



PEMEX

Secretaría de los Consejos de Administración
de los Organismos Subsidiarios

**Consejo de Administración de
PEMEX-Refinación**

**Sesión 152 Extraordinaria
19 de febrero de 2013**

**A c u e r d o
CAPR-002/2013**

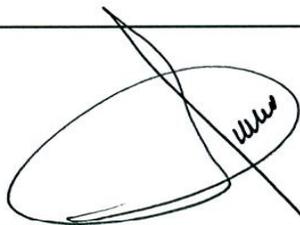
I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Con fundamento en los artículos Décimo Tercero, fracción VIII, del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos, y 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Consejo de Administración **aprobó** el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2012.

Neus Peniche Sala
Secretaria

I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Pemex-Refinación	Fecha de clasificación	13 de febrero de 2013
	Unidad Administrativa	Dirección General
	Reservado:	
	Período de Reserva:	5 años
	Fundamento Legal	Artículo 13, fracción I y V, Artículo 14 fracción VI, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental
	Ampliación del Período de Reserva:	N.A.
	Confidencial:	N.A.
	Fundamento Legal:	N.A.
	Rúbrica del titular de la Unidad Administrativa:	
	Fecha de desclasificación:	13 de febrero de 2018
	Partes o secciones reservadas:	Todo el documento



Ing. Miguel Tame Domínguez
 Director General

En cumplimiento al artículo 21 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en relación con el tercero del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.



Act. José Gerardo Palma Servín
 E.D. Coordinación Ejecutiva de Asesores de la Dirección General

En cumplimiento al artículo 21 de la Ley de Petróleos Mexicanos, en relación con el tercero del Decreto que tiene por objeto establecer la estructura, el funcionamiento y el control de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

Índice

Página

1. Principales resultados operativos.....	1
1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado	6
1.2. Producción de petroquímicos	30
1.3. Mercado interno	31
1.4. Mercado internacional.....	48
2. Presupuesto de inversión en devengable	51
3. Seguridad industrial y protección ambiental	53
3.1 Seguridad industrial	57
3.2 Protección ambiental	58

Notas temáticas

1. Avance en la reducción de paros no programados por refinería	77
2. Avances en la nueva refinería de Tula.....	80
3. Análisis de la reconfiguración de Minatitlán	91
4. Confiabilidad de la infraestructura para la distribución y almacenamiento de crudo y petrolíferos	94
5. Logros del Programa de Mejora al Desempeño Operativo (MDO)	99

Observaciones del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño

- Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías de Pemex-Refinación (MDO..... 144
 - Reducción de paros no programados por refinería 150
 - Confiabilidad de la infraestructura de almacenamiento y distribución de petrolíferos 152
 - Reconfiguración de Minatitlán 157
-
-

I. Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

1. Principales resultados operativos

Principales resultados operativos de Pemex-Refinación

A continuación se presenta la evolución y resultados preliminares de 2012 de los indicadores de desempeño de Pemex-Refinación y su comparación con el POA, así como las principales metas para 2013, que reflejan las expectativas de mejora:

Pemex-Refinación: indicadores de desempeño, 2008-2012									
Indicador	Unidad	2008	2009	2010	2011	POA 2012	Real 2012	Meta 2013	Benchmark
1 Margen variable de refinación	Dls/b	2.3	1.6	-0.2	-0.09	-0.83	0.01	-0.88	
2 Proceso de crudo	Mbd	1,261.0	1,294.9	1,184.1	1,166.7	1,331.3	1,199.3	1,264.8	
3 Proceso de crudo pesado ^{b/}	%	43.8	39.8	37.3	37.3	44.5	41.9	42.5	
4 Utilización de la capacidad equivalente de destilación ^{c/}	%	76.9	nd	70.9	67.9	75.3	68.7	75.3 ^{a/}	79.4 ^{e/}
5 Rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo	%	66.9	65.5	63.0	61.6	69.1	64.4	67.1	72.7 ^{e/}
6 Índice de intensidad energética ^{c/}	Índice	136.5	nd	138.8	138.3	126.0	136.5	130 ^{a/}	94.5 ^{e/}
7 Índice de disponibilidad operacional en refinerías ^{c/}	%	90.3	nd	92.2	92.7	91.0	90.9	91.0 ^{a/}	
8 Participación de las importaciones en las ventas internas de gasolina	%	43.0	41.6	47.2	50.7	40.8	49.1	42.5	
9 Participación de las importaciones en las ventas internas de diesel	%	17.8	13.3	29.1	35.4	13.7	33.2	27.1	
10 Costo total de transporte ^{d/}	\$/ton-km	0.1594	0.1592	0.1695	0.1673	0.178	0.1836	0.1927 ^{a/}	
11 Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	2.9	2.0	2.4	2.2	2.2	2.5	2.2 ^{a/}	
12 Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	8.4	7.6	7.8	6.3	4.7	3.7	4.7 ^{a/}	
13 Días de autonomía de diesel en terminales	Días	3.8	3.1	2.5	2.4	3.0	2.4	3.0 ^{a/}	
14 Emisiones de SOx / 1000 ton proceso	Ton/Mton	4.5	4.2	3.8	4.2	4.0	3.7	4.0 ^{a/}	
15 Índice de frecuencia de accidentes	Índice	0.24	0.32	0.66	0.76	0.3	0.76	0.3 ^{a/}	0.5 ^{f/}
16 Productividad laboral en refinerías ^{c/}	PE/100KE	235.7	nd	240.0	202.8	221.1	195.3	202.8 ^{a/}	

^{a/} En revisión.

^{b/} Incluye el crudo maya, otros pesados y el despuntado maya.

^{c/} Fuente: Estudio bianual Solomon, para 2008-2010 y en el caso de 2011-2012 los valores son calculados por las refinerías para seguimiento mensual, no oficial.

^{d/} A pesos corrientes. No incluye siniestros, jubilaciones, demoras marítimas y residencias de operaciones portuarias; incluye autoconsumos.

^{e/} Solomon 2010, CNGM.

^{f/} Oil Gas Producers.

En 2012, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 0.01 dólares por barril de crudo procesado, que en comparación con el obtenido en 2011 fue superior en 0.10 dólares por unidad de crudo procesada. Este incremento es resultado de un efecto volumen positivo que significó 1.02 dólares por barril, asociado a la mejora del desempeño operativo del SNR. En términos de precios, se observó un efecto negativo de 0.92 dólares por barril, consecuencia de la gran volatilidad que presentó el mercado petrolero

internacional por diversos factores socio-políticos y financieros ocurridos entre ambos períodos en comparación.

El proceso de crudo en el SNR se ubicó en 1,199.3 MBD, cifra superior en 2.8% respecto a 2011 e inferior en 9.9% con relación a lo establecido en el POA. Este resultado se vio afectado por:

- Retraso en la entrada en operación de plantas de la Reconfiguración de Minatitlán (se han mantenido en etapa de estabilización en el nuevo esquema de proceso).
- Ajuste al proceso de crudo por altos inventarios de combustóleo, principalmente en Salamanca y Tula.
- Mantenimiento correctivo en plantas del SNR y retraso en reparaciones.
- Fallas de energía eléctrica (5 Salina Cruz, 5 Madero, 4 Minatitlán y 2 Cadereyta).

Para 2013 se ha programado incrementar en 5.5% el proceso de crudo para quedar en 1,264.8 MBD.

La participación de los crudos pesados en el proceso, fue superior en 4.6 puntos porcentuales en comparación a 2011 e inferior en 2.6 puntos con relación a la meta, al ubicarse en 41.9%. El aumento respecto al año anterior, se debe principalmente a la entrada en operación de plantas de la Reconfiguración de Minatitlán.

Para 2013, con la estabilización de las plantas de la Reconfiguración de Minatitlán principalmente, se espera aumentar el proceso de crudo pesado en 0.6 puntos porcentuales.

La utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se ubicó en 68.7%, 0.8 puntos porcentuales mayor al año anterior, sin embargo estuvo por debajo de lo programado.

El rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo en el SNR fue de 64.4%, superior en 2.8 puntos porcentuales en comparación a 2011, pero inferior a lo esperado en el POA.

Las refinerías registraron aumentos en los rendimientos de crudo respecto a 2011, con excepción de Tula y Salina Cruz, destacando Minatitlán con 18 puntos porcentuales. No obstante, el resultado sigue siendo afectado por los factores citados en el proceso de crudo.

La meta 2013 es alcanzar un rendimiento de destilados de 67.1%, superior en 2.7 puntos porcentuales a 2012, sustentado en una mayor confiabilidad de las instalaciones y la estabilización de las plantas de la reconfiguración de Minatitlán.

El índice de intensidad energética (IIE) fue de 136.5, cifra inferior en 1.8 puntos a la registrada en 2011, pero mayor en 6.5 puntos en comparación a la meta. Este comportamiento respecto a la meta, se debe a:

- La estabilización de las plantas nuevas de la reconfiguración de Minatitlán.
- Paros no programados ocurridos en el SNR.
- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales.
- Baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de los equipos.

Con la mejora prevista en la confiabilidad de plantas de proceso y de servicios auxiliares, así como con la entrada de los proyectos de uso eficiente de energía (proyectos integrales y MDO), se espera que el índice pase de 136.5 en 2012 a 130 en 2013.

El índice de disponibilidad operacional en las refinerías fue de 90.9 por ciento, nivel inferior en 1.8 puntos al observado en 2011 y similar a la meta.

La participación de las importaciones de gasolina en las ventas internas de ese producto se ubicó en 49.1%, mostrando una reducción de 1.6 puntos porcentuales respecto a 2011, pero superior en 8.3 puntos con relación a lo establecido en el POA. La reducción citada, fue debido principalmente al aumento de la producción en 4.5%, ya que las ventas internas crecieron sólo 0.5%.

La participación de las importaciones de diesel en las ventas internas de ese producto fue de 33.2%, 2.2 puntos porcentuales inferior a la registrada en 2011 y superior en 19.5 puntos respecto a lo programado. El comportamiento respecto al año anterior, ha sido resultado del incremento de 9.4% en la producción, contra 4.4% en las ventas internas del hidrocarburo.

La mayor participación de las importaciones de gasolinas y diesel, respecto a lo definido en el POA, se debe a los problemas operativos ocurridos en el SNR durante el año, los mantenimientos correctivos y el retraso en la entrada de plantas de la reconfiguración de Minatitlán, entre otros factores.

Para 2013 se estima reducir el nivel de las importaciones de gasolinas y diesel, en 6.6 y 6.1 puntos porcentuales en comparación a 2012.

El costo de transporte se ubicó en 0.1836 \$/ton-km, superior en 9.7% respecto a 2011 y 3.3% respecto a la meta anual, debido principalmente a:

- Mayor volumen transportado para desalojo de combustóleo, principalmente en las rutas Tula-Salamanca-Irapuato con destino a Manzanillo y Tula a Lázaro Cárdenas, así como la nueva ruta de Tula a Pajaritos.
- Menor volumen transportado por cabotajes, por desfasamiento en la incorporación de cuatro buquestanque que entraron en el transcurso del año.
- Mantenimientos programados y correctivos de tanques de almacenamiento de Terminales de Almacenamiento y Reparto.

Los días de autonomía de la gasolina Pemex Magna fueron de 2.5, 0.3 días superior a 2011 y a la meta anual. En contraste, la gasolina Premium, se ubicó por debajo de lo pronosticado en 1.0 días, debido principalmente a los siguientes factores:

- Mayor demanda de Pemex Premium respecto al programa.
- Retraso de las importaciones del producto por el litoral del golfo y por la frontera Norte.
- En diciembre la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Magdalena, redujo su capacidad de almacenamiento por el vaciado de tanques próximos a mantenimiento, ajustando la logística de ductos de su centro embarcador.

Los días de autonomía de diesel en las TARs fueron de 2.4, nivel similar a 2011 e inferior en 0.6 días con relación a la meta anual. Los inventarios fueron afectados por los siguientes factores:

- Mantenimientos correctivos del SNR, retraso en importaciones por la frontera Norte del país y tomas clandestinas en los sistemas de ductos.
- Constantes suspensiones en la operación del poliducto Minatitlán–Puebla por variaciones de presión, así como de los ductos de la zona Norte del país, que impactaron en la recuperación de inventarios.
- Afectación de logística de cabotajes en el litoral del Golfo en diciembre de 2012, disminuyendo inventarios en la Península y TM Pajaritos.

Las emisiones de SOx se ubicaron en 3.7 Ton/Mton de proceso de crudo, lo que significó una reducción de 0.5 Ton/Mton con relación a 2011 y 0.3 Ton/Mton en comparación con la meta anual. Este resultado se debe en gran medida a las acciones tomadas e inversiones efectuadas para dar cumplimiento a la norma oficial mexicana NOM-148-SEMARNAT-2006.

En el último trimestre de 2012, destaca el cumplimiento normativo de las refinerías, sin embargo, en los primeros tres trimestres del año, en las refinerías de Salina Cruz, Minatitlán, Tula y Madero, se presentaron variaciones por la salida de operación de plantas de proceso, mismas que se notificaron oportunamente a la PROFEPA.

El índice de frecuencia de accidentes del Organismo fue de 0.76, cifra similar a un año antes. Se tuvieron 91 lesiones incapacitantes (74 en la Subdirección de Producción, 11 en la Subdirección de Distribución, y 6 en Almacenamiento y Reparto). Se encuentra en marcha un plan de contención para accidentes personales e incidentes industriales. Asimismo, podemos mencionar que durante el año se elaboraron y difundieron Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

La productividad laboral en refinerías muestra una mejoría de 3.7% respecto al año anterior y de 11.7% en comparación con la meta, al ubicarse en 195.3 PE/100KEDC, debido en gran medida al aumento de la capacidad de plantas de Minatitlán por la reconfiguración.

1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado

Proceso de crudo y utilización de la capacidad instalada por proceso

Durante el período enero–diciembre de 2012, las refinerías del sistema procesaron 1,199.3 MBD de crudo fresco, cantidad superior en 2.8% a la realizada en el mismo período de 2011, aun cuando el proceso de crudo fue menor en 8.9% al POT-I y 9.9 % menor con respecto al programa POA.

Pemex-Refinación: proceso de petróleo crudo, enero-diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012		
	Real	Real	POA	POT-I
Total	1,166.6	1,199.3	1,331.3	1,316.5
Cadereyta	170.6	187.7	210.3	206.5
Madero	117.4	127.8	154.7	152.8
Minatitlán	151.9	170.6	235.3	221.6
Salamanca	170.7	179.2	184.6	179.0
Salina Cruz	279.4	256.7	273.5	284.8
Tula	276.6	277.3	272.9	271.7

Del total de crudo procesado en el período enero-diciembre de 2012, 502.5 MBD correspondieron a crudo pesado, representando un 41.9%, mayor en 12.4% a lo realizado en 2011, menor en 7.5% respecto al POT-I y menor en 5.8% con respecto al POA. El volumen de crudo ligero procesado en este período fue de 696.8 MBD.

Las afectaciones a los programas se deben principalmente:

Factores externos:

El POA para la refinería de Minatitlán se considero de 235 MBD con sus producciones asociadas, el cual hasta la fecha no se ha cumplido por retrasos de la puesta en operación y estabilización de la reconfiguración.

Falla de caldera CB-7 (de reconfiguración Minatitlán) en marzo.

En la refinería de Salamanca se bajó el proceso de 180 a 150 MBD por falta de salidas de combustóleo en el primer trimestre del año.

Factores internos:

Correctivos:

Cadereyta: El 2 de marzo falla de turbogenerador afectando suministro de energía eléctrica.

El 9 de agosto falla servicios auxiliares.

Planta combinada # 2 fuera de operación del 9 al 12 de diciembre para revisión de serpentín 118-C del calentador de vacío F-2B.

Madero: El 31 de julio falla de servicios auxiliares, el 13 de agosto falla energía eléctrica, Planta BA fuera de operación del 1 de agosto al 21 de diciembre por altos inventarios de gasóleos de vacío.

