen | % |
| Total | 6,314 | 4,868 | (1,447) | (23) |
| Derivados del metano | 1,657 | 1,859 | 202 | 12 |
| Derivados del etano | 2,385 | 2,244 | (141) | (6) |
| Aromáticos y derivados | 723 | 41 | (682) | (94) |
| Propileno y derivados | 62 | 40 | (22) | (35) |
| Otros productos | 1,234 | 678 | (555) | (45) |
| Petrolíferos | 253 | 5 | (248) | (98) |

➤ **Índice de consumo de energía**

Causas de desviación:

Debido a que 68%, de la energía consumida en Pemex Petroquímica se centra en las plantas de etileno y amoniaco, las causas descritas en el indicador de factor de insumo gas natural-amoniaco así como las restricciones en el suministro de etano durante el primer trimestre que impidieron estabilizar la producción de etileno y propiciaron la salida de operación de la planta del Complejo Cangrejera para reparación durante ese periodo, son las que afectaron de manera significativa el desempeño del índice de consumo de energía. Adicionalmente, las acciones necesarias para el arranque y paro de las plantas del Complejo Morelos realizadas durante los meses de agosto y septiembre se reflejaron en un aumento en el consumo de energía de PPQ.

En ausencia de los últimos 2 elementos, se prevé una reducción en el valor del indicador para el cuarto trimestre.

Acciones correctivas o de mejora:

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

➤ **Índice de frecuencia de accidentes**

Causas de desviación:

Al mes de Septiembre el índice de frecuencia se ubica en 0.52 resultado de 16 accidentes ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos, (cabe mencionar que se encuentran en investigación un accidente en el C.P. Cangrejera y dos en el C.P. Morelos). Asimismo, no se registran accidentes fatales en el periodo, acumulando al mes de septiembre 1,416 días sin accidentes fatales.

Acciones correctivas o de mejora:

Se implementó plan de reforzamiento SSPA a los complejos el cual contempla cuatro líneas de acción: a) Control disciplinado en la planeación y ejecución segura de las actividades de mantenimiento, b) Identificación y evaluación de riesgos críticos, c) Programa de acciones sobre condiciones inseguras críticas y d) Mecanismo de rendición de cuentas.

➤ **Residuos peligrosos**

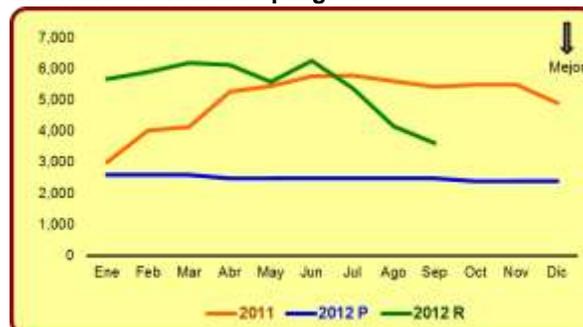
Causas de desviación:

Por la salida de operación del incinerador II, debido a problemas en el quemador, se dejaron de incinerar los clorohidrocarburos pesados, durante el primer semestre del año, incrementándose sus inventarios, sin embargo en el tercer trimestre del año se lograron disminuir los inventarios a niveles inferiores a los registrados el año anterior.

Acciones correctivas o de mejora:

Se llevó a cabo el cambio de quemador del Incinerador II y se reinició el proceso de eliminación de pesados.

Inventario de residuos peligrosos



3.E. Petróleos Mexicanos

Avance en la ejecución de las acciones del PEO

Petróleos Mexicanos desarrolla las actividades de soporte que les permite a los Organismos Subsidiarios operar y perseguir sus objetivos estratégicos. Algunas de estas actividades tienen carácter normativo en el sentido que su finalidad es establecer lineamientos para la operación de los Organismos, otras tienen carácter de coordinación, y algunas más son operaciones orientadas a brindar servicios a los Organismos.

En el contexto de la eficiencia operativa, Petróleos Mexicanos puede tomar acciones que promuevan la eficiencia en los Organismos Subsidiarios, como mejorar los instrumentos para la planeación, seguimiento y evaluación, o bien acciones que contribuyan a incrementar la eficiencia con la que realiza sus propias operaciones, como la gestión de servicios médicos y la administración de pasivos.

Estas acciones tendrán un impacto en los resultados de Pemex, directo o indirecto dependiendo del aspecto (normatividad, coordinación u operación) del trabajo corporativo que estén abordando.

Instrumentos para la planeación, seguimiento y evaluación

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

Al cierre del tercer trimestre del 2012 se cuenta con la documentación completa de la metodología FEL (Front End Loading) para los proyectos de seguridad salud y protección ambiental (SSPA), así como para los proyectos de mantenimiento; adicionalmente se han estado realizando trabajos para unificar los documentos denominados:

- Lineamientos para los Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y OS (2006);
- Lineamientos para la Aprobación de los Programas y Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus OS (2010), y
- Criterios para definir los proyectos que serán catalogados como de gran magnitud y alta prioridad (2009).

Lo anterior con la finalidad de contar con un único documento que rija las iniciativas de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, el cual se denominará "Lineamientos de Iniciativas de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos

Subsidiarios”, éstos trabajos promueven ajustes a los documentos originalmente elaborados.