Minatitlán: La Primaria No. 3 sale de operación del 1 al 3 de febrero al dejar de operar las calderas CB-3 y CB-4 y del 10 al 12 de febrero por falta de carga al estar efectuando pruebas en la Primaria Maya. La Primaria Maya sale de operación del 27 al 29 de febrero por falla en indicador de nivel de la torre de vacío. Del 10 al 21 de marzo falla en la caldera CB-7, Planta Maya fuera de operación del 13 al 24 de octubre por problemas en planta coque, Primaria # 5 fuera de operación 19 octubre por falla energía eléctrica, Primaria # 5 fuera de operación del 5 de noviembre al 31 de diciembre por altos inventarios gasolina amarga.

Salina Cruz: Bajo proceso del 20 al 25 de febrero por falla de turbogenerador TG-4, fuera de operación total del 29 abril al 02 mayo por falla en el transformador TR-10 de la subestación eléctrica, falla caldera CB-5 del 10 al 12 mayo, Bajo proceso del 20 al 26 de agosto por correctivo en caldera CB-4, Planta primaria # 2 fuera de operación del 10 de septiembre al 22 de octubre por reparación general (retraso 13 días), paro total los días 7 y 14 de noviembre por fallas de energía eléctrica , afectación al proceso del 4 al 15 de diciembre por falta de vapor por problemas en caldera CB-6.

Tula: 2 días adicionales por mantenimiento preventivo a la Planta Combinada 1 y salida de operación de la Planta Combinada 2 del 27 al 31 de marzo para eliminar fuga por poro del domo de la torre ADA-3, El 8 de julio falla energía eléctrica, del 24 de agosto al 04 de septiembre bajo proceso por correctivo calentadores ABA-1/2.

Altos inventarios de productos intermedios que derivaron en disminución del proceso de crudo:

Cadereyta: Altos inventarios de gasolina amarga por baja actividad de catalizador en la planta Hidrodesulfuradora de Naftas U-401, altos inventarios de destilados Intermedios por problemas operativos en plantas U-700-1 y U-800-1, Planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 20 de agosto al 28 de septiembre por incidente en cambiador EA-3705 A/B.

Madero: Altos inventarios de gasóleos de la Planta Coquizadora por retraso de la puesta en operación de la planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos al inicio del año, problemas operativos en sección vacío de la Planta Primaria Maya, altos inventarios de gasolina amarga y destilados intermedios por incidente de planta hidrodesulfuradora de gasolina U-300 la cual estuvo fuera de operación del 13 de agosto al 17 de octubre por incendio en calentador BA-302, FCC# 1 fuera de operación del 01 de agosto al 05 de diciembre reparación general.

Minatitlán: Altos inventarios de diesel amargo por retraso en el mantenimiento de Hidrodesulfuradora de Diesel U-24000 en enero, bajo proceso del 2 al 12 de julio por altos inventarios de gasolina coquer por salir de operación la planta hidrodesulfuradora de gasolina coque U-12000 por falta de H₂, Planta Primaria Maya fuera de operación del 18 al 28 de septiembre. Por incendio en bombas de fondos p-1004 de torre atmosférica, altos inventarios de combustóleo en el mes de octubre por estar fuera de operación la planta coquizadora , altos inventarios de gasolina amarga en noviembre por retraso en reparación de planta hidro de gasolina HDG, altos inventarios de gasolina coke en octubre por estar fuera de operación planta hidros de gasolina coke U-12000 del 7 al 12 de octubre por incendio en salida de efluente del reactor R-12003 al R-12002, planta reformadora de gasolina NP fuera de operación del 17 de octubre al 12 de noviembre por incendio en calentador H-2203.

Salina Cruz: Altos inventarios de nafta y destilados intermedios durante enero y junio por problemática en la Planta Hidrodesulfuradora de Gasolina U-400 en diciembre de 2011 y por salir de operación la planta U-700-1 para desnatado de su reactor, altos inventarios de

gasolina amarga en diciembre correctivo en planta reformadora U-500-1 del 01 al 15 de diciembre.

Utilización de la capacidad instalada (metodología SOLOMON)

Pemex-Refinación: porcentaje de utilización por proceso (con metodología SOLOMON)			
	2011 ^{a/}	2012 ^{a/}	2012-2011
	Ene-dic	Ene-dic	
Primarias	75.8	74.0	-1.8
Catalíticas	70.3	69.8	-0.5
Reformadoras	68.3	69.0	0.7
Hidro de Gasolinas	72.2	72.8	0.6
Hidro de Destilados Intermedios	68.4	68.1	-0.2
Hidro Gasóleos de Vacío	59.7 ^{b/}	72.9 ^{b/}	13.2
Alquilación (Producción)	51.0	58.8	7.8
Isomerizadoras de Pentanos (Producción)	53.6	48.7	-4.8
MTBE (Producción)	54.9	59.5	4.6
TAME (Producción)	58.4	60.6	2.2
Hidro de Residuales ^{c/}	24.7	34.9	10.2
Coquizadora	74.6	84.2	9.6
Lubricantes	47.2	53.1	5.9
SNR	66.7	67.5	0.8

El % de Utilización del SNR considera las plantas de proceso, servicios auxiliares, almacenamiento y capacidad de entrada y salida de insumos y productos

^{a/} Cálculos internos exclusivos para seguimiento.

^{b/} Considera también la Planta H-Oil de Tula.

^{c/} Planta U-10 de Salamanca.

La utilización de plantas de proceso del SNR en el período enero-diciembre de 2012, fue mayor en 0.8 puntos con respecto al mismo período de 2011, debido principalmente a la mejora en la utilización de las plantas hidrodesulfuradoras de gasóleos de vacío, coquizadoras y alquilación. Así mismo se reportan incrementos en la utilización de los procesos de MTBE, TAME, lubricantes e hidro de residuales. Es importante hacer mención que la utilización de las plantas de proceso del SNR para 2012 consideró la capacidad instalada de las nuevas plantas de proceso del proyecto de reconfiguración de la refinería de Minatitlán obteniéndose una mejora aun debido al atraso del arranque y estabilización de estas plantas por deficiencias en el diseño y construcción de las mismas.

Las principales causas que incidieron positivamente en este indicador con respecto al período anterior fueron las siguientes: disminución en el Índice de Paros no Programados, mayor estabilización en los procesos y un mejor aprovechamiento del fondo de barril con la consiguiente mejora en las producciones y rendimientos y por tanto en la utilización de los procesos como sigue:

Hidrodesulfuradoras de gasóleo de vacío.- Aumentó en 13.2 puntos porcentuales su utilización con respecto al período anterior, debido principalmente por el incremento en la carga por la producción de gasóleos derivado de la puesta en operación de la coquizadora del Minatitlán.

Coquizadoras.- Aumentó en 9.6 puntos porcentuales por entrar en operación la planta coquizadora de la reconfiguración de Minatitlán. Adicionalmente Cadereyta y Madero contribuyeron en el incremento de utilización de este proceso desde 79.4% a 96.2% en Cadereyta y de 69.8% a 76.3% en Madero.

Alquilación.- Este proceso tuvo un incremento de 7.8 puntos porcentuales por la entrada en operación del segundo tren de alquilación en Minatitlán y por mantenerse todas las plantas de alquilación del SNR con una utilización superior al período anterior 2011.

MTBE.- Se incrementó en 4.6 puntos porcentuales debido al cambio de catalizador en la refinería de Salamanca, reportándose un incremento de utilización del 59.1% del período 2011 a 79.4% para el mismo período 2012. Con excepción de Tula, las otras refinerías que cuentan con este proceso mantuvieron valores de utilización mayores al período de 2011, la refinería de Salina Cruz mantuvo una utilización del 93.1% en este período.

TAME.- Un aumento de 2.2 puntos porcentuales debido a corrida operacional estable en la refinería de Tula, ya que registró un aumento en la utilización de 96.2% en 2012 y en 2011 reportó un 71.1%.

Lubricantes.- Se incrementó en 5.9 puntos porcentuales por operación continua y sin rehabilitaciones en Salamanca.

Primarias.- La utilización disminuyó en el SNR en 1.8 puntos porcentuales. Lo anterior debido principalmente a: Cadereyta: Altos inventarios de destilados intermedios. Madero: Altos inventarios de gasolina amarga. Minatitlán: Por salida de operación de las Primarias 1 y 2, por entrada de la Combinada Maya, reparación del calentador BA-101 de la primaria 5 y salida de operación de la Combinada Maya por daños en el calentador de vacío. Salamanca: Altas existencias de combustóleo y rehabilitación general de la primaria TCC y la RD. Salina Cruz: Por salida a rehabilitación general programada la Primaria No. 2. Tula: Altos inventarios de combustóleo.

Catalíticas.- La utilización disminuyó en 0.5 puntos: Cadereyta: FCC-1, por mantenimiento correctivo a las válvulas deslizantes y taponamiento de las boquillas de carga en febrero, FCC-2 por boquillas de carga obstruidas en mayo y por salida a revisión el convertidor de la FCC-1. Madero: FCC-1 por falta de carga y salida y retraso a rehabilitación general programada. Minatitlán: FCC-2, por falla del soplador 101-C y caldera CB-7 en marzo y salida de operación de la FCC-1 por falta de carga. Salamanca: Por poro en línea de aceite decantado y carbonización de fondos de torre fraccionadora en enero. Salina Cruz: Paro correctivo por atoramiento de válvula PV-1, obstrucción de cámara de orificios y por salida y retraso en la rehabilitación general programada de la FCC-1. Tula: FCC-1, paro correctivo para reparación de la sección inclinada del riser y cambio del acumulador de desfogue.

Hidro de Gasolinas.- Aumento 0.6 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011; sin embargo esta diferencia positiva pudo haber sido mayor de no haberse presentado lo siguiente: Cadereyta: Salida de operación de la Planta U-400-1 por mantenimiento preventivo programado y catalizador agotado. Madero: Por operar con el catalizador agotado en la Planta U-600 e incidente en los calentadores de la U-300. Minatitlán: Carga con alto contenido de azufre e instalación de válvula de vapor en planta HDG. Salina Cruz y

Tula: Salida de las refinerías por falla general de servicios principales y salida a rehabilitación general programada el tren de hidros II en Tula.

Reformadoras: Aumentaron 0.7 puntos debido a una mayor utilización de este proceso en Cadereyta, Madero y Salamanca.

Isomerizadoras de Pentanos.- Disminuyó en 4.8 puntos porcentuales, lo anterior derivado de la falta de carga a las unidades en Cadereyta, Madero, y Tula y por mantenimientos correctivos en Minatitlán y Tula.

Producción de refinados

La producción de gasolinas en el período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 28.3 MBD con respecto al mismo período de 2011 con una variación de 7.3%, menor en 70.3 MBD con respecto al POA, con una variación de -14.9 % y menor en 54.8 MBD con respecto al POT-I con una variación de -11.6%.

La producción de destilados intermedios (Pemex Diesel y Turbosina) fue 76.5 MBD menor respecto al POA y 62.6 MBD menor con respecto al POT-I y 26.1 MBD mayor con respecto al mismo período del año anterior.

La producción de residuales (Combustóleo y Asfalto), fue 2.9 MBD menor respecto al POA y 8.3 MBD menor con respecto al POT-I y 36.9 MBD menor con respecto al mismo período del año anterior.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petrolíferos, enero-diciembre 2011-2012

(miles de barriles diarios)

	2011		2012		Variaciones Porcentuales		
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2) / (1)	(2) / (3)	(2) / (4)
Total	1,200.2	1,233.7	1,407.4	1,381.3	102.8	87.7	89.3
Productos del Proceso	1,178.1	1,221.9	1,376.7	1,355.8	103.7	88.8	90.1
Gas seco	62.6	67.8	58.3	58.2	108.4	116.3	116.6
Gas Licuado del crudo	21.4	25.2	27.1	31.3	117.6	93.2	80.6
Gasolinas Crudo (sin Transf.)	388.1	416.4	486.7	471.2	107.3	85.5	88.4
Kerosinas	56.3	56.6	58.6	60.0	100.6	96.6	94.4
Diesel	273.8	299.6	374.1	358.8	109.4	80.1	83.5
Kero + Diesel	330.1	356.2	432.7	418.8	107.9	82.3	85.1
Combustóleo	307.5	273.4	267.0	278.0	88.9	102.4	98.3
Asfalto	26.1	23.1	32.5	26.9	88.7	71.1	86.1
Asfalto + COPE	333.5	296.6	299.5	304.9	88.9	99.0	97.3
Otros (incluye Coque)	36.0	54.0	66.5	61.8	150.0	81.3	87.5
Aceite Cíclico Ligeró a Export y Transfer	6.3	5.7	5.9	9.6	90.3	96.8	59.3
Productos de Máquila	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Gasolinas	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Diesel	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Turbosina	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Combustóleo	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
LPG de Mezcla de Butanos y Transferencias	22.1	11.7	30.7	25.5	53.0	38.2	46.1
Gas Licuado	10.0	10.0	12.6	11.2	99.6	79.1	88.7
Gna. de Transferencias (incl. Pajaritos)	12.1	1.8	18.1	14.2	14.6	9.8	12.5

a/ Otros Incluye Coque.

b/ Aceite Cíclico de Export. y transfer de reporte SISTI programado ó realizado.

c/ Incluye Gasolina enviada a Pajaritos.

Cálculos truncados a 1 decimal, impresión max. +/-0.1

Rendimiento de productos

El rendimiento total de petrolíferos del período enero-diciembre de 2012 en el SNR fue 101.9%, mayor en 0.9 puntos porcentuales respecto al mismo período de 2011, menor en 1.5 puntos porcentuales respecto al POA y menor en 1.1 puntos porcentuales con respecto al POT-I.

El rendimiento de destilados (gasolinas, kerosina y diesel) del período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 2.8 puntos porcentuales con respecto al mismo período del año anterior, menor en 3.2 y 4.7 puntos porcentuales con respecto al POT-I y al POA, respectivamente.

Las desviaciones de destilados intermedios más gasolinas se deben principalmente a:

Correctivos en las plantas:

Cadereyta: Retraso de 9 días en enero por mantenimiento preventivo de la Hidrodesulfuradora de Naftas U-400-1 y 1 día en la Reformadora U-500-1; FCC-1 fuera de operación del 7 al 26 de febrero por correctivo de válvulas deslizantes; problemas operativos en Hidrodesulfuradoras de Gasolina U-400 y en Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios que originaron tener almacenados más de un millón de barriles de productos intermedios, FCC # 2 fuera de operación del 14 al 18 de julio por correctivo en EA-19 A/B, FCC-1 fuera de operación del 17 al 28 de agosto por alta pérdida de catalizador, planta reformadora U-500-1 fuera de operación del 20 de agosto al 8 de septiembre para desnatado de catalizador, reparación general de planta de destilados intermedios U-800 del 09 de noviembre al 10 de diciembre (retraso 9 días), Planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación para cambio de catalizador del 26 de noviembre al 07 de diciembre (retraso 4 días).

Madero: Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 fuera de operación del 23 al 26 de enero por falla en compresor C-02B. Hidrodesulfuradora de Gasóleos U-502 baja carga del 10 al 14 de febrero por falta de hidrógeno e Hidrodesulfuradora de Diesel U-501 fuera de operación del 10 al 21 de febrero por correctivo en cambiadores EA-101-A/C. y problemas operativos en la sección de vacío de la Planta Maya. Hidrodesulfuradora de destilados U-500 fuera de operación del 12 al 27 de abril por cambio de sellos en el compresor C-501, Planta FCC # 1 fuera de operación del 1 de agosto a 05 de diciembre por reparación general , Planta de destilados intermedios U-500 fuera de operación del 13 al 23 de agosto para desnatado de catalizador entra a operación con gasolina amarga por incidente de planta U-300, Planta de destilados intermedios U-501 fuera de operación del 2 al 7 de septiembre por incidente en línea de desfogue, planta U-500 fuera de operación del 15 al 25 de octubre para revisión e inspección del calentador de reacción BA-101, FCC#1 fuera de operación del 07 al 11 de diciembre para revisión del compresor C-203, planta reformadora U-900 fuera de operación del 06

al 13 de diciembre para eliminar fuga por brida a la salida del reactor B-903, planta U-500 fuera de operación del 11 al 16 de diciembre para revisión de sellos del C-501.