Actualmente el proceso de implantación del sistema se encuentra en espera de efectuar las modificaciones derivadas de la elaboración de los Lineamientos de Iniciativas de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, una vez que estos sean aprobados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos; así mismo, se debe efectuar la presentación formal ante el Grupo de Liderazgo del SIDP; efectuar las observaciones que emita este grupo, y obtener la autorización de los manuales por parte del Grupo de Liderazgo para posteriormente continuar con el proceso de implantación.

| Acción | Objetivos relacionados | % de Avance |
|--|------------------------|---|
| 2. Implementar un sistema institucional de desarrollo de proyectos de inversión en Petróleos Mexicanos | 29 | 88.48% de la segunda etapa de implementación* |

*No hay variación en el porcentaje con respecto al trimestre anterior, debido a que no se ha efectuado la aprobación de los manuales.

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

● **Mercados de capitales**

- El 19 de octubre Petróleos Mexicanos llevó a cabo una reapertura por de U.S. \$1,000 millones del bono emitido en junio de 2012 con vencimiento en junio de 2044 y cupón de 5.50%.
- El 30 de octubre se cerró una línea de crédito sindicada revolvente por US \$1.25 miles de millones de dólares a 5 años. La línea pagará un spread de 115 puntos base sobre Libor.

● **COPF**

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

- **Manejo de liquidez**

Al 30 de septiembre de 2012 Petróleos Mexicanos cuenta con líneas de crédito para manejo de liquidez por U.S. \$2.028 miles de millones y están disponibles en su totalidad.

- **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 tercer trimestre de 2012:

- **Esperanza de Vida**

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

- **Tiempo de Espera en Primer Nivel**

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

- **Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos**

El porcentaje de surtimiento de medicamentos al derechohabiente fue durante este periodo de 99.94%, resultó 2.4 puntos porcentuales mayor a la meta establecida en este trimestre, derivado principalmente del mejor abasto de medicamentos a través del nuevo esquema de distribución de almacén central.

- **Porcentaje de Satisfacción del Cliente**

Se reporta para este tercer trimestre, el mismo porcentaje de satisfacción del 91%, obtenido en el mes de junio, debido a que su medición es cada semestre.

- **Tasa de mortalidad materna**

Para este tercer trimestre de 2012, no se registró ninguna muerte materna directa, manteniendo el indicador por debajo de lo esperado, con una calificación de "aceptable".

Avance en la ejecución de las acciones y cumplimiento de metas

Pemex Corporativo (Subdirección de Servicios de Salud)

Periodo: Julio - septiembre 2012

| Indicador | Unidades | Objetivos relacionados | Acciones relacionadas | % de Avance de cada acción | Valor del indicador (1) | Meta Original PEO Anual (2) | Meta Autorizada PEO jul-sep (3) | Desviación (1) vs (2) | Desviación (1) vs (3) | Calificación (1) vs (3) |
|---|----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 Esperanza de Vida ^{3,4/} | Años | 31 | 6 | 75% | N/D | min máx | 80.13 80.11 | - | - | - |
| 2 Tiempo de Espera del Primer Nivel ^{1/} | Minutos | 31 | 7 | 50% | 12.0 | min máx | 15.0 15.5 | -20.0% | -22.6% | Sobresaliente |
| 3 Porcentaje de Surtimiento de Medicamentos ^{1/} | Porcentaje | 31 | 8 | 50% | 99.9 | min máx | 97.5 97.0 98.0 | 2.5% | 1.9% | Sobresaliente |
| 4 Porcentaje de Satisfacción al Cliente ^{1,2/} | Porcentaje | 31 | 9 | 50% | 91.0 | min máx | 92.0 91.0 93.0 | -1.1% | -2.2% | Aceptable |
| 5 Mortalidad Materna Directa ^{3,5/} | En 100 nacidos vivos | 31 | 10 | 75% | N/D | min máx | 0.01 0.02 0.04 | - | - | - |

NOTAS:

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

2/ Para este tercer trimestre, el indicador "Porcentaje de Satisfacción al Cliente" se reporta con el mismo porcentaje obtenido en el mes de junio de 91%, debido a que la medición del indicador es semestral.

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

4/ Las metas establecidas para "Esperanza de Vida" se califican de la siguiente forma: si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se clasifica como "Insuficiente", si se encuentra entre la meta máxima y la mínima se considera como "Aceptable", finalmente, si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se clasifica como "Sobresaliente".

Para 2012, la meta del indicador "Esperanza de Vida" es 80.11 años, el cual se expresa en años.

5/ Las metas establecidas para "Mortalidad Materna Directa" se califican de la siguiente forma: si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se considera como "Sobresaliente", si el indicador se encuentra entre la meta máxima y la mínima se clasifica como "Aceptable" y si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se considera como "Insuficiente".

Para 2012, la meta del indicador "Mortalidad Materna Directa" es 0.04, el cual se calcula sobre la base de 100 nacidos vivos, por lo que, las Metas y el Avance Anual expresan el número de casos (muertes maternas directas) como porcentaje de los nacimientos.

N/D: No Disponible.