Minatitlán: Planta Catalítica FCC-1 fuera de operación del 20 al 25 de junio por falla del compresor GC-1; Hidrodesulfuradora de Diesel U-100 fuera de operación del 1 al 5 de marzo y del 14 al 25 de mayo para eliminar fuga en cambiadores EA-101, Planta FCC#1 fuera de operación del 2 al 12 de julio por falta de carga, Planta de destilados intermedios U-24000 fuera de operación del 1 la 10 de julio por falta de H₂, Plantas FCC# 1, HDD Y U-100 fuera de operación del 18 al 30 de septiembre por falta de carga, planta reformadora NP fuera de operación del 29 de agosto al 15 de octubre por regeneración del catalizador sale nuevamente del 17 de octubre al 12 de noviembre por incendio en calentador H-2203, planta de destilados intermedios U-100 fuera de operación del 20 de septiembre al 02 de octubre por falta de carga, planta reformadora BTX fuera de operación del 16 de octubre al 11 de diciembre por reparación general.

Salina Cruz: Planta de Alquilación fuera de operación del 22 al 29 de enero por tubos rotos en intercambiador EA-311C; Planta Hidrodesulfuradora de Destilados U-700-2 fuera de operación del 12 al 17 de febrero por desnatado de catalizador y U-700-1 del 11 al 17 de junio, Planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 20 al 26 de agosto por correctivo en tren de precalentamiento, plantas hidro de gasolinas U-400-2 Y reformadora de naftas U-500-2 fuera de operación del 16 de septiembre al 21 de octubre por reparación general (retraso de 5 días), planta catalítica # 1 fuera de operación por reparación general del 17 de septiembre al 04 de noviembre (retraso 14 días), planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 27 de octubre al 05 de noviembre para eliminar fuga por tubo 17 de serpentín a de calentador BA-701, planta de destilados intermedios U-800-2 fuera de operación del 22 al 26 de noviembre por cambio sellos compresor, planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 5 al 10 de diciembre correctivo en compresor, planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 7 al 15 de

diciembre por balance de vapor y del 18 al 22 de diciembre para limpieza del tren de precalentamiento y revisión de sellos del compresor GB-701.

Tula: Plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios U-800-II y HDD-5 fuera de operación del 12 al 31 de enero y del 22 de abril al 12 de mayo para desnatados de sus reactores respectivamente, Planta FCC # 2 fuera de operación del 8 al 17 de julio , del 5 al 11 de agosto y del 28 de agosto al 04 de septiembre, por falla de energía eléctrica , por correctivo en bombas de fondos de torre fraccionadora y por falta de carga, respectivamente, Plantas de destilados intermedios U-800-1, U-800-2 Y HDD-5 fuera de operación del 22 de agosto al 07 de septiembre, del 27 de agosto al 6 de septiembre y del 1 al 5 de septiembre, respectivamente, por falta de carga, Planta HDD-5 fuera de operación del 6 al 20 de septiembre por correctivo en calentador EA-4102 A/B, planta catalítica #2 fuera de operación del 23 al 31 de octubre por fuga por sellos del compresor, planta reformadora U-500-2 fuera de operación del 06 de noviembre al 12 de diciembre por correctivo programado de 17 días (retraso 15 días).

El rendimiento de gasolinas del período enero-diciembre de 2012 fue mayor en 1.4 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011, 1.1 menor al POT-I y 1.9 menor al POA.

El rendimiento de residuales (combustóleo y asfalto), fue mayor en 2.2 puntos porcentuales respecto al POA, mayor en 1.5 puntos porcentuales respecto al POT-I y menor en 3.9 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2011.

Cumplimiento de la NOM-086

El Proyecto de Calidad de Combustibles tiene como objetivo principal, disminuir el contenido de azufre en las Gasolinas Magna y Premium a 30 partes por millón (ppm) promedio y 80 ppm máximo, y en el Diesel reducir este contaminante hasta de 15 ppm máximo para dar cumplimiento a la Norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 o la norma que la sustituya.

Para el cumplimiento de los compromisos de corto plazo de dicha norma, Pemex-Refinación ha suministrado Gasolinas y Diesel de Ultra Bajo Azufre (UBA), una parte con producción propia y mayormente con importaciones; por lo que, para cumplir con los compromisos en el mediano plazo, se realiza un proyecto para el desarrollo de la infraestructura necesaria, el Proyecto de Calidad de Combustibles.

Con motivo de las reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, vigentes a partir de diciembre de 2008, corresponde a la SENER, en conjunto con la SEMARNAT, establecer las especificaciones de las gasolinas y otros combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo, por lo que, atendiendo la solicitud de la SENER, un grupo de trabajo multidisciplinario de PEMEX se integró al grupo de trabajo coordinado por SENER-SEMARNAT con la finalidad de desarrollar la norma correspondiente a las especificaciones de los combustibles. Como resultado del trabajo del grupo coordinado SENER-SEMARNAT se obtuvo en septiembre de 2010 el borrador de la norma correspondiente, el cual fue entregado al Subcomité de Transformación Industrial de Hidrocarburos. El 31 de marzo de 2011 se presentó al Comité de Normalización de la SENER con la Manifestación de Impacto Regulatorio, otorgándose 75 días naturales para la emisión de comentarios. Posteriormente, se presentará nuevamente para su aprobación al Comité y se enviará a COFEMER.

Los programas de desarrollo de infraestructura conciliados entre la Dirección General de PEMEX, Pemex-Refinación y la Subdirección de Proyectos, han sido la base para solicitar la modificación de algunos plazos establecidos por la NOM-086.

Suministro en el corto plazo de Combustibles UBA

En el período de enero a diciembre de 2012, la producción de Diesel UBA fue de 72.6 MBD con la aportación de las Plantas U700-2 de Cadereyta, U-14 de Salamanca, HDD-5 de Tula y la U-24000 de Minatitlán.

En el mismo período, la producción de Gasolina Magna UBA fue de 61.5 MBD en promedio mensual en el SNR.

Esquema de precios

La SHCP autorizó a PEMEX, a partir del 16 de noviembre de 2006, aplicar sobrepuestos de 29 y 16 centavos por litro a los precios al público de la Gasolina Premium y del Diesel, respectivamente.

Lo anterior, con el objeto de que Pemex-Refinación pueda recuperar los costos de las importaciones para el cumplimiento en el corto plazo de las nuevas especificaciones contenidas en la NOM-086.

Se han solicitado a la SHCP la autorización de las nuevas fórmulas de precio productor siguientes:

Septiembre 2008.- Gasolina Magna Zonas Metropolitanas

Diciembre 2008.- Gasolina Magna Resto del País y Diesel Zonas Metropolitanas.

Agosto 2009.- Diesel Resto del País.

Sin embargo, al cierre del período no se cuenta con la autorización de ellas.

Desarrollo de Infraestructura de Producción

El proyecto de Calidad de Combustibles derivado de la NOM-086, constituye una iniciativa trascendente para Pemex-Refinación.

El alcance del proyecto considera lo siguiente:

- Gasolina: construcción de 8 plantas de postratamiento nuevas.
- Diesel: modernización de 17 plantas Hidrodesulfuradoras existentes y construcción de 5 plantas nuevas.

- Plantas complementarias nuevas: 5 productoras de hidrógeno, 1 purificadora de hidrógeno, 4 de recuperación de azufre y 5 tratadoras de aguas amargas.
- Modernización de plantas complementarias: Se contrató el estudio de simulación termo-hidráulica para determinar los posibles cambios en la planta hidrosulfuradora de gasóleos de la refinería de Madero, pendiente el de la refinería de Cadereyta.
- Unidades de servicios auxiliares nuevas: 1 caldera de vapor y 2 turbogeneradores.
- Además de ampliaciones y adecuaciones en unidades de servicios auxiliares, infraestructura de almacenamiento, sistemas de mezclado e integración.

El programa para el desarrollo de la infraestructura para la producción de Gasolinas en el SNR indica como fecha de terminación noviembre de 2013 y para la producción de Diesel UBA en el SNR, de acuerdo a la última reprogramación es agosto de 2017.

Avance:

Gasolinas

Primer Paquete: Tula-Salamanca

Se firmó el contrato con la Cía. SAIPEM el 9 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,150 días estimándose terminar el 29 de mayo de 2013, teniéndose los avances que se indican enseguida:

Avance Físico en %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Salamanca	32.7	18.6	94.8	62.5
Tula	34.6	18.2	94.4	62.5

Segundo paquete: Cadereyta-Madero

Se firmó el contrato con la Cía. ICA Fluor el 11 de septiembre de 2009, con un tiempo de ejecución de 1,320 días estimándose terminar el 21 de junio de 2013 Cadereyta y el 30 de septiembre de 2013 Madero, teniéndose los avances que se indican enseguida:

Avance Físico en %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Cadereyta	27.8	20.6	88.9 <i>a/</i>	88.9 <i>a/</i>
Madero	34.1	27.4	96.4 <i>a/</i>	82.2 <i>a/</i>

a/ Reprogramación.

Tercer paquete: Minatitlán-Salina Cruz

Se firmó el contrato con la Cía. ICA Fluor el 23 de marzo de 2010, con un tiempo de ejecución de 1,290 días estimándose terminar el 22 de octubre de 2013, teniéndose los avances que se indican:

Avance Físico en %	Enero-diciembre 2012		Global a diciembre 2012	
	Programado	Realizado	Programado	Realizado
Minatitlán	44.5	30.8	79.0 <i>a/</i>	61.3 <i>a/</i>
Salina Cruz	51.2	30.1	87.7 <i>a/</i>	59.9 <i>a/</i>

a/ Reprogramación.

Con respecto a las Instalaciones Complementarias, la Subdirección de Proyectos concluyó la preparación de los paquetes técnicos para contratar Ingenierías Básicas, con el fin de determinar alcances para la implementación de trabajos como lo son: Adquisición e instalación de turbogeneradores, Acondicionamiento de Tanques y Tuberías, Ampliación de Laboratorios, Manejo de Corrientes Parásitas en las refinerías del SNR, la Conversión de una torre CDHydro a Depentanizadora (Madero) y un Sistema de Recuperación de Condensado (Salamanca).

Derivado de las recomendaciones del Perito, Cía. Jacobs, la Subdirección de Proyectos contrató al IMP para realizar los estudios

de diagnóstico de la Hidrodesulfuradoras de Gasóleos Madero el cual se concluyó en noviembre de 2012, teniéndose pendiente el estudio para Cadereyta.

Se integra la documentación para contratar estudios con los licenciadores para las plantas FCC-2 de Cadereyta y Minatitlán para procesar gasóleos cien por ciento hidrotratados. La Subdirección de Proyectos contrató al IMP para el desarrollo de la Ingeniería Básica para los Sistemas de Mezclado en Línea de Gasolinas para las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Tula, la cual fue concluida a finales de 2011. Se preparan los paquetes para su licitación en 2013.

Con relación a los Turbogeneradores, TG-204 en Cadereyta y TG-8 en Madero, se tiene en juntas de aclaraciones el proceso de licitación el IPC para su instalación y puesta en operación con programa de inicio de los trabajos en marzo de 2013.

Diesel

Refinería Cadereyta:

Para la refinería de Cadereyta se tienen licitados los cuatro paquetes para su ejecución:

IPC-1.- Primer paquete, consistente en Plantas Nuevas e Integración, se encuentra en proceso de juntas de aclaraciones para la precalificación de los licitantes participantes.

IPC-2. Es el segundo paquete, y se encuentra en la fase de evaluación de propuestas para dar el fallo al licitante ganador e iniciar los trabajos en febrero de 2013.

Este paquete consiste en la remodelación de tres Plantas Hidros de Diesel existentes. La estrategia para cumplir con éxito su ejecución, se basa en lograr una estrecha coordinación de las actividades a cargo del contratista con el programa de paro de plantas de la refinería, ambas partes trabajarán conjuntamente para cumplir este objetivo.

IPC-4. Consiste en demoliciones y la adecuación del sitio donde se construirá la nueva Planta Hidros de Diesel U-800-2. Está en proceso de adjudicación del contrato, para iniciar los trabajos en enero de 2013.

IPC-3. Consiste en la construcción de la planta de hidrógeno y la conclusión del gasoducto de 12 pulgadas de diámetro para transportar gas natural desde el ramal Ramones-Escobedo hasta el interior de límites de batería de la refinería, está en el proceso de juntas de aclaraciones para la precalificación de los licitantes participantes.

Para las 5 refinerías restantes, con respecto a las ingenierías de las plantas Hidrodesulfuradoras de Diesel, se tienen terminadas.

Respecto a las Plantas de Recuperación de Azufre para las refinerías de Madero, Minatitlán y Salina Cruz, se tiene firmado con licenciador CBI-Lummus el contrato para el desarrollo de la Ingeniería Básica, con fecha de terminación de julio de 2013.

Para las plantas de Producción de Hidrógeno de las refinerías de Tula Madero y Minatitlán, se firmó el contrato con el licenciador Haldor Topsoe AS para el desarrollo de la ingeniería básica, con un programa de terminación en febrero, abril y junio de 2013, respectivamente.

Para la nueva planta de Hidrógeno de Salina Cruz, la Subdirección de Proyectos tiene en trámite la contratación del tecnólogo Technip y se programa firmar el contrato en enero de 2013.

Para el caso especial de la planta de Hidrógeno U-9 de la refinería Salamanca, la Subdirección de Proyectos y la refinería definieron que el suministro de hidrógeno para la U-15 será desde la nueva planta de hidrógeno de 100 MMPCSD del Proyecto de Conversión de Residuales.

El IMP desarrolla las ingenierías de las plantas de Tratamiento de Aguas Amargas nuevas de las refinerías de Salamanca y Tula, mismas que se concluirán en enero de 2013.

Reevaluación del Proyecto

El avance de los estudios de pre inversión para la fase diesel, ha permitido definir un costo estimado equivalente a 3,812 millones de USD sin escalación, por lo que el costo total estimado para el Proyecto de Calidad de Combustibles asciende a 5,901 millones de USD sin escalación, distribuidos de la siguiente manera:

Concepto	Gasolinas	Diesel Cadereyta	Diesel resto SNR	Diesel Total	Total Calidad de combustibles
Inversión	1,966	731	2,690	3,421	5,387
Administración	55	49	134	183	238
Total Inversión	2,021	780	2,824	3,604	5,625
Estudios de Pre-inversión	68	37	171	208	276
Total (Inversión + pre-inversión)	2,089	817	2,995	3,812	5,901
Escalación	346	73	269	342	688
Total	2,435	890	3,264	4,154	6,589

Notas: Estimados en USD de junio de 2011, considera modernización menor de la U-700-2.

Presupuesto de Inversión

De acuerdo al oficio de liberación de inversión PEF 2011, los presupuestos de los proyectos de calidad de combustibles tienen los siguientes montos autorizados:

Proyectos registrados en la SHCP			
Nombre	Número	Presupuesto: Millones de Pesos	
		Total	Autorizado PEF-2012
Estudios Preinversión	B-343-40-06	3,707	679
Gasolinas Inversión	G-070-05-01	33,057	10,119
DUBA Cadereyta	1018T4M0036	13,141	802

Adecuado Marzo 2012.