3. Indicadores y metas

Pemex Exploración y Producción

| Objetivo relacionado | Indicador | Unidades | Histórico | | | | | | | | |
|----------------------|---|----------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
| 1 | Producción de crudo total | Mbd | 3,371 | 3,383 | 3,333 | 3,256 | 3,076 | 2,792 | 2,601 | 2,576 | 2,550 |
| 1 | Producción de crudo entregada a ventas | Mbd | 3,358 | 3,366 | 3,309 | 3,244 | 3,048 | 2,754 | 2,594 | 2,549 | 2,515 |
| 1 | Producción de gas total ^{1/} | MMpcd | 4,498 | 4,573 | 4,818 | 5,356 | 6,058 | 6,919 | 6,534 | 6,337 | 5,913 |
| 1 | Producción de gas entregada a ventas | MMpcd | 4,590 | 4,776 | 4,924 | 5,342 | 5,622 | 5,640 | 5,786 | 5,796 | 5,583 |
| 2, 9 | Costo de descubrimiento y desarrollo | US\$ / bpce | 8.56 | 14.56 | 10.64 | 9.28 | 9.94 | 11.80 | 11.12 | 12.84 | 16.13 |
| 2, 9 | Costo de producción | US\$ / bpce | 3.78 | 3.92 | 4.62 | 4.37 | 4.85 | 6.16 | 4.55 | 5.22 | 6.12 |
| 2, 15 | Costo de transporte | US\$ / bpce | N/D | N/D | 0.40 | 0.50 | 0.66 | 0.74 | 0.67 | 0.93 | 1.20 |
| 2 | Autoconsumo de gas | % | 9.5 | 10.1 | 9.7 | 8.6 | 8.0 | 7.4 | 7.5 | 8.2 | 8.8 |
| 3 | Productividad laboral ^{2/} | MMbpce / plaza | 45.0 | 46.1 | 44.8 | 44.6 | 44.0 | 39.1 | 51.2 | 53.5 | 51.2 |
| 5 | Índice de frecuencia exploración y producción | Núm. / (h-h) | 0.70 | 0.60 | 0.40 | 0.30 | 0.30 | 0.11 | 0.10 | 0.04 | 0.20 |
| 5 | Índice de frecuencia perforación | Núm. / (h-h) | 2.90 | 4.00 | 3.40 | 2.60 | 3.30 | 2.18 | 2.08 | 1.17 | 0.82 |
| 6 | Procesos de dictámen y sanción técnica de proyectos con metodología FEL | Número | N/D | N/D | N/D | 3 | 6 | 6 | 29 | 42 | 40 |
| 8 | Tasa de restitución de reservas probada | % | 25.5 | 22.7 | 26.4 | 41.0 | 50.3 | 71.8 | 77.1 | 85.8 | 101.1 |
| 8 | Tasa de restitución de reservas 3P | % | 44.7 | 56.9 | 59.2 | 59.7 | 65.7 | 102.0 | 128.7 | 104.0 | 107.6 |
| 10 | Factor de recuperación actual | % | 23.7 | 24.4 | 25.0 | 25.1 | 25.6 | 26.1 | 26.5 | 27.5 | 27.0 |
| 11 | Éxito exploratorio comercial | % | 47.0 | 35.0 | 49.0 | 41.0 | 49.0 | 32.0 | 36.0 | 46.0 | 46.0 |
| 12 | Productividad por pozo | MMbpce / pozo | 1.4 | 1.8 | 2.1 | 2.2 | 2.2 | 1.6 | 1.4 | 1.3 | 1.2 |
| 13 | Aprovechamiento de gas ^{3/} | % | 94.4 | 96.7 | 96.2 | 94.9 | 92.3 | 87.7 | 90.1 | 94.0 | 96.2 |
| 14 | Proporción de crudo ligero en la producción total | % | 28 | 27 | 28 | 31 | 34 | 37 | 42 | 45 | N/A |
| 15, 16 | Índice de mermas y pérdidas | % | 0.40 | 0.40 | 0.42 | 0.42 | 0.44 | 0.45 | 0.52 | 0.52 | 0.42 |
| 8 | Incorporación de reservas 3P | MMbpce | 709 | 916 | 950 | 966 | 1,053 | 1,482 | 1,774 | 1,438 | 1,461 |
| 8 | Relación Reservas probadas / producción | Años | 11.9 | 11.0 | 10.3 | 9.6 | 9.2 | 9.9 | 10.1 | 10.0 | 10.2 |
| 1 | Producción de gas asociado | MMpcd | 3,119 | 3,010 | 2,954 | 3,090 | 3,302 | 3,690 | 3,984 | 3,860 | 3,709 |
| 1 | Producción de gas no asociado | MMpcd | 1,379 | 1,563 | 1,864 | 2,266 | 2,613 | 2,599 | 2,550 | 2,477 | 2,205 |
| 15, 16 | Derrames de hidrocarburos | Barriles | 9,141 | 3,240 | 4,530 | 4,141 | 2,666 | 1,314 | 1,559 | 2,628 | 4,098 |
| 15, 16 | Fugas de hidrocarburos | Número | 767 | 585 | 537 | 350 | 257 | 219 | 131 | 64 | 63 |

Notas:

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

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

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

N/D: No disponible.

N/A: No aplica.