Gestiones para modificación del programa de suministro

La Cronología de acciones y trámites legales relacionados con la gestión del cambio del programa de suministro de la NOM-086, para el período se indican en la siguiente tabla:

Fecha	Evento
07/09/2012	JCA (1 Y 2) Mediante resolución de fecha 07 de septiembre de 2012, notificada el 03 de octubre de 2012, se declara la nulidad de ambas resoluciones.
10/09/2012	Amparo NOM. Se acuerda programa de Trabajo con el perito oficial para la revisión documental y visitas a las seis Refinerías.
24/10/2012	Amparo NOM. El perito concluye con las visitas a las seis refinerías y empieza la elaboración de su dictamen.
25/10/2012	JCA (1 y 2) Se interpone recurso de revisión fiscal..
12/12/2012	JCA (1 y 2) Se presentan alegatos en el recurso de recvisión fiscal.
24/12/2012	Amparo NOM. Se difiere la audiencia constitucional para el día 23 de enero de 2013.

Internamente, se han llevado a cabo reuniones con diferentes áreas de Pemex-Refinación para presentar a la SENER las fechas propuestas para el cumplimiento de la NOM-086 de los combustibles que están pendientes. Estas fechas son:

Suministro de Pemex Magna, para el resto del país, se propuso el cambio en la Norma de enero de 2009 a noviembre de 2013.

Suministro de Pemex Diesel para el resto del país, se propuso el cambio en la Norma de septiembre de 2009 a agosto de 2017.

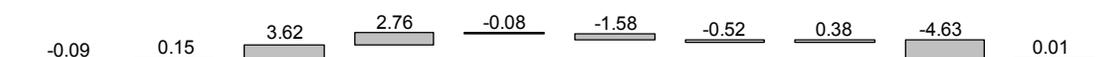
Márgenes de refinación del SNR enero-diciembre 2011-2012

A diciembre de 2012, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de 0.01 dólares por barril de crudo procesado, que comparado con el obtenido en igual período de 2011, fue superior en 0.10 dólares por barril de crudo procesado.

Este incremento es resultado de un efecto volumen positivo que significó 1.02 dólares por barril, reflejo de una mejora en el desempeño operativo del SNR al incrementarse el rendimiento de destilados en 2.9 puntos porcentuales entre ambos años en comparación.

Pemex-Refinación: SNR comparación de los márgenes variables de refinación, enero-diciembre, 2011 vs. 2012 ^{a/}
(dólares por barril)

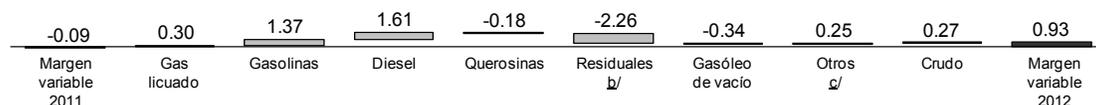
Efecto Total
0.10



Efecto precio
-0.92



Efecto volumen
1.02



^{a/} Cifras preliminares.

^{b/} Incluye combustóleo, asfaltos, materia prima para negro de humo, coque y variación de inventarios de residuales intermedios.

^{c/} Incluye parafinas, lubricantes, petroquímicos, otras materias primas (gas natural), variación de inventarios de otros productos intermedios y terminados y servicios auxiliares.

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

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

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

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

El análisis del margen variable por refinería muestra que en todas se aprecia una mejora el desempeño operativo (efecto volumen positivo).

Pemex-Refinación: márgenes variables de refinación del SNR, enero-diciembre 2011-2012^{a/}
(dólares por barril)

	Margen 2011	Efecto Precio	Efecto Volumen	Margen 2012
SNR	-0.09	-0.92	1.02	0.01
Cadereyta	5.42	-2.72	1.02	3.72
Madero	-1.21	-0.94	1.01	-1.14
Minatitlán	-2.23	-0.13	2.09	-0.27
Salamanca	0.11	-1.04	1.21	0.28
Salina Cruz	-0.23	-0.85	0.26	-0.82
Tula	-1.83	-0.26	0.86	-1.23

^{a/} Cifras preliminares.

A diciembre la refinería de Cadereyta presentó un margen variable de refinación de 3.72 dólares por barril de crudo procesado, inferior en 1.70 dólares al registrado al mismo mes de 2011. El deterioro de los márgenes internacionales significó una afectación de 2.72 dólares por barril de crudo procesado para este centro de trabajo. En contraste, en términos de volumen, se tuvo una contribución positiva de 1.02 dólares por unidad de crudo procesado, asociado a una mejora en el rendimiento de destilados de 2.2 puntos porcentuales.

El margen variable de la refinería de Madero en el período enero-diciembre de 2012 se situó en -1.14 dólares por barril de crudo procesado, 0.07 dólares por barril superior al registrado en 2011. Este incremento estuvo conformado por un efecto negativo en precio que significó 0.94 dólares por unidad de crudo procesada, que pudo ser compensado por un efecto volumen positivo de 1.01 dólares por barril procesado de crudo al registrar un incremento de un punto porcentual en el rendimiento de destilados en comparación con el año anterior.

En 2012 la refinería de Minatitlán registró un margen superior en 1.96 dólares por barril respecto al obtenido en 2011 al ubicarse en -0.27 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior está conformado por un efecto precio negativo de -0.13 dólares por barril de crudo

procesado que fue compensado por un efecto positivo en volumen de 2.09 dólares por barril. La normalización de las operaciones de los nuevos procesos de la refinería se reflejó en un incremento de 17.6 puntos porcentuales en el rendimiento de productos destilados de mayor valor agregado.

Para el caso de la refinería de Salamanca, el margen de refinación se ubicó en 0.28 dólares por unidad de crudo procesado, que comparado con el obtenido en el año anterior resultó superior en 0.17 dólares por barril, de los cuales 1.04 dólares correspondieron al efecto desfavorable de los precios, y 1.21 dólares por barril de crudo procesado por el efecto volumen positivo.

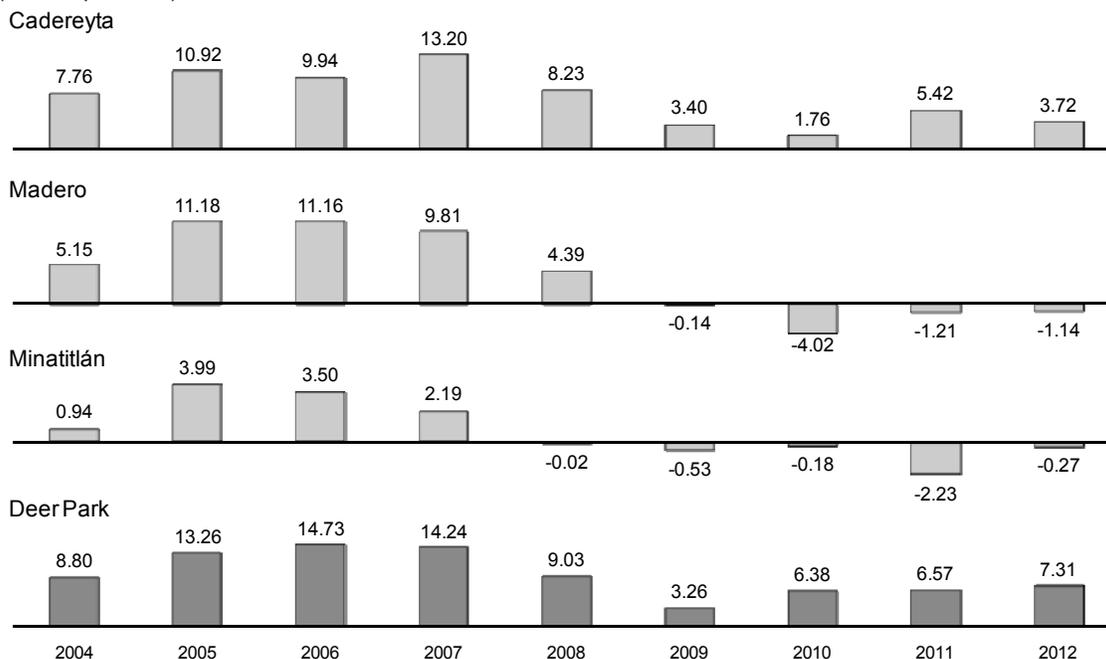
En 2012, la refinería de Salina Cruz obtuvo un margen de -0.82 dólares por barril, menor en 0.59 dólares al compararlo con el obtenido a diciembre de 2011. Por efecto de los precios, la contribución fue de -0.85 dólares por barril, en tanto que por volumen se obtuvo una contribución positiva de 0.26 dólares.

Por su parte, la refinería de Tula obtuvo durante 2012 un margen de -1.23 dólares por barril, que al compararlo con el obtenido en el año anterior representó un aumento de 0.60 dólares por unidad de crudo procesada. Por el efecto de los precios se registró una reducción de su contribución equivalente a 0.26 dólares, compensada por un efecto volumen positivo de 0.86 dólares por barril de crudo procesado.

Márgenes Cadereyta, Madero y Minatitlán versus Deer Park enero diciembre 2012

A diciembre de 2012, los márgenes variables que obtuvieron las refinerías del SNR con proceso de coquización, Cadereyta, Madero y a partir de 2012 la de Minatitlán, se ubicaron en 3.72, -1.14 y -0.27 dólares por barril respectivamente. En el mismo período, el obtenido por la refinería de Shell en Deer Park fue 7.31 dólares por unidad.

Pemex Refinación: comparación de márgenes variables de refinación, Cadereyta-Madero-Minatitlán vs. Deer Park, 2004-2012^{a/}
(dólares por barril)



^{a/} Cifras preliminares.

Aunque los resultados de Deer Park pudieran representar un benchmark por su configuración de coquización, no son del todo comparables por diversas razones, entre las que se podrían mencionar: la configuración de sus instalaciones es diferente; las refinerías procesan distintas mezclas de crudo; los ciclos de mantenimiento de plantas son diferentes; las cotizaciones tanto de insumos como de productos utilizadas están basadas en diferentes períodos de referencia; responde a diferentes requerimientos de demanda del mercado, lo que le permite a Deer Park mejores oportunidades para la captura de un mayor valor económico.

En adición, aun cuando se ha registrado una mejora en el desempeño operativo de estas refinerías respecto a 2011, han enfrentado diversos problemas operativos que redujeron la oportunidad de obtener un mejor resultado en 2012. En el caso de la refinería de Minatitlán, todas las plantas de la reconfiguración ya están operando, sin embargo, algunos procesos se encuentran en período de

estabilización y se han tenido problemas con el suministro de hidrógeno, limitando un mayor proceso de crudo.

1.2. Producción de petroquímicos

En Petroquímicos, la producción en el período enero-diciembre fue de 1,333.4 mil toneladas, menor en 26.7% respecto al POA, 19.4% mayor respecto al mismo período de 2011 y 25.9% menor con respecto al POT-I.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petroquímicos, enero-diciembre 2011-2012

(miles de toneladas)

	2011	2012			Variciones porcentuales		
	(1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2)/(1)	(2)/(3)	(2)/(4)
Petroquímicos	1,117.0	1,333.4	1,818.2	1,799.0	19.4	-26.7	-25.9
Básicos^{a/}	423.2	466.7	677.8	673.1	10.3	-31.1	-30.7
Heptano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Hexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Materia prima p/negro de humo	423.2	466.7	677.8	673.1	10.3	-31.1	-30.7
Secundarios	352.2	431.0	634.4	600.9	22.4	-32.1	-28.3
Benceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Butadieno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Butano-butileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Ortoxileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Propano-propileno	0.0	0.0	129.9	135.1	-	-100	-100
Propileno	352.2	431.0	504.5	465.9	22.4	-14.6	-7.5
Tolueno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Xileno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
No Clasificados	341.6	435.7	505.9	525.0	27.6	-13.9	-17
Alquilarilo ligero				0.0			
Alquilarilo pesado	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Amoníaco	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Anhidrido carbónico	14.1	12.5	0.0	0.0	-11	-	-
Aromáticos pesados	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Azufre	323.4	419.4	494.3	513.5	29.7	-15.2	-18.3
Ciclohexano	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Dodecilbenceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Etilbenceno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Estireno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Hidrógeno	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Isopropanol	4.1	3.8	11.7	11.5	-7.1	-67.6	-67.2
Polímero ligero	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Polímero pesado				0.0	-	-	-
Tetrámero	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-

^{a/} No incluye gas licuado (propano-butano) que fue considerado en el cuadro 3.

1.3. Mercado interno

Precios al público

Gasolinas y diesel

A continuación se muestra la lista de precios vigentes de diciembre de 2011 a diciembre de 2012.

Pemex-Refinación: precios al público de combustibles automotrices en zona resto del país, 16% de IVA Pesos por litro		
	Precio al público	Variación vs mes anterior
Pemex Magna		
10-dic-11	9.73	0.09
14-ene-12	9.82	0.09
11-feb-12	9.91	0.09
10-mar-12	10.00	0.09
14-abr-12	10.09	0.09
12-may-12	10.18	0.09
09-jun-12	10.27	0.09
14-jul-12	10.36	0.09
11-ago-12	10.45	0.09
08-sep-12	10.54	0.09
13-oct-12	10.63	0.09
10-nov-12	10.72	0.09
08-dic-12	10.81	0.09
Pemex Premium		
10-dic-11	10.59	0.05
14-ene-12	10.64	0.05
11-feb-12	10.69	0.05
10-mar-12	10.74	0.05
14-abr-12	10.79	0.05
12-may-12	10.84	0.05
09-jun-12	10.89	0.05
14-jul-12	10.95	0.06
11-ago-12	11.02	0.07
08-sep-12	11.10	0.08
13-oct-12	11.19	0.09
10-nov-12	11.28	0.09
08-dic-12	11.37	0.09
Diesel		
10-dic-11	10.09	0.09
14-ene-12	10.18	0.09
11-feb-12	10.27	0.09
10-mar-12	10.36	0.09
14-abr-12	10.45	0.09
12-may-12	10.54	0.09
09-jun-12	10.63	0.09
14-jul-12	10.72	0.09
11-ago-12	10.81	0.09
08-sep-12	10.90	0.09
13-oct-12	10.99	0.09
10-nov-12	11.08	0.09
08-dic-12	11.17	0.09

Comparativo de precios al público en México vs. Estados Unidos (frontera Sur)

El comportamiento y magnitud de los diferenciales entre los precios de combustibles en México y los precios que rigen en la frontera Sur de EUA, así como la inseguridad que impera en el norte de la República Mexicana, provocaron que los patrones de consumo en la frontera Norte de nuestro país presentaran un comportamiento heterogéneo para los diversos productos automotrices. Al comparar el comportamiento del período enero-diciembre de 2012 con período similar de 2011, en la frontera Norte, se observa lo siguiente:

- Las ventas de Pemex Magna aumentaron 1.8%, en contraste con el comportamiento de las ventas totales en el país, que presentaron un decremento de 3.2%.
- Las ventas de Pemex Premium crecieron 52.9%, consistente con lo observado en las ventas totales en México, mismas que aumentaron 45.2%.
- Las ventas de diesel presentaron un incremento de 10.4%, en congruencia, aunque en mayor magnitud, con lo ocurrido en las ventas totales en el país, que crecieron 2.6%.

Durante el período enero-diciembre de 2012, los diferenciales de precios de combustibles automotrices entre Estados Unidos de América y México presentan una tendencia a la baja, derivado del comportamiento del precio internacional del crudo marcador WTI. Es importante recordar que para las gasolinas que se comercializan en la frontera Norte de nuestro país, se opera con un esquema de precios homologados, con un precio máximo equivalente al precio vigente en el resto del país (con IVA de 16%).

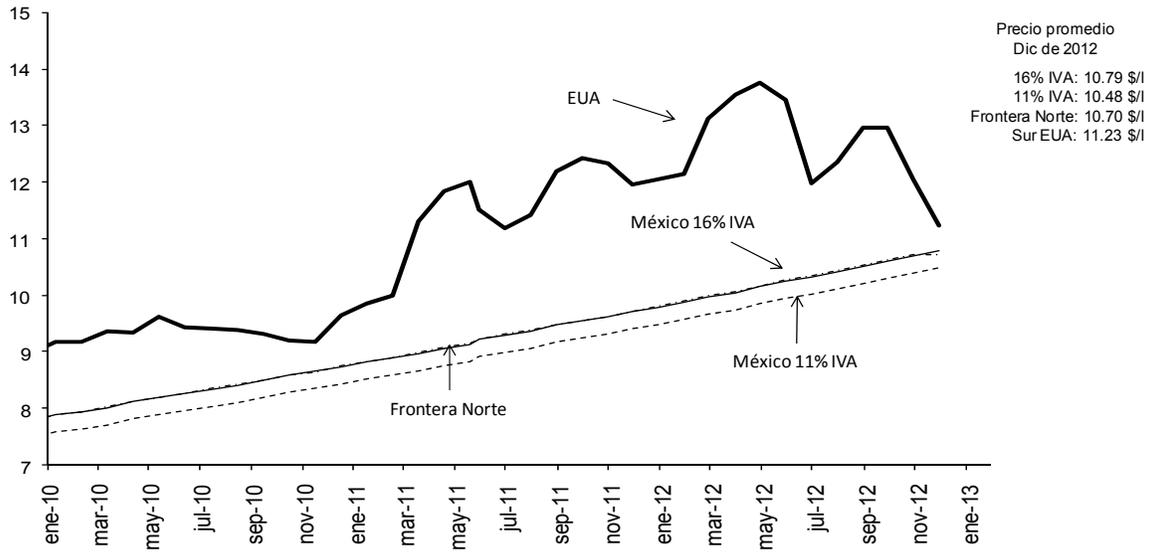
Por otro lado, con la finalidad de reducir el diferencial existente entre los precios de referencia internacional y los precios nacionales, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantuvo el esquema de incrementos mensuales en los precios al público de los combustibles automotrices:

-
- Hasta noviembre de 2011, los incrementos mensuales fueron de 8 centavos de peso por litro para la Pemex Magna y el diesel, y de 4 centavos de peso por litro para la Pemex Premium.
 - Desde diciembre de 2011, y hasta diciembre de 2012, los incrementos mensuales fueron de 9 centavos de peso por litro para la Pemex Magna y el diesel.
 - Para el caso de la gasolina Pemex Premium:
 - Desde diciembre de 2011, y hasta junio de 2012, los incrementos mensuales en los precios al público fueron de 5 centavos de peso por litro.
 - A partir de julio de 2012, los incrementos mensuales empezaron a registrar aumentos adicionales de 1 centavo de peso por litro mensual, hasta llegar a un incremento de 9 centavos de peso por litro en octubre, aumento que se quedó fijo hasta diciembre de 2012.

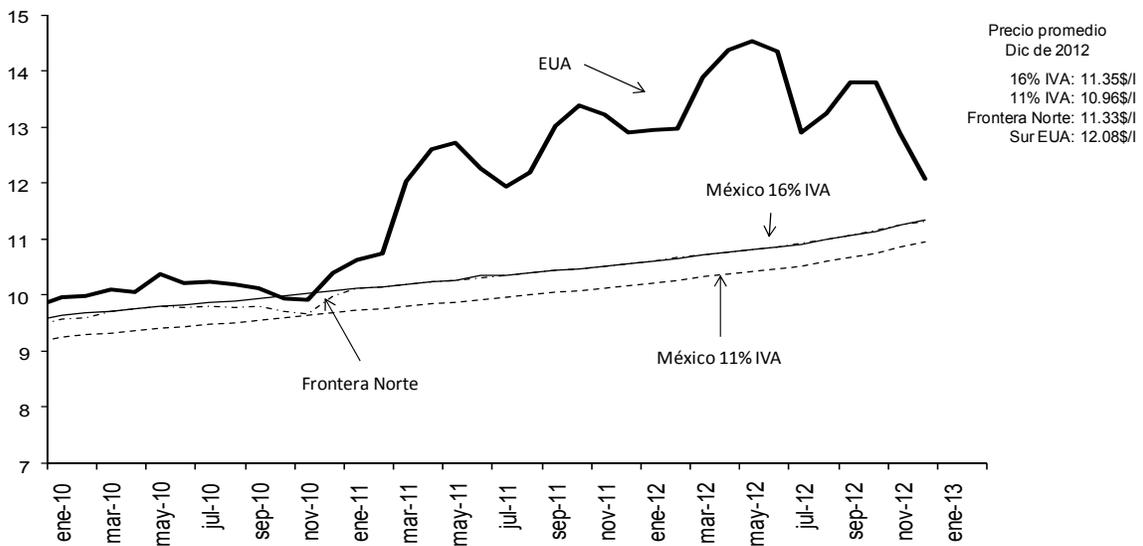
Durante el período enero-diciembre de 2012:

- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Regular que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Magna (en la franja fronteriza Norte), fue de 2.35 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Premium que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Premium (en la franja fronteriza Norte), fue de 2.55 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio del diesel vigente en el sur de EUA, con respecto al precio nacional del diesel en zona de 11% de IVA, fue de 3.64 pesos por litro.

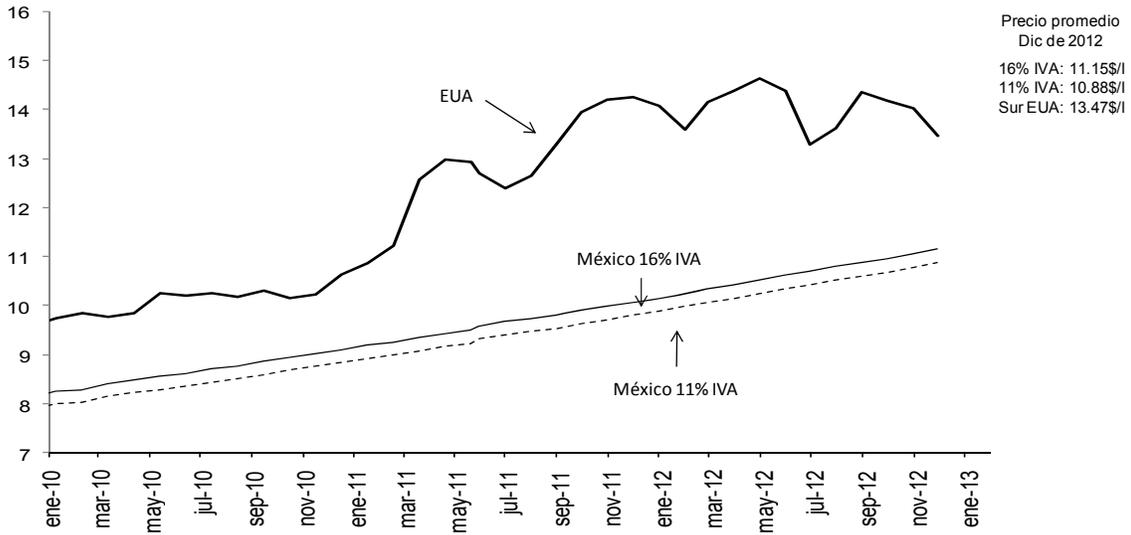
Pemex-Refinación: precios de la gasolina Magna en México y Unleaded Regular en EUA
(pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios de la gasolina Premium en México y Unleaded Premium en EUA
(pesos por litro)



Pemex-Refinación: precios del diesel automotriz en México y en EUA
(pesos por litro)



Otros petrolíferos

El precio promedio de la turbosina en diciembre de 2012, resultó 4.4% inferior al registrado en diciembre de 2011.

Al comparar los precios promedio del combustóleo de diciembre de 2012, con los de diciembre de 2011, conforme al cuadro que sigue, se observa un decremento de 10.2% en los correspondientes a la CFE, así como de 11.7% en los de otros clientes. En términos energéticos, en el mes de diciembre de 2012, el precio promedio del combustóleo para otros clientes resultó 257.9% superior al precio del gas natural.

Pemex-Refinación: precios al público 2011-2012
(pesos/metro cúbico)

	2011												2012												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
Pemex Magna ^{a/}																										
16% IVA	9,704	9,782	9,879	9,974	10,051	10,148	10,246	10,322	10,421	10,519	10,595	10,693	10,790	1,086	11.2%											
11 % IVA	9,394	9,472	9,569	9,664	9,741	9,838	9,936	10,012	10,111	10,209	10,285	10,383	10,480	1,086	11.6%											
Frontera Norte	9,712	9,790	9,892	9,982	10,060	10,150	10,252	10,329	10,432	10,522	10,600	10,702	10,705	993	10.2%											
Pemex Premium ^{a/}																										
16% IVA	10,575	10,619	10,673	10,725	10,768	10,822	10,877	10,925	10,997	11,081	11,155	11,253	11,350	774	7.3%											
11 % IVA	10,185	10,229	10,283	10,335	10,378	10,432	10,487	10,535	10,607	10,691	10,765	10,863	10,960	774	7.6%											
Frontera Norte	10,580	10,623	10,680	10,730	10,770	10,823	10,880	10,930	11,006	11,084	11,160	11,262	11,331	751	7.1%											
Pemex Diesel ^{a/}																										
16% IVA	10,064	10,142	10,239	10,334	10,411	10,508	10,606	10,682	10,781	10,879	10,955	11,053	11,150	1,086	10.8%											
11 % IVA	9,794	9,872	9,969	10,064	10,141	10,238	10,336	10,412	10,511	10,609	10,685	10,783	10,880	1,086	11.1%											
Turbosina ^{a/}																										
Turbosina ^{a/}	12,383	12,708	12,625	12,926	13,010	12,786	11,972	11,699	12,532	13,017	12,494.4	12,057.6	11,842.6	-540	-4.4%											
Combustóleo Pesado ^{a/}																										
CFE	9,288	9,620	9,170	9,453	9,685	9,771	9,692	9,282	8,210	8,307	8,823.8	8,786.1	8,337.9	-950	-10.2%											
Otros clientes	9,671	10,007	9,890	10,217	10,025	9,704	9,142	8,441	9,001	9,310	8,817.9	8,567.7	8,535.1	-1,136	-11.7%											

^{a/} Precios promedio.

Precios productor

El nivel de las cotizaciones de la gasolina Unleaded Regular 87 en el mercado spot de la Costa Norteamericana del Golfo de México (referencia para el cálculo de los precios productor de Pemex Magna y Pemex Premium), así como el del Fuel Oil número 2 de 0.05% de azufre (referencia para el cálculo del precio productor del diesel), asociados a un entorno de precios nacionales acotados, arrojaron tasas de IEPS negativas para gasolinas y dieseles en diciembre de 2012.

Cabe mencionar que el precio spot de la gasolina Unleaded Regular 87, utilizado para el cálculo del precio productor de las gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, registró, en diciembre de 2012, un valor inferior en 0.3% con respecto al observado en diciembre de 2011, en tanto que el precio spot del Fuel Oil número 2 de 0.05% de azufre, utilizado para el cálculo del precio productor del diesel, presentó un valor superior en 3.3%.

Pemex-Refinación: precios productor 2011 y 2012

(promedio, pesos/metro cúbico)

	2011												2012												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
PemexMagna	10,125	10,048	10,687	10,998	11,314	11,394	10,637	10,156	9,869	10,730	11,383	10,768	9,807	-317	-3.1%											
PemexPremium	11,177	11,283	12,037	12,107	12,404	12,811	12,229	12,262	11,929	12,517	13,326	12,297	10,800	-378	-3.4%											
PemexDiesel	11,437	10,978	11,265	11,120	11,377	11,374	11,134	10,471	10,521	11,167	11,504	11,247	10,848	-589	-5.2%											

Por su parte, los precios productor de Pemex Magna, Pemex Premium y diesel, en diciembre de 2012, resultaron inferiores a los observados en diciembre de 2011, en 3.1%, 3.4% y 5.2%, respectivamente.

Comité de Precios

En las sesiones ordinarias y extraordinarias del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, realizadas de enero a diciembre de 2012, se presentaron diversas propuestas y notas informativas, de las cuales destacaron:

-
- Nota informativa sobre cambio de nombre de la empresa y publicación que contiene la referencia internacional del Propileno Grado Químico (CMAI-Monomers Market Report, por IHS Chemical-North America Light Olefins).
 - Nota informativa sobre cambio de nombre de la referencia internacional para ajuste de calidad del combustóleo pesado.
 - Propuesta de nuevo mecanismo de actualización del margen comercial de diesel para adquirentes diferentes de Estaciones de Servicio y Estaciones de Servicio de autoconsumo de Pemex-Refinación.
 - Propuesta de revisión de los márgenes comerciales que se otorgan a los distribuidores Plus de diesel.
 - Propuesta de revisión de los márgenes comerciales que se otorgan a las Estaciones de Servicio.
 - Nota informativa sobre el impacto de las propuestas presentadas por el ajuste de calidad en Precios Productor, las cuales no han sido autorizadas.
 - Nota informativa sobre la evolución del mercado de combustibles automotrices en la frontera Norte y el resto del país.
 - Propuesta de precio de coque de Minatitlán en modalidad de subasta.
 - Propuesta de cambio en la periodicidad de las referencias internacionales utilizadas y fecha de aplicación, de los mecanismos de precio de los Asfaltos y Propileno Grado Refinería.
 - Propuesta para la modificación del mecanismo de precio público y precio contractual para ASA del Gasavión 100/130.
 - Propuesta de precisión al mecanismo de precio del Propileno Grado Refinería de las refinerías de Cadereyta, Madero, Salamanca, Tula, Minatitlán y Salina Cruz.

-
- Nota informativa sobre la actualización de márgenes comerciales a clientes contractuales diferentes a Estaciones de Servicio y para Estaciones de Servicio de autoconsumo por sus consumos de diesel.
 - Propuesta de modificación del mecanismo para el cálculo de precio de Asfaltos AC-20 y AC-5.
 - Propuesta de prórroga de aplicación del mecanismo de precio de contrato en período de estabilización del coque de la refinería de Minatitlán.
 - Nota informativa sobre la evolución de la venta de Asfaltos.
 - Nota informativa sobre el registro de empresas fabricantes o proveedores de aceites y grasas lubricantes.
 - Propuesta para la determinación de los montos de las cuotas de Franquicia Pemex para Estaciones de Servicio.

Ventas internas

En 2012, Pemex-Refinación comercializó productos petrolíferos por 1,555.5 miles de barriles diarios (MBD), volumen superior 3.6% al comercializado en 2011, es decir, mayor en 54.3 MBD.

El volumen de ventas en 2012 fue menor en 2.8% a la meta proyectada en el POA 2012, al ubicarse 45.3 MBD por debajo de ella, pero superó las previsiones del POT en 2.2%, al resultar 33.9 MBD por arriba de la meta contemplada en el Programa.

Los productos con mayor impacto en el incremento del volumen de ventas en 2012, con respecto a 2011, son: la Gasolina Pemex Premium con 27.3 MBD (45.1%), el coque con 18.8 MBD (60.6%), el combustóleo pesado con 14.9 MBD (7.5%), el Pemex Diesel con 8.8 MBD (2.6%) y el Diesel Industrial Bajo Azufre con 8.7 MBD (23.6%). Estos incrementos, aunados a volúmenes de venta superiores a los observados en 2011, del resto de la mayoría de los productos

petrolíferos, lograron compensar el decremento registrado, en conjunto en 27.5 MBD, de la Gasolina Pemex Magna, de los Asfaltos, del Intermedio 15, del Diesel Marino, de las Especialidades, del Gasavión 100, del Gasóleo doméstico y del Gasnafta.

El desempeño en el período enero–diciembre de 2012 por debajo 2.8% de la meta establecida en el POA, se desprende de la menor comercialización de la mayoría de los productos petrolíferos, toda vez que los únicos productos que presentaron volúmenes de venta por arriba de lo previsto en el programa son el combustóleo pesado, la Gasolina Pemex Premium, el Diesel Industrial Bajo Azufre, el Diesel Marino y las Especialidades.

En cuanto al POT, aun cuando la mayoría de los productos petrolíferos tuvieron volúmenes de venta inferiores a las metas estipuladas en este Programa, el comportamiento superior al contemplado en el POT del combustóleo pesado en 48.6 MBD (29.4%), la Gasolina Pemex Premium en 7.7 MBD (9.6%), el Diesel Industrial Bajo Azufre en 3.7 MBD (8.8%) y las especialidades en 0.3 MBD, permitió que el volumen de ventas del total de petrolíferos en el 2012 superara las proyecciones del POT en 33.9 MBD (2.2%).