Pemex Exploración y Producción

| No. indicador | Indicador | Unidades | | 2012 PEO Original | Metas ajustadas 2012 | | | |
|---------------|---|---------------|-----|-------------------|----------------------|--------------|---------------|-------------|
| | | | | | ene-mar I T | ene-jun II T | ene-sep III T | ene-dic IVT |
| 1 | Producción de crudo total | Mbd | Mín | 2,823 | 2,545 | 2,522 | 2,518 | 2,509 |
| | | | Máx | 3,002 | 2,563 | 2,569 | 2,589 | 2,602 |
| 2 | Producción de crudo entregada a ventas | Mbd | Mín | 2,818 | 2,496 | 2,474 | 2,470 | 2,461 |
| | | | Máx | 2,997 | 2,514 | 2,520 | 2,540 | 2,553 |
| 3 | Producción de gas total ^{1/} | 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 ^{2/} | 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 ^{2/} | 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 ^{2/} | Número | Mín | | | | | - |
| | | | Máx | | | | | - |
| 13 | Tasa de restitución de reservas probadas ^{2/} | % | Mín | 94 | | | | 83.0 |
| | | | Máx | 100 | | | | 100.2 |
| 14 | Tasa de restitución de reservas 3P ^{2/} | % | Mín | 88.8 | | | | 104.9 |
| | | | Máx | 100.5 | | | | 137.9 |
| 15 | Factor de recuperación actual ^{2/} | % | Mín | 28.8 | | | | 26.9 |
| | | | Máx | 29.9 | | | | 27.6 |
| 16 | Éxito exploratorio comercial ^{2/} | % | Mín | 30 | | | | 30.0 |
| | | | Máx | 41 | | | | 47.0 |
| 17 | Productividad por pozo ^{2/} | 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 ^{2/} | Mmbpce | Mín | | | | | 1,429 |
| | | | Máx | | | | | 1,879 |
| 21 | Relación Reservas probadas/producción ^{2/} | Años | Mín | | | | | 10.0 |
| | | | Máx | | | | | 10.1 |
| 22 | Producción de gas asociado ^{1/} | MMpcd | Mín | | 3,524 | 3,467 | 3,463 | 3,444 |
| | | | Máx | | 3,567 | 3,553 | 3,595 | 3,621 |
| 23 | Producción de gas no asociado | MMpcd | Mín | | 2,092 | 2,055 | 2,010 | 1,961 |
| | | | Máx | | 2,106 | 2,082 | 2,046 | 2,003 |
| 24 | Derrames de hidrocarburos | Barriles | Mín | | | | | - |
| | | | Máx | | 1,105 | 1,473 | 2,210 | 4,000 |
| 25 | Fugas de hidrocarburos | Número | Mín | | | | | - |
| | | | Máx | | 20 | 26 | 39 | 78 |

NOTAS:

1/ No se incluye gas nitrógeno.

2/ Indicadores de seguimiento anual.

Pemex Refinación

| No. | Indicador | Unidades | Histórico | | | | | | | | |
|-----|---|--------------|-----------|---------|---------|---------------------|---------|---------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|
| | | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
| 1 | Proceso de Crudo | Mbd | 1,285.9 | 1,303.4 | 1,284.4 | 1,284.2 | 1,269.8 | 1,261.0 | 1,294.9 | 1,184.1 | 1,166.6 |
| 2 | Rendimientos de gasolinas y destilados en banda propuesta | % | 62.5 | 64.3 | 63.9 | 65.0 | 66.5 | 66.9 | 65.5 | 63.0 | 61.6 |
| 3 | Costo de transporte ^{1/} | \$/ t-km | 0.0782 | 0.0855 | 0.1032 | 0.1241 | 0.1499 | 0.1786 | 0.1592 | 0.1695 ^{10/} | 0.1673 |
| 4 | Productividad laboral en refinерías | PE / 100KEDC | N/D | 221.9 | N/D | 222.6 | N/D | 235.7 | N/D ^{2/} | 240.0 ^{2/} | 202.8 ^{10/} |
| 5 | Gasolina UBA producida / gasolina total producida | % | 0 | 0 | 0 | 1.1 | 5.9 | 7.0 | 22.2 ^{3/} | 18.8 ^{3/} | 18.8 |
| 6 | Diesel UBA producido / diesel total producido | % | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.07 | 13.20 | 23.40 | 29.25 |
| 7 | Utilización de la capacidad de coquización ^{4/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 93.6 | 71.9 | 76.1 |
| 8 | Índice de frecuencia de accidentes | Índice | 0.63 | 1.23 | 1.16 | 0.59 | 0.27 | 0.24 | 0.32 | 0.66 ^{10/} | 0.76 |
| 9 | Índice de Intensidad Energética | % | N/D | 133.5 | N/D | 134.9 ^{2/} | N/D | 136.5 ^{2/} | N/D ^{2/} | 138.8 ^{2/} | 138.3 |
| 10 | Utilización de la capacidad de Destilación Equivalente | % | N/D | 77.7 | N/D | 76.9 | N/D | 76.9 | N/D ^{2/} | 70.9 ^{2/} | 67.9 |
| 11 | Ventas de gasolinas UBA / Ventas totales de gasolinas ^{4,5/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 25.2 | N/A | N/A |
| 12 | Ventas Diesel UBA / Ventas totales de Diesel ^{4,5/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 15.1 | N/A | N/A |
| 13 | Utilización de ductos | % ductos | 61.5 | 61.8 | 57.2 | 58.0 | 60.0 | 62.7 | 62.0 | 59.3 | 57.9 |
| 14 | Utilización de buquetanque | % B/T | 34.8 | 33.9 | 38.1 | 36.6 | 33.4 | 30.2 | 30.3 | 32.1 | 33.3 |
| 15 | Utilización de autotanque | % A/T | 3.4 | 3.3 | 3.9 | 4.5 | 5.7 | 6.0 | 6.4 | 6.9 | 6.0 |
| 16 | Utilización carrotanque | % C/T | 0.4 | 1.0 | 0.8 | 1.0 | 0.9 | 1.0 | 1.3 | 1.8 | 2.8 |
| 17 | Días de autonomía de Pemex Magna en terminales ^{4/} | Días | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 2.0 | 2.4 | 2.2 |
| 18 | Días de autonomía de Pemex Premium en terminales ^{4/} | Días | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 7.6 | 7.8 | 6.3 |
| 19 | Días de autonomía de diesel en terminales ^{4/} | Días | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 3.1 | 2.5 | 2.4 |
| 20 | Días de autonomía de crudo en refinерías | Días | 3.7 | 4.5 | 4.6 | 4.7 | 4.5 | 4.9 | 4.3 ^{3/} | 5.1 ^{3/} | 3.5 |
| 21 | Modernización de la flotilla de reparto local ^{6/} | % | N/A | 2 | 6 | 10 | 35 | 62 | 91 | 100 | N/A |
| 22 | Avance en modernización de Sistemas de medición ^{8/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 21.0 ^{7/} | 23.0 ^{7/} | N/A | N/A |
| | SIMCOT ^{8/} | | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 8.5 | 15.2 |
| | SCADA ^{8/} | | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 43.2 | 44.6 |
| 23 | Emisiones de SOx ^{9/} | t / Mt | 6.03 | 6.09 | 5.89 | 5.61 | 4.42 | 4.52 | 4.24 ^{9/} | 3.84 ^{9/} | 4.19 |

Notas:

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

2/ Actualización con estudio Solomon 2010.

3/ Cifras actualizadas en función a la ficha técnica.

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

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

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

7/ Corresponde al avance global: SIMCOT + SCADA.

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

9/ Información de la base de datos SISPA.

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

N/D: No dato.

N/A: No aplica.

Pemex Refinación

| No. indicador | Indicador | Unidades | | 2012 PEO Original | Metas ajustadas 2012 | | | |
|---------------|---|------------|-----|-------------------|----------------------|--------------|---------------|-------------|
| | | | | | ene-mar I T | ene-jun II T | ene-sep III T | ene-dic IVT |
| 1 | Proceso de crudo | Mbd | Min | 1,380 | 1,231 | 1,261 | 1,258 | 1,265 |
| | | | Máx | 1,416 | 1,279 | 1,313 | 1,308 | 1,316 |
| 2 | Rendimientos de destilados del crudo (gasolina, diesel y turbosina) | % | Min | 67 | 65 | 66 | 66 | 66 |
| | | | Máx | 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 refinerías | PE/100KEDC | | 221.1 | < 221.1 | < 221.1 | < 221.1 | < 221.1 |
| 5 | Gasolina UBA producida/gasolina total producida | % | Min | 15 | 24 | 21 | 19 | 22 |
| | | | Máx | 18 | 24 | 23 | 23 | 23 |
| 6 | Diesel UBA producido/diesel total producido | % | Min | 16 | 19 | 18 | 19 | 19 |
| | | | Máx | 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 refinerías | Días | | 7 | 4.4 | 4.4 | 4.4 | 4.4 |
| 19 | Modernización de la flota de reparto local | % | | | | | | Finalizado |
| 20 | Avance en modernización de Sistemas de medición | | | 100 | | | | |
| | SIMCOT | % | | n.a. | 20% | 35% | 55% | 71% |
| | SCADA 7 | | | | 87.3% | 91.5% | 95.7% | 100.0% |
| | SCADA 47 | % | | n.a. | 16.9% | 23.3% | 29.7% | 36.1% |
| 21 | Emissiones de SOx | t/ Mt | | 3.1 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |

NOTAS:

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

Pemex Gas y Petroquímica Básica

| No. | Indicador | Unidades | Histórico | | | | | | | | |
|---|---|--|-----------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
| 1 | Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs) | % | N/D | 99.8 | 99.2 | 99.2 | 99.9 | 99.6 | 99.5 | 99.7 | 99.8 |
| 2 | Productividad laboral | MMBtue / plaza ocupada | 361.3 | 377.0 | 373.8 | 407.2 | 410.4 | 388.8 | 375.2 | 388.7 | 411.6 |
| 3 | Índice de frecuencia de accidentes | Número | 0.9 | 0.4 | 0.3 | 0.1 | 0.1 | 0.5 | 0.1 | 0.18 | 0.17 |
| 4 | Margen por unidad de energía equivalente | \$/ MMBtue | N/D | N/D | 17.4 | 17.4 | 16.9 | 19.3 | 17.8 | 15.5 | 15.5 |
| 5 | Gastos de operación por energía producida | \$/ MMBtue | N/D | N/D | 2.3 | 2.4 | 2.5 | 2.9 | 3.2 | 3.3 | 3.2 |
| 6 | Recuperación de propano en CPG | % | 93.2 | 95.2 | 96.2 | 96.4 | 94.7 | 96.3 | 95.8 | 96.9 | 96.6 |
| 7 | Costo promedio diario de transporte de gas seco ^{1/} | \$/ MMpc-km | N/D | 0.11 | 0.14 | 0.13 | 0.13 | 0.18 | 0.18 | 0.16 | 0.19 |
| 8 | Costo promedio diario de transporte de gas LP ^{1/} | \$/ Mb-km | N/D | N/D | 1.80 | 1.73 | 2.00 | 3.54 | 3.22 | 3.10 | 3.20 |
| 9 | Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames | MM\$/ mes | 0 | 0 | 0 | 0 | 136 | 0 | 0 | 0.4 | 0.4 |
| 10 | Autoconsumos de gas | % | 5.7 | 5.6 | 5.7 | 5.7 | 5.5 | 5.5 | 5.5 | 5.4 | 5.4 |
| 11 | UpTime Sistema Nacional de Gasoductos | % | 75.0 | 71.7 | 70.8 | 78.4 | 86.0 | 80.5 | 80.7 | 82.9 | 86.0 |
| 12 | Capacidad instalada de compresión | HP | N/D | N/D | 431,360 | 431,360 | 433,610 | 465,460 | 469,090 | 462,120 | 462,120 |
| 13 | Capacidad instalada de recuperación de licuables | MMpcd | 5,146 | 5,342 | 5,342 | 5,742 | 5,742 | 5,600 | 5,800 | 5,800 | 5,800 |
| 14 | UpTime criogénicas | % | 69.4 | 66.0 | 74.1 | 77.4 | 78.8 | 78.5 | 77.8 | 83.4 | 80.7 |
| 15 | Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión | % | N/D | N/D | N/D | N/D | N/D | 87 | 96 | N/A | N/A |
| 16 | Costo de mano de obra CPGs ^{2/} | \$/ MMBtue | 3.1 | 3.0 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 1.7 | 1.85 | 2.22 | 2.31 |
| 17 | Costo de operación por CPGs | \$/ MMpc | 1,705 | 1,955 | 2,195 | 2,375 | 2,396 | 1,714 | 1,851 | 2,095 | 2,201 |
| 18 | Emisiones de SO ₂ a la atmósfera | Kg de SO ₂ / Tn de S ^o procesado | 33.3 | 37.3 | 37.0 | 32.3 | 33.6 | 41.4 | 39.4 | 31.2 | 28.8 |
| 19 | Costo real / Costo estimado de proyectos | % | N/D | N/D | N/D | N/D | N/D | 103.7 | ---- | N/A | N/A |
| 20 | Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG ^{3/} | % | ---- | ---- | ---- | ---- | ---- | 18.3 | 17.7 | 13.0 | 5.0 |
| 21 | Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG ^{3/} | % | ---- | ---- | ---- | ---- | ---- | 40.4 | 34.8 | 23.0 | 10.0 |
| Indicadores que dependen del gas que entrega PEP | | | | | | | | | | | |
| 1 | Capacidad Criogénica Utilizada | % | 74.7 | 75.2 | 71.9 | 74.6 | 75.7 | 76.5 | 76.0 | 77.0 | 78.0 |
| 2 | Gas húmedo dulce procesado en Plantas Criogénicas ^{4/} | MMpcd | 3,334 | 3,577 | 3,489 | 3,790 | 3,951 | 3,968 | 4,241 | 4,304 | 4,347.0 |
| 3 | Producción de gas seco ^{6/} | MMpcd | 3,029 | 3,144 | 3,147 | 3,445 | 3,546 | 3,461 | 3,572 | 3,618 | 3,692.0 |
| 4 | Producción de gas licuado ^{6/} | Mbd | 212.1 | 224.9 | 215.4 | 215.3 | 198.9 | 182.4 | 180.6 | 184.2 | 185.4 |
| 5 | Producción de etano ^{6/} | Mbd | 125.2 | 132.5 | 129.0 | 126.7 | 119.4 | 117.1 | 120.7 | 119.5 | 120.6 |
| 6 | Producción de gasolinas (naftas) ^{6/} | Mbd | 86.5 | 89.8 | 87.9 | 91.5 | 84.6 | 74.3 | 75.7 | 78.7 | 81.7 |
| 7 | Producción de gas seco por unidad procesada ^{5,6/} | MMpcd / MMpcd carga | 0.82 | 0.83 | 0.85 | 0.86 | 0.86 | 0.85 | 0.84 | 0.84 | 0.85 |
| 8 | Producción de gas licuado por unidad procesada ^{6/} | Bpd / MMpcd carga | 61.2 | 60.9 | 60.0 | 55.1 | 48.7 | 44.4 | 42.6 | 42.8 | 42.7 |
| 9 | Producción de etano por unidad procesada ^{6/} | Bpd / MMpcd carga | 36.1 | 35.9 | 36.0 | 32.4 | 29.2 | 28.5 | 36.9 | 35.8 | 27.7 |
| 10 | Producción de gasolinas por unidad procesada ^{6/} | Bpd / MMpcd carga | 25.0 | 24.3 | 24.5 | 23.4 | 20.7 | 18.1 | 17.9 | 18.3 | 18.8 |

Notas:

Comentarios entregados en la validación ante SENER.

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

2/ Por acuerdo con SENER, el indicador "Índice de personal" cambia de nombre a "Costo de mano de obra CPGs" y conserva su metodología de cálculo.

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

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

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

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

N/D: No disponible.