Pemex-Refinación: volumen de las ventas internas, enero–diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012 <u>a/</u>	POA (V.1.0)	POT <u>b/</u>
Total Petrolíferos	1,501.2	1,555.5	1,600.8	1,521.7
Gasolinas	799.7	803.7	850.4	807.8
Diesel	383.6	400.5	404.3	399.8
Combustóleo	200.6	214.4	183.7	167.0
Otros <u>c/</u>	117.4	137.0	162.3	147.1

a/ Cifras al 21 de enero de 2013.

b/ Para el primer trimestre de 2012 se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT.

c/ Otros incluye: querosenos, gasóleo doméstico, asfaltos, coque, parafinas, lubricantes básicos y especialidades.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo

Gasolinas

La comercialización de gasolinas en el ejercicio 2012 representó el 51.7% del volumen de ventas total de petrolíferos, ubicándose en 803.7 MBD. Este volumen resultó muy similar al observado en el 2011, siendo superior al mismo en 0.5%, lo que equivale a 4.0 MBD. El desempeño en 2012 no alcanzó la meta del POA en 46.8 MBD, al ubicarse 5.5% por debajo de la misma, pero fue consistente con las proyecciones del POT, siendo 4.1 MBD inferior a la meta estipulada en este Programa, es decir, 0.5% menor que ésta.

El incremento con respecto a 2011, si bien responde al crecimiento económico, se dio a una tasa menor que el mismo.

El desempeño por debajo de las metas previstas en los programas operativos POA y POT 2012, obedece a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía, así como a que consideró un comportamiento en las ventas alineado con éste.

Dentro de las gasolinas destaca el volumen comercializado de Pemex Premium en 2012, superior al observado en 2011, así como por arriba de las metas estipuladas en el POA y en el POT 2012, en contraste al volumen de ventas de la gasolina Pemex Magna en 2012, inferior al observado en el año anterior, así como por debajo de las previsiones del POA y del POT 2012. Lo anterior se explica principalmente por el cambio en el patrón de consumo derivado de la reducción en el diferencial del precio entre las dos gasolinas.

Pemex-Refinación: ventas internas de gasolinas, enero-diciembre 2011-2012

(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Gasolinas	799.7	803.7	850.4	807.8
Pemex Magna	738.6	715.3	792.0	726.8
Pemex Premium	60.6	87.9	57.6	80.2
Otras ^{c/}	0.5	0.5	0.8	0.8

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013.

^{b/} Para el primer trimestre se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT

^{c/} Otros incluye Gasavión 100, Gasnafta y Gasolvente.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo.

Diesel

El volumen de ventas de Diesel en 2012 fue de 400.5 MBD, que contribuyó al 25.7% del volumen total de ventas de petrolíferos. Este desempeño representa un incremento de 4.4% con respecto al observado en el ejercicio 2011, equivalente a 16.9 MBD, y un comportamiento conforme a lo contemplado en los programas operativos POA y POT 2012, al ubicarse sólo 0.9%, equivalente a 3.8 MBD, por debajo de la meta estipulada en el primero, y 0.2%, equivalente a 0.7 MBD, por arriba de la meta contemplada en el POT.

El volumen comercializado de Diesel para uso automotriz (Pemex Diesel) representó el 84.7% del volumen total de ventas de Diesel en 2012, con 339.4 MBD. Lo anterior resultó en un incremento de 2.6% con respecto al comportamiento registrado en 2011, equivalente a una comercialización superior en 8.8 MBD. El volumen de ventas en el 2012 no alcanzó la meta registrada en el POA, al ubicarse 5.5% por debajo de ésta, lo que equivale a un volumen 19.7 MBD menor de lo que se tenía contemplado, pero fue consistente con lo previsto en el POT, cuya meta se cumplió en 99.9%.

El incremento en el volumen comercializado de Pemex Diesel en 2012, con respecto a 2011, responde: a la creación de nueva infraestructura carretera que demandó volúmenes importantes de Pemex Diesel; al movimiento del autotransporte de pasajeros, en sustitución de viajes en vehículos particulares, debido a la inseguridad en los traslados en carretera; y a la baja disponibilidad de gas natural, derivada de condiciones de fuerza mayor que se presentaron en Pemex Gas y Petroquímica Básica, que originó que algunos clientes compensaran sus insumos con Pemex Diesel. El desempeño por debajo de la meta prevista en el POA 2012, responde a que la programación fue optimista con respecto al crecimiento de la economía.

El consumo de Diesel Industrial Bajo Azufre en 2012 fue de 45.5 MBD, superior en 23.6% al observado en 2011, así como por arriba de lo proyectado en los programas operativos POA y POT 2012, en 51.1% y

8.8%, respectivamente. Lo anterior se explica, principalmente, por la sustitución de combustóleo por Diesel Industrial Bajo Azufre en el sector agrícola e industrial, aunado a la baja oferta de gas natural, derivada de causas de fuerza mayor que se presentaron en Pemex Gas y Petroquímica Básica, que ha ocasionado que los sectores industrial y energético compensen sus requerimientos con Diesel Industrial Bajo Azufre.

Pemex-Refinación: ventas internas de diesel enero-diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	Diferencia Volumétrica	Diferencia Porcentual
Diesel Total	383.6	400.5	16.9	4.4
Pemex Diesel	330.6	339.4	8.8	2.6
Diesel Industrial Bajo Azufre	36.8	45.5	8.7	23.6
Diesel Marino	16.1	15.6	-0.5	-3.0

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por redondeo.

Querosenos

En 2012, el volumen de ventas de turbosina fue de 59.3 MBD, superior al observado en 2011 en 3.2 MBD, lo que representa un incremento de 5.6%. La comercialización de turbosina en 2012 fue 8.6% inferior a la meta contemplada en el POA, es decir, 5.6 MBD por debajo de ésta; empero, con respecto al POT, la meta se cumplió en 98.2%.

El volumen comercializado de turbosina en 2012, por arriba del observado en el año anterior, es consecuencia, entre otras causas, del incremento en el número de pasajeros, tanto de origen nacional como extranjero, fomentado en gran parte por la inauguración de nuevas rutas y más frecuencias semanales, tanto de itinerario regular como de temporada, el aumento en el número de asientos, mayor conectividad, así como por el incremento de líneas aéreas de origen externo, con una oferta de turbosina acorde a la dinámica del mercado.

El desempeño por debajo de la meta establecida en el POA 2012 se debe, básicamente, a que el Programa consideró un volumen de

ventas similar al observado en 2008, previo a la salida del mercado de algunas líneas aéreas que cubrían vuelos nacionales e internacionales. La estimación del POT fue ajustada a la baja, con relación a la del POA, para reflejar mejor la dinámica del mercado, por lo que la diferencia del desempeño en 2012, con respecto a la meta registrada en el POT, resultó poco significativa.

Gasóleo Doméstico

El volumen de ventas de gasóleo doméstico en el ejercicio 2012, de 0.6 MBD, resultó inferior al comercializado en 2011 en 6.0%, es decir, 0.04 MBD por debajo. Las metas previstas en los programas operativos POA y POT 2012 no se alcanzaron, en 27.7% y 29.3%, respectivamente. Este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico, por lo que su consumo está sujeto, sobre todo, a las condiciones climatológicas en el norte del país. En 2012, la temporada de frío se retrasó, lo que explica que las ventas en 2012 hayan sido menores a las observadas en 2011. El desempeño por debajo de las metas estipuladas en los programas operativos, responde a que el invierno no fue tan frío como se esperaba.

Combustóleo

El volumen de ventas de combustóleo pesado en 2012, representó el 99.8% del volumen comercializado de combustóleo pesado e Intermedio 15, con 214.0 MBD. Este comportamiento significó un incremento de 7.5% sobre la comercialización del producto en 2011, y superó las metas de los programas operativos POA y POT 2012, en 17.9% y 29.4%, respectivamente.

Este comportamiento fue originado, principalmente, por la falta de lluvias, así como por el anuncio de suspensión en el suministro de gas natural, que ocasionó su escasez, situaciones que resultaron en un aumento del consumo de combustóleo pesado por parte de CFE, en sustitución de estas fuentes de energía para la generación de electricidad.

Coque

El volumen de ventas de coque en 2012 se ubicó en 49.8 MBD, superior en 60.6% al alcanzado en 2011, pero por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT 2012, en 16.8% y en 8.3%, respectivamente.

El comportamiento en 2012 por arriba del observado en 2011 responde, principalmente, a la puesta en operación de la planta coquizadora de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán.

La comercialización en 2012, por debajo de lo contemplado en los programas operativos, se debió, en su mayoría, a condiciones climatológicas adversas, y a bloqueos por parte de grupos transportistas en la zona de Minatitlán, en diversos intervalos de tiempo durante el año, que obstaculizaron el desalojo del producto en la Refinería, aunado a problemas de infraestructura en este mismo Centro Productor.

Asfaltos

El volumen comercializado de asfaltos en 2012 fue de 22.3 MBD, inferior en 9.4% al alcanzado en 2011, y por debajo de las metas planteadas en el POA y en el POT 2012, en 26.9% y 6.5%, respectivamente.

La principal causa de la caída en las ventas en 2012, con respecto a 2011, y del incumplimiento al POA y al POT, fue la reparación mayor que se realizó a la Planta Primaria II de la refinería de Salina Cruz, del 10 de septiembre al 17 de noviembre de 2012, que provocó una disminución sustancial en la disponibilidad de asfalto en el Sureste y Golfo de la República.

Lubricantes Básicos

El volumen vendido de lubricantes básicos en 2012 ascendió a 3.9 MBD, superior en 3.5% al volumen comercializado en 2011, pero por

debajo de las metas establecidas en el POA y en el POT 2012, en 27.5% y 39.9%, respectivamente.

El incremento con respecto al volumen comercializado en 2011, resulta del repunte en la producción en el último trimestre de 2012, que derivó en una mayor disponibilidad del producto.

El comportamiento por debajo de las metas contempladas en el POA y en el POT 2012, se debe a complicaciones operativas y a problemas con la calidad del producto en la refinería de Salamanca.

Parafinas

El volumen comercializado de parafinas durante 2012, de 0.8 MBD, resultó 3.2% superior al observado en 2011, pero inferior a la meta anotada en los programas operativos POA y POT 2012, en 13.7% y 35.2%, respectivamente.

El desempeño por arriba del observado en 2011 obedece al repunte en la producción en el último trimestre de 2012, que implicó mayor disponibilidad del producto, mientras que la comercialización por debajo de las metas registradas en el POA y en el POT 2012, se debe a complicaciones operativas y a problemas con la calidad del producto en la refinería de Salamanca.

Especialidades

En 2012 se comercializaron 0.3 MBD de especialidades, volumen inferior al observado en el año anterior en 38.3%. Este comportamiento resulta de un ajuste en los parámetros de producción que trajo como consecuencia una menor disponibilidad del producto.

Productos Petroquímicos

En 2012, las cifras al 21 de enero de 2013 indican que Pemex-Refinación comercializó 656.3 mil toneladas de productos petroquímicos, volumen que resultó superior en 124.8%, al registrado en 2011, lo cual deriva, en gran parte, del inicio de la comercialización por parte de Pemex-Refinación de la materia prima para negro de

humo en mayo de 2012. El desempeño en 2012 superó la expectativa del POA 2012 en 16.0%, pero no alcanzó la meta establecida en el POT, al ubicarse 24.9% por debajo de la misma.

Propileno

El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) en 2012 se ubicó en 347.1 mil toneladas, 20.4% superior al observado en 2011, e inferior a las metas establecidas en el POA y en el POT 2012, en 37.4% y 28.6%, respectivamente.

La comercialización en 2012, por arriba de la observada en 2011, deriva de la entrada en operación de la Planta Catalítica II en la refinería de Minatitlán.

El desempeño por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT 2012, obedece a una disponibilidad del producto menor a la contemplada, debido, principalmente a: que la producción en la refinería de Minatitlán no se ha dado conforme se había estimado en los programas operativos, debido a la falta del balance de vapores; un incidente en la refinería de Madero que dejó fuera de operación la Planta Catalítica I, de agosto a diciembre de 2012; y a que los mantenimientos programados a las plantas catalíticas en el Sistema Nacional de Refinación se han extendido más de lo previsto.

Materia Prima para Negro de Humo (MPNH)

En 2012 se comercializaron 306.6 mil toneladas de MPNH, lo que resultó inferior a lo contemplado en el POT en 18.9%, es decir, 71.4 mil toneladas por debajo de la meta prevista en el Programa. Esto es resultado de la baja disponibilidad de MPNH para ventas al mercado nacional, ocasionada por la explosión de la caldera de la planta Hidros de Nafta U-300 de la refinería de Madero, el 13 de agosto de 2012, que impactó negativamente la operación de la catalítica I, misma que inició operaciones hasta finales de diciembre de 2012.

Valor de las Ventas Internas de Petrolíferos

Las ventas internas de productos petrolíferos comercializados por Pemex-Refinación durante el período enero–diciembre de 2012, resultaron en ingresos por 714,274.2 millones de pesos, lo que representa, sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, la generación de un ingreso adicional con respecto al mismo período de 2011 de 93,019.7 millones de pesos, es decir, un incremento del 15.0%.

Con respecto al POA, los ingresos obtenidos por la comercialización de petrolíferos en 2012, también sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, fueron 3.8% inferiores a la meta estipulada en el mismo, y en relación con el POT, se ubicaron 17.7% por debajo de la meta contemplada en este programa.

Pemex-Refinación: valor de las ventas internas de petrolíferos, enero-diciembre 2011-2012 ^{a/}
(millones de pesos)

	2011	2012	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	621,254.5	714,274.2	742,257.5	867,406.3
Gasolinas	328,870.2	369,165.1	426,442.4	494,137.8
Diesel	166,241.2	193,722.6	200,892.7	242,945.3
Combustóleo	80,265.5	99,839.9	67,761.4	75,513.3
Otros ^{c/}	45,877.6	51,546.6	47,161.1	54,809.8

^{a/} Cifras al 21 de enero de 2013 .

^{b/} Para el primer trimestre se utilizó la versión 1.1 del POT, para el segundo la versión 3.1 del POT, para el tercero la versión 6.1 del POT, y para el cuarto la versión 9.1 del POT

^{c/} Otros incluye: querosenos, gasóleo doméstico, asfaltos, coque, parafinas, lubricantes básicos y especialidades.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total por el efecto del redondeo.

Valor de las Ventas Internas de Petroquímicos

Por lo que respecta a la comercialización de productos petroquímicos por parte de Pemex-Refinación, en 2012 se alcanzó un monto de ventas de 6,544.9 millones de pesos, cifra que refleja un incremento de 47.9%, equivalente a 2,120.7 millones de pesos, al comparar con respecto a 2011. En lo tocante al POA 2012, los ingresos obtenidos en el período de estudio resultaron 38.3% inferiores a la meta estipulada en este programa, y en relación con el POT, se ubicaron 9.2% por debajo de lo previsto.

1.4. Mercado internacional

En el período enero–diciembre de 2012, la balanza comercial de Pemex-Refinación presentó un saldo negativo de 511.4 miles de barriles diarios (MBD). Este déficit en la balanza comercial de 2012 es 4.7% mayor al obtenido en 2011, lo que equivale a 23.0 MBD.

El volumen de las exportaciones netas en la balanza comercial de 2012, fue menor a lo previsto en el POA en 34.6%, y a lo estipulado en el POT en 27.2%.

Exportaciones

El volumen exportado en 2012 totalizó 72.4 MBD, disminuyendo en 35.0 MBD con respecto a 2011, lo que representa un decremento del 32.6%. Las exportaciones en 2012 fueron mayores en 11.3% a lo previsto en el POA, y menores a lo estipulado en el POT en 12.9%.