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

Pemex Gas y Petroquímica Básica

| | Objetivo | Unidades | | 2012 PEO Original | Metas ajustadas 2012 | | | |
|----|---|---|------------|-------------------|----------------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | ene-mar I T | ene-jun II T | ene-sep III T | ene-dic IV T |
| 1 | Eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB (CPGs) ^{5/} | % | Min Máx | ----- ----- | 99 100 | 99 100 | 99 100 | 99 100 |
| 2 | Productividad laboral | MMBtue/plaza ocupada | Min Máx | 388 413 | 363.2 386.4 | 363.2 386.4 | 363.2 386.4 | 363.2 386.4 |
| 3 | Índice de frecuencia de accidentes ^{4/} | Número | | <1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 4 | Margen por unidad de energía equivalente ^{6/} | \$/MMBtue | Min Máx | 17.3 18.9 | 14 15 | 14 15 | 14 15 | 14 15 |
| 5 | Gastos de operación por energía producida ^{3/} | \$/MMBtue | Min Máx | 2.3 2.8 | 2.8 3.2 | 2.8 3.2 | 2.8 3.2 | 2.8 3.2 |
| 6 | Recuperación de propano en CPG | % | Min Máx | 95.3 96.8 | 96.1 97 | 96.1 97 | 96.1 97 | 96.1 97 |
| 7 | Costo promedio diario de transporte de gas seco ^{8/} | \$/MMpc-km | Min Máx | 0.13 0.14 | 0.16 0.17 | 0.16 0.17 | 0.16 0.17 | 0.16 0.17 |
| 8 | Costo promedio diario de transporte de gas LP ^{8/} | \$/Mb-km | Min Máx | 2.05 2.31 | 3.00 3.54 | 3.00 3.54 | 3.00 3.54 | 3.00 3.54 |
| 9 | Pérdidas de hidrocarburos por fugas y derrames | MMS\$/mes | | <0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| 10 | Autoconsumos de gas | % | Min Máx | 4.9 5.8 | 5.0 5.3 | 5.0 5.3 | 5.0 5.3 | 5.0 5.3 |
| 11 | UpTime Sistema Nacional de Gasoductos | % | Min Máx | 74.8 83.4 | 82.5 84.5 | 82.5 84.5 | 82.5 84.5 | 82.5 84.5 |
| 12 | Capacidad instalada de compresión | HP | | 550,460 | 462,120 | 462,120 | 462,120 | 462,120 |
| 13 | Capacidad instalada de recuperación de licuables | MMpcd | | 6,006 | 5712 | 5712 | 5912 | 5912 |
| 14 | UpTime criogénicas | % | Min Máx | 89.5 90.4 | 76.3 77.1 | 76.3 77.1 | 76.3 77.1 | 76.3 77.1 |
| 15 | Diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en proyectos de inversión ^{7/} | % | Min Máx | 88 90 | 96 98 | 96 98 | 96 98 | 96 98 |
| 16 | Costo de mano de obra CPGs ^{3/} | \$/MMBtue | Min Máx | 2.41 2.54 | 1.9 2.2 | 1.9 2.2 | 1.9 2.2 | 1.9 2.2 |
| 17 | Emisiones de SO ₂ a la atmósfera ^{2/} | Kg de SO ₂ /Tn de S ⁺ procesado | | <34 | <39 | <39 | <39 | <39 |
| 18 | Costo real/Costo estimado de proyectos ^{7/} | % | Min Máx | 100 115 | 100 104 | 100 104 | 100 104 | 100 104 |
| 19 | Inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG | % | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | Días de inyección de gas natural de CPGs fuera de norma en nitrógeno al SNG | % | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

NOTAS:

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

2/ SENER modificó la meta de este indicador a una que resulta más agresiva que el valor límite recomendado por la NOM-137-SEMARNAT-2003

3/ Por acuerdo con SENER en 2011 el indicador "índice de personal", cambia de nombre a "Costo de mano de obra por energía equivalente" y mantiene su metodología de cálculo

4/ Para 2012 se conserva la meta definida por SENER de 2010 establecida en <0.1

5/ Por acuerdo con SENER se sustituye el indicador capacidad criogénica utilizada por eficiencia en procesamiento de gas húmedo en centros procesadores de gas de PGPB

El indicador capacidad criogénica utilizada y gas húmedo dulce procesado en plantas criogénicas se reportarán sólo como informativo sin evaluación

6/ El cálculo de este indicador considera la nueva metodología autorizada por el Consejo de Administración en la sesión 131 ordinaria del pasado 29 de marzo de 2010.

7/ El cálculo de este indicador, aplica solo a nuevos proyectos de plantas criogénicas, en ausencia de estos se reportará el avance financiero del proyecto Poza Rica

8/ El cálculo de este indicador se realizó con la metodología autorizada por SENER de acuerdo al oficio 500-DGA-015/2009, que considera la incorporación de tres nuevas cuentas de autoconsumo: una corresponde al gas combustible utilizado en compresión, gas combustible usado en bombeo y mermas, desfogues y venteos.

Pemex Petroquímica

| No. | Indicador | Unidades | Histórico | | | | | | | | |
|-----|--|---|-----------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|
| | | | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
| 1 | Producción programada en proyectos estratégicos nuevos vs observada durante los primeros dos años de inicio del proyecto | % | N/A | N/A | N/A | N/A | 47 | 23 | 16 | -10 | 8 |
| 2 | Diferencia entre costo observado en proyectos estratégicos nuevos / Costo aprobado en proyectos estratégicos nuevos | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 1 | 4 | 7 | 2 |
| 3 | Índice de productividad laboral ^{1/} | t/plaza ocupada | 416 | 463 | 464 | 486 | 562 | 592 | 578 | 679 | 620 |
| 4 | Eficiencia en el uso de materias primas y energía vs estándares tecnológicos ^{2/} | % | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | N/A |
| 5 | Ahorro en el uso de materia prima y energía vs estándares tecnológicos internos de PPQ ^{2/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 2 |
| 6 | Factor de insumo etileno - polietilenos | t/t | 1.04 | 1.05 | 1.05 | 1.04 | 1.01 | 1.01 | 1.01 | 1.02 | 1.01 |
| 7 | Factor de insumo etano - etileno ^{3/} | t/t | 1.34 | 1.03 | 1.30 | 1.33 | 1.32 | 1.32 | 1.31 | 1.33 | 1.32 |
| 8 | Factor de insumo gas natural - amoniaco | MMBtu/t | 25.22 | 23.74 | 23.88 | 23.28 | 24.02 | 23.78 | 24.58 | 24.51 | 24.73 |
| 9 | Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas ^{4/} | Bls/t | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 14.74 | 14.75 | 13.71 | N/A |
| 10 | Factor de insumo nafta - aromáticos + gasolinas ^{4,5/} | t/t | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 1.59 |
| 11 | Desviación en volumen al cumplimiento de los programas de operación (POT) ^{6/} | % | 10 | 11 | 11 | 8 | 15 | 7 | 14 | 2 | N/A |
| 12 | Cumplimiento en volumen del programa de operación (POT) ^{6/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 89 |
| 13 | Gasto de operación ^{7/} | \$/t | 858 | 786 | 909 | 951 | 841 | 884 | 1,071 | 848 | 1,017 |
| 14 | Producción de petroquímicos | Mt | 5,672 | 6,223 | 6,219 | 6,572 | 12,562 | 13,164 | 11,486 | 8,943 | 8,155 |
| 15 | Consumo de energía ^{8/} | Gj/t | N/A | N/A | N/A | N/A | 18.90 | 17.27 | 16.27 | 12.67 | 13.70 |
| 16 | Producto en especificación / producto entregado | % | 99.14 | 99.00 | 99.60 | 99.60 | 99.47 | 99.85 | 98.76 | 99.68 | 98.96 |
| 17 | Índice de frecuencia de accidentes | Accidentes por millón de horas laboradas con exposición al riesgo | 1.16 | 2.00 | 1.13 | 0.70 | 0.48 | 0.80 | 0.45 | 0.29 | 0.68 |
| 18 | Emisiones de SOX ^{9/} | t/Mt | 0.541 | 0.581 | 1.635 | 0.181 | 0.030 | 0.088 | 0.063 | 0.010 | N/A |
| 19 | Desempeño ambiental ^{9/} | % | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 100 |