Pemex-Refinación: balanza comercial, enero-diciembre 2011-2012
(miles de barriles diarios)

	2011	2012 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-488.4	-511.4	-380.0	-402.1
Exportaciones	107.4	72.4	65.0	83.1
Importaciones ^{c/}	595.8	583.7	445.1	485.1

^{a/} Cifras con corte al 23 de enero de 2013.

^{b/} Para enero-marzo se consideró el POT I (vers 1.1), para abril-junio POT II (vers 3.1), para julio-septiembre POT III (vers 6.1), para octubre-diciembre POT IV (vers 9.1).

^{c/} No incluye volúmenes de Petroquímicos importados.

La disminución en las exportaciones de combustóleo en 31.1 MBD en 2012, con respecto a 2011, es la principal causa en la variación de volúmenes, lo cual deriva de la entrada en operación de la Planta Coquizadora de la refinería de Minatitlán a partir de enero de 2012, ya que el combustóleo es la carga que se utiliza para el proceso de dicha planta, lo que genera disminución en la disponibilidad del mismo para ventas.

Importaciones

El volumen de las importaciones en 2012 fue por 583.7 MBD, menor al registrado en 2011 en 2.0%, lo que representa una disminución de 12.1 MBD.

Las importaciones observadas en 2012, fueron mayores 31.2% a las proyectadas en el POA, y 20.3% con respecto a lo contemplado en el POT. Lo anterior se debe a la disminución de la producción nacional con respecto a lo que se había estimado, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR.

El diesel, la gasolina Premium y el combustóleo fueron los productos que tuvieron mayor impacto, ya que se importaron volúmenes superiores a los previstos en el POA en 77.4 MBD, 60.9 MBD y 41.2 MBD, equivalentes a 139.7%, 222.4% y 1,188.6% por arriba de los proyectados en dicho programa operativo, respectivamente.

Valor del comercio exterior

El importe de las exportaciones en 2012 fue por 2,503.8 millones de dólares, 29.2% menor con respecto al reportado en 2011.

Al comparar con valores estimados, el importe observado de las exportaciones en el período de análisis fue mayor en 32.6% al proyectado en el POA, y menor en 13.2% con respecto al previsto en el POT.

Pemex-Refinación: valor de la balanza comercial, enero-diciembre 2011-2012
(millones de dólares)

	2011	2012 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-23,737.6	-25,300.6	-14,053.1	-18,841.6
Exportaciones	3,538.9	2,503.8	1,888.8	2,883.2
Importaciones ^{c/}	27,276.4	27,804.4	15,942.0	21,724.8

^{a/} Cifras con corte al 23 de enero de 2013.

^{b/} Para enero-marzo se consideró el POT I (vers 1.1), para abril-junio POT II (vers 3.1), para julio-septiembre POT III (vers 6.1), para octubre-diciembre POT IV (vers 9.1).

^{c/} Incluye el importe pagado por productos Petroquímicos importados.

El valor de las importaciones en 2012 fue por 27,804.4 millones de dólares, mayor en 528.0 millones de dólares al monto de las importaciones en 2011, lo que representa un incremento de 1.9%. Este importe fue mayor en 74.4% al pronosticado en el POA, y en 28.0% al previsto en el POT.

2. Presupuesto de inversión en devengable

Pemex-Refinación: avance del ejercicio presupuestal del programa de inversiones en devengado, enero-diciembre 2012 (millones de pesos)											
GF FUNCIÓN	AP	Presupuesto original anual (1)	Presupuesto modificado anual (2)	Presupuesto al periodo (3)	Ejercicio al periodo (4)	Variaciones		Particip. en la variación (7)	Avance del periodo		
						Absoluta (5) = (4) - (3)	Relativa (6) = (5) / (3)		Aprobado (8) = (4) / (1)	Autorizado (9) = (4) / (2)	
	Total	40,843.9	30,834.1	30,834.1	28,063.4	-2,770.7	-9.0	100.0	68.7	91.0	
1	BUEN GOBIERNO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	
001	Función Pública y buen gobierno	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	
3	DESARROLLO ECONÓMICO	40,843.9	30,834.1	30,834.1	28,063.4	-2,770.7	-9.0	100.0	68.7	91.0	
226	Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	22,044.0	17,704.4	17,704.4	15,546.9	-2,057.5	-11.6	74.3	71.0	88.4	
	Minatitlán	265.5	732.5	732.5	732.5	0.0	0.0	0.0	275.9	100.0	
	Estudio de pre inversión para la Conversión de residuales Salamanca	885.4	308.3	308.3	272.8	-35.5	-11.5	1.3	30.8	88.5	
	Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca	3,925.3	307.6	307.6	195.5	-112.1	-36.4	4.0	5.0	63.6	
	Estudio de pre inversión para un nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo	1,935.1	379.5	379.5	358.7	-20.7	-5.5	0.7	13.5	94.5	
	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	440.9	30.7	30.7	25.6	-5.1	0.0	0.2	-	0.0	
	Tren energético de la Refinería de Cadereyta	544.9	180.2	180.2	2.7	-177.4	0.0	6.4	0.5	0.0	
	Otras inversiones	14,043.8	15,765.7	15,765.7	14,059.0	-1,706.7	-10.8	61.6	100.1	89.2	
227	Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	7,391.6	5,434.4	5,434.4	5,167.1	-267.3	-4.9	9.6	69.9	95.1	
	Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan - México	591.4	691.2	691.2	671.3	-20.0	-2.9	0.7	13.5	97.1	
	Modernización Flota mayor	386.6	301.1	301.1	301.1	0.0	0.0	0.0	77.9	0.0	
	Implantación del sistema SCADA a siete poliductos de la Red Nacional de Ductos de Pemex Refinación	296.9	141.0	141.0	141.7	0.8	0.5	0.0	47.7	100.5	
	Terminal de Almacenamiento y Distribución Tapachula	261.0	178.1	178.1	145.4	-32.7	-18.3	1.2	55.7	0.0	
	Otras inversiones	5,855.7	4,123.0	4,123.0	3,907.6	-215.5	-5.2	7.8	66.7	94.8	
228	Comercialización de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	27.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Otras inversiones	27.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
230	Entorno ecológico	11,381.1	7,695.3	7,695.3	7,249.4	-445.9	-5.8	16.1	63.7	94.2	
	Estudio de pre inversión para ingenierías básicas de Calidad de Combustibles	339.6	516.7	516.7	449.9	-66.8	-12.9	2.4	132.5	87.1	
	Calidad de los combustibles	8,744.5	6,871.4	6,871.4	6,648.1	-223.3	-3.2	8.1	76.0	96.8	
	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	332.4	5.5	5.5	5.2	-0.3	-5.5	0.0	1.6	94.5	
	Construcción de una planta tratadora de aguas amargas en la refinería Madero	163.4	6.5	6.5	6.1	-0.4	-6.5	0.0	3.7		
	Otras inversiones	1,801.2	265.2	265.2	140.2	-155.1	-52.5	5.6	7.8	47.5	

1/sin SPVTS

Causas de las variaciones más importantes.

Actividad institucional 226 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones

Minatitlán (proyecto asociado). Se realizó el cierre administrativo de este proyecto, derivado a que la SHCP no lo autorizó para 2013. Los cargos pendientes se direccionaran a programas presupuestarios vigentes.

Actividad institucional 227 “Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”:

- Otras inversiones
 - Restauración TV-211; atraso en la ejecución de la obra imputable a la Contratista, pendiente la autorización de convenio de ampliación al plazo.
 - Restauración TV-103, TV-105 y TV-501; atraso en la ejecución de la obra imputable a la Contratista por falta de material y personal propuesto por la contratista, pendiente autorización de convenio de ampliación al plazo, también se está tramitando el convenio de ampliación al monto.
 - Restauración de Circuitos de Crudo, Magna, Diesel y Lastre; atraso en la ejecución de la obra imputable a la contratista por falta de personal propuesto por la contratista y autorización de libranzas para las líneas de magna y turbosina, y no se autorizaron las libranzas del circuitos de crudo y lastre.

3. Seguridad industrial, protección ambiental

Avances en la implantación del sistema Pemex-SSPA en Pemex-Refinación

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

A través de las visitas del Subdirector de SASIPA y de su personal a los Centros de Trabajo, se instruye a los Mandos Medios a reforzar la aplicación de procedimientos críticos, la supervisión del personal en la ejecución de los trabajos, la elaboración adecuada del Análisis de Seguridad en los Trabajos y la aplicación del Análisis Causa Raíz a todos los accidentes e incidentes.

Asimismo, se mantuvo la elaboración y difusión de Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

De mayo a diciembre se ejecutó el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” con las siguientes actividades relevantes:

Se realizó el mapeo inicial y con base a este ejercicio, se elaboró un Plan General de Proyecto para la ejecución del proyecto, a través del soporte técnico (entrenamiento) a la Organización Estructurada (Equipos y Sub equipos de Liderazgo) y a la Función SSPA en los niveles estratégico, táctico y operativo del Organismo.

En la Subdirección de Producción se estableció la Organización Estructurada del ELSSPA, así mismo su membrecía, roles y responsabilidades de acuerdo a la guía corporativa. Se dio soporte técnico a la función SSPA en el Sistema Nacional de Refinación para fortalecer su rol como asesor, normativo y auditor de los ELSSPA y

SELSSPA, mientras que en las refinerías se trabaja en el ciclo de ejecución de los Sub equipos de Disciplina Operativa, Auditorías Efectivas, Investigación y Análisis de Incidentes, así como en el entrenamiento al personal de la Función SSPA para que ejecuten su rol antes mencionado.

En la Subdirección de Distribución se continúa con el proceso de Soporte Técnico a ELSSPA, Sub equipos de Liderazgo de SSPA y Función SSPA en todas las unidades de implantación con el objeto de consolidar los programas detallados para cada uno de ellos.

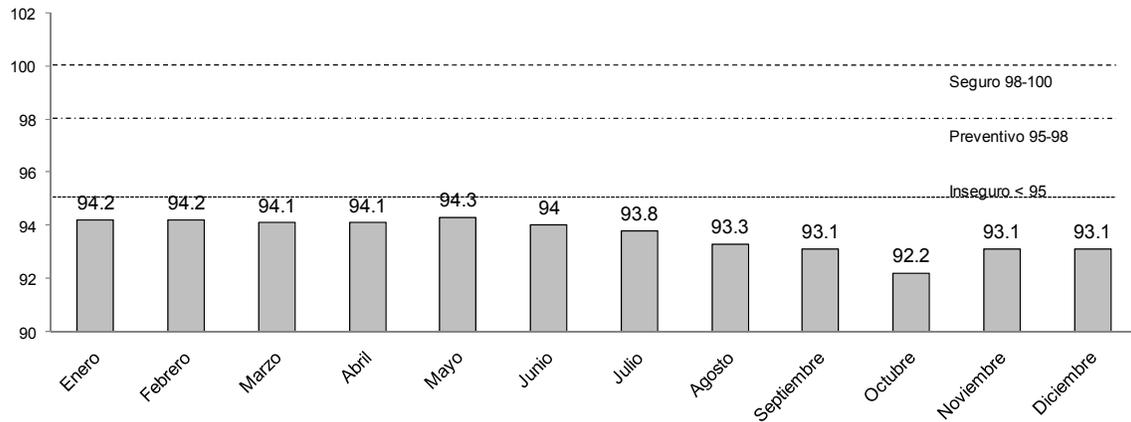
En la Subdirección de Almacenamiento y Reparto se continuó con el apoyo para la revisión del ELSSPA y SELSSPA de la Subdirección para poder potenciar los resultados en sus unidades de implantación.

Se integró el esfuerzo del Plan Emergente de Contención de Accidentes emitido por la SASIPA en el Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación del corporativo, la SASIPA, DuPont y el Propio Centro de Trabajo, primero en Producción (se inició en 2012 con las refinerías Francisco I. Madero y Lázaro Cárdenas) para extender su aplicación a todos los Centros de Trabajo de Pemex-Refinación en el siguiente año. Las líneas incluidas en este plan rector son: la planeación y ejecución segura de los trabajos, el cumplimiento de procedimientos operativos, la identificación y control de riesgos críticos y el reforzamiento de la práctica de Auditorías Efectivas.

Auditorías efectivas (AE)

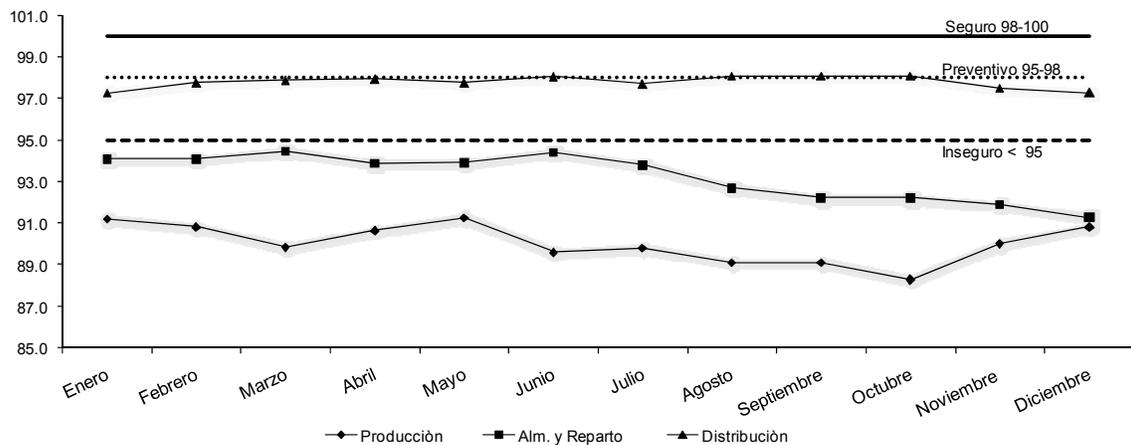
Durante 2012 se realizaron, en las tres subdirecciones, un total de 425,433 Auditorías Efectivas y el valor promedio alcanzado de Índice de Actos Seguros (IAS) fue de 93.1%.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, enero-diciembre 2012



La siguiente gráfica muestra el IAS de enero a diciembre de 2012, desglosado por Subdirección y por mes.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, por subdirección y por mes, enero-diciembre 2012



Disciplina Operativa (DO)

DO se considera clave para el proceso de implantación del Sistema PEMEX-SSPA en Pemex-Refinación.

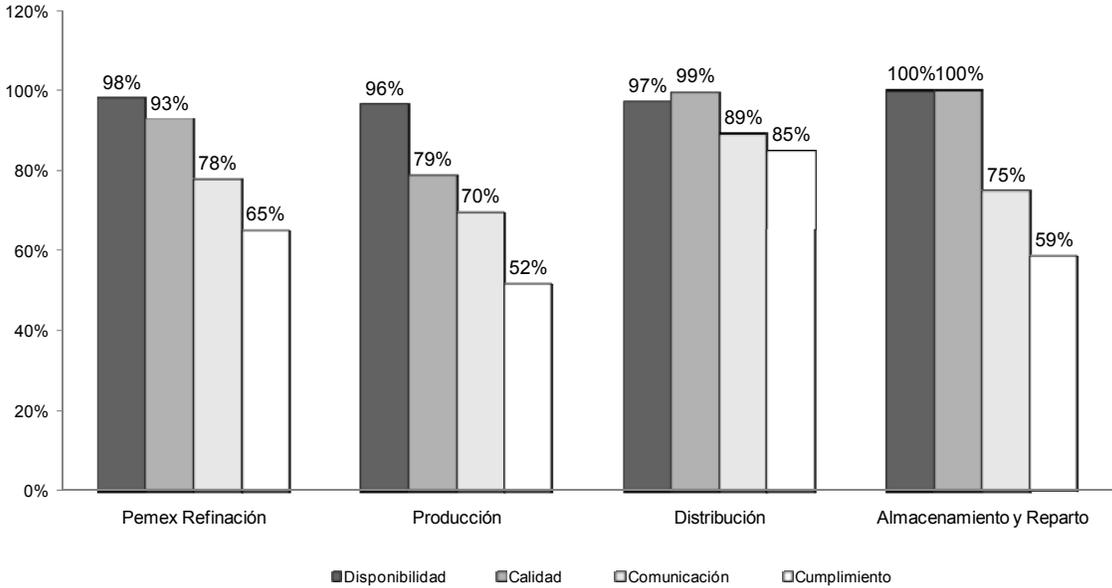
Se da atención especial al cumplimiento de los Procedimientos Críticos.