Notas:

1/ Considera la producción total sin Residuo Largo.

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

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

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

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

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

7/ Considera la producción total sin Residuo Largo.

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

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

N/A: No aplica.

Pemex Petroquímica

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

NOTAS:

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

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

Petróleos Mexicanos

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

Notas:

1/ Pesos corrientes para cada año.

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

N/A: No aplica.

Gestión de Servicios Médicos

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

Notas:

N/D: No disponible.

Gestión de Servicios Médicos

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

NOTAS:

1/ Las metas establecidas para "Esperanza de vida" se califican de la siguiente forma: si el indicador se encuentra por debajo de la meta mínima se clasifica como "Deficiente", si se encuentra entre la meta máxima y la mínima se considera como "Aceptable", finalmente, si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se clasifica como "Sobresaliente". En el caso del indicador "Mortalidad materna directa" la evaluación se realiza de forma inversa, si éste se encuentra por debajo de la meta mínima se considera como "Sobresaliente", si el indicador se encuentra entre la meta máxima y la mínima se clasifica como "Aceptable" y si el indicador se encuentra por encima de la meta máxima se considera como "Deficiente".

2/ La meta anual no es un resultado acumulado.

3/ De evaluación anual.

4. Relación de acciones del Programa

Pemex-Exploración y Producción

| Acción | Objetivo relacionado |
|---|----------------------|
| Exploración | |
| 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 |
| Desarrollo | |
| 4. Revertir disminución en producción | 1, 4, 8, 10 |
| 5. Optimizar las operaciones de producción, distribución y comercialización | 1, 14 |
| Producción | |
| 6. Continuar con la implantación del Sistema de Confiabilidad Operacional (SCO) | 2, 14, 15, 16 |
| Eficiencia operativa | |
| 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 |
| Seguridad y medio ambiente | |
| 10. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad del Organismo - Se replantea como: Implementación de mejores prácticas de seguridad y salud ocupacional y fomento a la protección ambiental y sustentabilidad" | 5, 16 |
| 11. Mejorar la relación del Organismo con las comunidades en donde opera. | 5, 6, |
| Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2009 | |
| 12. Ejecución de acciones para administrar la declinación en el Activo de Producción Cantarell | 1, 4, 12, 15 |

Pemex Refinación

Producción

| Acción | Objetivo relacionado |
|---|----------------------|
| 1. Reconfiguración de 4 refinerías: Minatitlán y las 3 refinerías restantes ^{1\} | 1, 4, 7, 17, 1 |
| 2. Implementar mejores prácticas en refinerías | 1, 7, 17, 18 |
| 3. Eliminar cuellos de botella en refinerías (infraestructura) | 1, 4, 7, 17, 18 |
| 4. Definición de proyectos de ampliación de capacidad | 1, 4, 7, 17, 18 |

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

Consumo de energía

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

Transporte y almacenamiento

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

Mantenimiento

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

Calidad de combustibles

| Acción | Objetivo relacionado |
|-----------------------------|----------------------|
| 16. Calidad de combustibles | 4, 19 |

Recursos humanos

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

Administración de tecnología

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

Seguridad Industrial y Protección Ambiental

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

Medición y control

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

Ejecución de proyectos

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

Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

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

Pemex-Gas y Petroquímica Básica

Producción

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

Transporte

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

Comercialización

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

Seguridad Salud y Protección Ambiental

| Acción | Objetivo relacionado |
|--|----------------------|
| 14.- Modernizar redes contraincendio en los CPG's Nuevo Pemex y Cd. Pemex. | 2, 5, 26 |
| 15.- Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Cd. Pemex | 2, 5 |
| 16.- Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los centros procesadores de gas. | 2, 5 |

Planeación

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

Administración y finanzas

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

Acciones correctivas o de mejora adicionales, 2008

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

| Acción | Objetivo relacionado |
|---|-----------------------------|
| 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

| Acción | Objetivo relacionado |
|--|-----------------------------|
| 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

| Acción | Objetivo relacionado |
|--|-----------------------------|
| 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

| Acción | Objetivo relacionado |
|--|-----------------------------|
| 4. Modificar el sistema pensionario de Petróleos Mexicanos | 30 |
| 5. Administrar eficientemente los pasivos financieros de Petróleos Mexicanos | 30 |

Gestión de Servicios Médicos

| Acción | Objetivo relacionado |
|--|-----------------------------|
| 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 |