Durante noviembre, se llevó a cabo la Semana de Estandarización de Procedimientos Críticos, en donde se sumaron esfuerzos de las Subdirecciones Operativas de Pemex-Refinación con el objetivo de establecer altos estándares de seguridad para la ejecución de trabajos.

Se continúa la Implantación de la herramienta Institucional SISDO para la administración de DO en los Centros de Trabajo, actualmente en proceso de capacitación.

Durante el período enero-diciembre de 2012 se observó avance en el proceso de Disciplina Operativa (DO), que se presenta por Subdirección en la gráfica siguiente:

Pemex-Refinación: disciplina operativa, por subdirección y por etapa del proceso, enero-diciembre de 2012



Las variaciones observadas en los datos, en los informes presentados se deben a que el inventario de procedimientos en cada Unidad de Implantación no es constante a través del tiempo, lo cual es propio de este proceso dinámico durante la etapa de implantación.

3.1 Seguridad industrial

Índices de frecuencia y gravedad

Durante 2012, en Pemex-Refinación se registraron 91 accidentes incapacitantes, cifra similar a la obtenida en el mismo período de 2011. El índice de frecuencia que se calcula considerando el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, se mantuvo con un valor de 0.76.

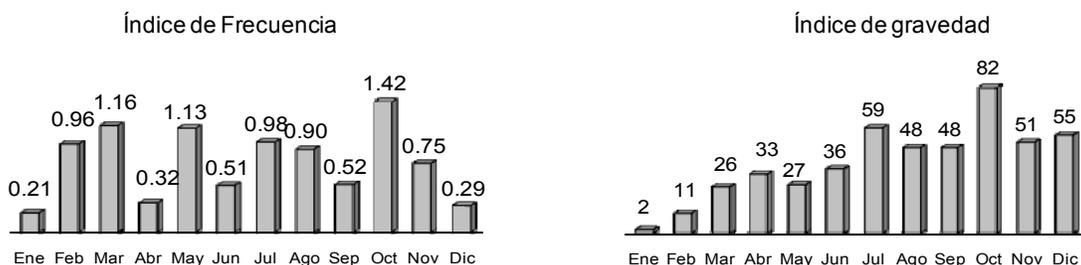
Por lo que corresponde al índice de gravedad, el cual relaciona el número de días perdidos debido a lesiones incapacitantes por cada millón de horas-hombre laboradas, aumentó de 38 a 40.

Pemex-Refinación: estadísticas de accidentes personales por Subdirección enero-diciembre 2011-2012 ^{a/}

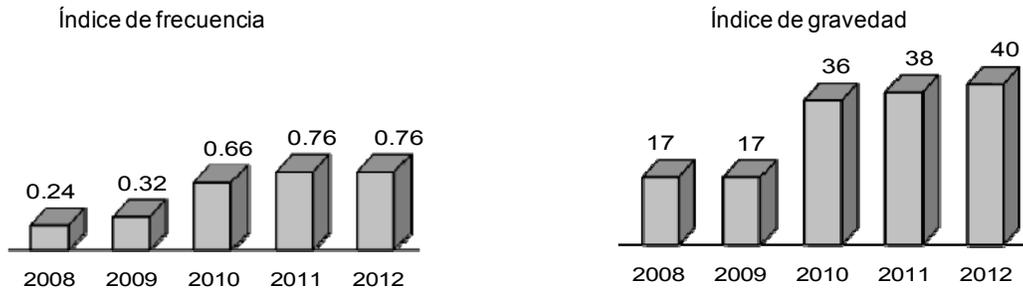
	No. de accidentes		Índice de frecuencia		Índice de gravedad	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Subdirección de Producción	74	74	1.29	1.30	62	69
Subdirección de Distribución	11	11	0.37	0.37	20	24
Subdirección de Almt. y Reparto	6	6	0.23	0.23	12	5
Subdirección de Proyectos	0	0	0.00	0.00	0	0
Oficinas Centrales	1	0	0.17	0.00	8	0
Global Pemex-Refinación	92	91	0.76	0.76	38	40

^{a/} Los índices están calculados sobre la base de un millón de horas-hombre laboradas, (Método ANSI).

Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, mensual enero-diciembre de 2012



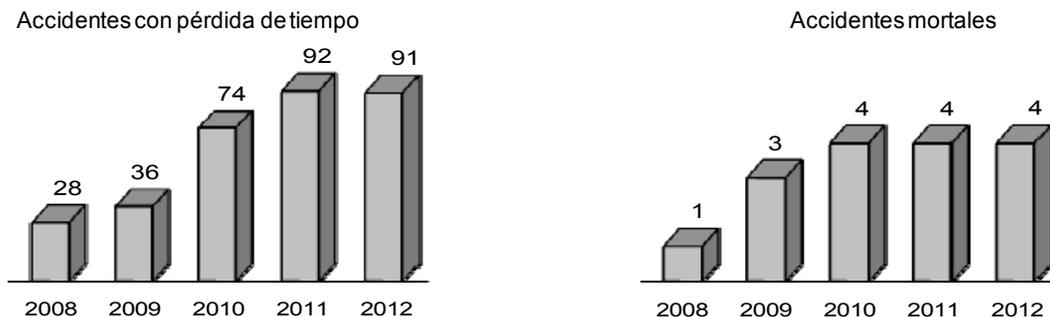
Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad acumulado, enero-diciembre de 2008-2012



Los índices de frecuencia y gravedad en el período enero-diciembre de 2012 rebasaron la meta establecida, lo cual nos obliga a redoblar esfuerzos en el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” y Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación del corporativo, la SASIPA, DuPont y el Propio Centro de Trabajo para obtener mejores resultados.

En el período enero-diciembre de 2012, ocurrieron 4 accidentes fatales en Pemex-Refinación.

Pemex-Refinación: accidentes con pérdida de tiempo y accidentes mortales, enero-diciembre de 2008-2012



3.2 Protección ambiental

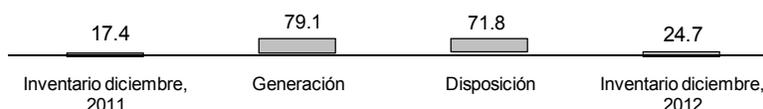
i. Residuos peligrosos

El inventario final de residuos peligrosos en Pemex-Refinación a diciembre de 2012 es de 24.7 Mton, cifra mayor respecto a la

reportada en diciembre de 2011 de 17.4 Mton; la cantidad generada en este período fue de 79.1 Mton, la cual es mayor en comparación a las 50.7 Mton del mismo período de 2011, asimismo, la disposición final de 71.8 Mton del período enero-diciembre de 2012, es superior respecto a las 62.8 Mton reportadas para el mismo período de 2011.

El desempeño en el manejo de los residuos peligrosos del período enero-diciembre de 2012 (disp. /gen. = 0.91) es inferior al correspondiente del mismo período de 2011 (disp. /gen. = 1.24).

Pemex-Refinación: inventario de residuos peligrosos, enero-diciembre 2012
(miles de toneladas)



En relación a la Licitación Pública para la enajenación de 17.2 ton de acumuladores gastados plomo-ácido y 24,600 litros de aceites gastados, con motivo del cambio en el procedimiento para su enajenación onerosa por parte de la SUAP y al cumplimiento del período límite de almacenamiento establecido por Ley, se gestionó el servicio de recolección y disposición final de los mismos a partir de enero de 2013.

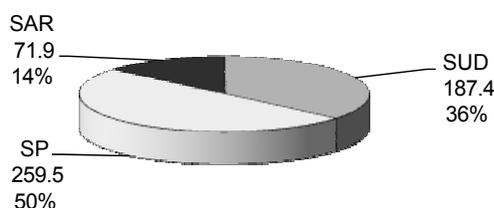
Continúan en revisión, en la etapa de consulta pública, los anteproyectos de Norma Oficial Mexicana, PROY-NOM-160-SEMARNAT-2011, “Que establece los elementos y procedimientos para formular los planes de manejo de residuos peligrosos” y el PROY-NOM-161-SEMARNAT-2011, “Que establece los criterios para clasificar a los residuos de manejo especial y determinar cuáles están sujetos a plan de manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo”.

ii. Suelos

A diciembre de 2012 se registra un inventario de 658 sitios contaminados, de estos, 618 sitios se localizan en centros de trabajo de la Subdirección de Distribución, 34 en la Subdirección de Almacenamiento y Reparto y los 6 restantes en la Subdirección de Producción.

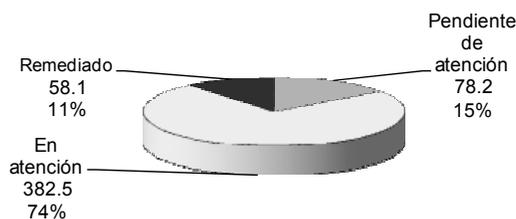
Los 658 sitios representan 518.8 ha contaminadas que actualmente están en proceso de atención o pendientes de obtener la liberación por parte de la SEMARNAT.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados a diciembre de 2012



Con relación a la atención del inventario, se tienen 58.1 hectáreas que ya fueron remediadas pero están en trámite de liberación por parte de la SEMARNAT. Adicionalmente, se tienen 382.5 ha en proceso de atención y 78.2 ha están pendientes de atender.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (518.8 ha)



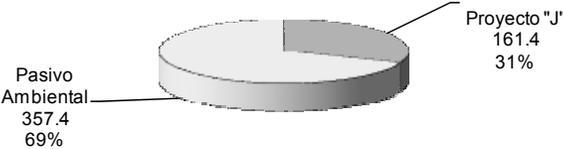
Por otra parte, se realizan las consultas correspondientes con las áreas de SEMARNAT-PROFEPA, con la finalidad de obtener la conclusión de los trabajos de remediación de las 58.1 hectáreas, de

las cuales 55.4 ha corresponden a 278 sitios de la Subdirección de Distribución.

Respecto al presupuesto asignado durante 2012, se asignaron 300.3 mmp para la continuación de los trabajos de remediación del Pantano Santa Alejandrina, las TAR de La Paz, Guaymas, Rosarito, Jalapa, 18 de Marzo, San Luis Potosí y Veracruz, así como para el inicio de los trabajos de remediación en la TAR Querétaro, adicionalmente, para la caracterización de la refinería Cadereyta y de la TAR Añil.

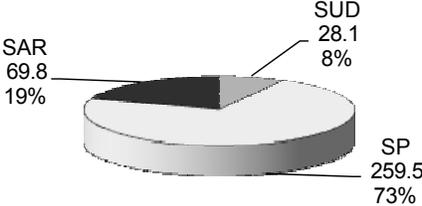
De acuerdo al origen del presupuesto para su atención, las 518.8 ha se tienen clasificadas de la siguiente manera:

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (518.8 ha)



Con base en la Matriz de Registro Ambiental, el presupuesto estimado para la atención de las 357.4 ha (incluye 13.4 ha remediadas) es de 2,867 millones de pesos. El área estimada como pasivo ambiental por Subdirección es:

Pemex-Refinación: pasivo ambiental (357.4 ha)



iii. Uso del agua

En cuanto al uso de agua, en el período enero-diciembre de 2012, el nivel del indicador se mantiene con el mismo desempeño respecto al reportado en el mismo período de 2011, al ser de 2.0 m³ de agua/ton de crudo procesado; sin embargo, es mayor en 11.1% con respecto a la meta establecida de 1.80 m³ de agua/ton de crudo procesado.

Pemex-Refinación: volumen de agua total de uso
(m³/toneladas de crudo procesado)



Es importante mencionar, que el proceso de crudo del período enero-diciembre de 2012 es mayor en 3.4% respecto al período correspondiente de 2011. El incremento en el proceso se registró principalmente en las refinерías de Minatitlán, Madero y Cadereyta.

Aguas Residuales

En el período enero-diciembre de 2012, respecto al mismo período de 2011, se presentó un decremento de 62 toneladas de contaminantes totales en las aguas residuales, que equivale a un 3.8%. Dicho decremento se observó principalmente en las refinерías de Tula y Cadereyta, en los parámetros de sólidos suspendidos y nitrógeno, debido a que durante 2011 se presentaron altos valores en ambos parámetros.

Pemex-Refinación: emisión total de contaminantes en descargas de agua residual
(toneladas)



El volumen de las aguas residuales descargadas en todo el sistema en el período enero-diciembre de 2012 fue de 44.1 millones de m³, cifra similar a la del mismo período de 2011 que fue de 44.2 millones de m³, lo anterior, se debe principalmente a que el mayor volumen descargado en la refinería de Salamanca se compensó con lo reportado por la refinería de Minatitlán. Es importante resaltar que, actualmente el volumen de agua descargada por la refinería de Salamanca es mayor que el enviado a tratamiento a su PTAR.

Pemex-Refinación: volumen de descarga de agua residual (millones de m³)



Con la finalidad de rehabilitar los equipos y procesos del área de efluentes, para cumplir con los parámetros de descarga y envío de agua a la PTAR, así como aprovechar el agua tratada, se elaboran las bases de licitación de los proyectos autorizados por la SHCP de las refinerías de Madero, Salamanca y Tula, adicionalmente se aprobaron por parte de la SHCP los proyectos de inversión de las refinerías de Minatitlán y Cadereyta.

iv. Aire

Con relación al período enero-diciembre de 2012, las emisiones de CO₂ a la atmósfera fueron de 14.5 millones de toneladas, lo cual representa un ligero incremento respecto al del mismo período de 2011, equivalente a 0.2 millones de toneladas en el presente año.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2011-2012			
	2011	2012	Variación porcentual
	(1)	(2)	
Emisiones CO ₂ (millones de toneladas)	14.3	14.5	1.8

Con relación a la suma de las emisiones de SOx, NOx y Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC), se presentó durante el período enero-diciembre de 2012 un ligero incremento respecto al mismo período de 2011. Con relación a las emisiones de SOx, durante 2012 se observó un decremento de 17.1 Mton con respecto al mismo período de 2011.

Cabe señalar, que el incremento de CO2, refleja en parte, un cambio en la operación de las fuentes fijas por la eliminación del parámetro de exceso de aire, de acuerdo a la nueva versión de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2011-2012 (miles de toneladas)			
	2011 (1)	2012 (2)	Variación porcentual (2)/(1)
Total	310.6	291.2	6.3
Óxidos de Nitrógeno	28.9	29.6	2.1
SOx	252.6	235.5	-6.8
VOC	29.1	26.2	-9.9

Monitoreo de fuentes fijas a los equipos de combustión en el SNR

Con el propósito de dar cumplimiento al requerimiento ambiental señalado en la versión revisada de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, la cual fue publicada en el DOF y entrada su vigencia a partir de abril de 2012, el Instituto Mexicano del Petróleo realizó el monitoreo a las fuentes fijas para 2012 bajo esta nueva revisión, en la cual se reducen los monitoreos de forma trimestral a semestral; asimismo, se agregó una subdivisión para equipos mayores a 530 GJ/h con valores más estrictos. Bajo esta nueva modalidad de la norma, el IMP reportó el cumplimiento adecuado, en cuanto a niveles máximos de emisiones de las fuentes fijas.

Asimismo, y de acuerdo al ordenamiento de la autoridad ambiental, que planteó la opción para adherirse a uno de los dos calendarios de cumplimiento gradual para reducir la concentración de azufre a más tardar el 01 de enero de 2017, a 600 ppmv de SO2. Pemex-

Refinación ha dado “Aviso de Cumplimiento” a la SEMARNAT, para adherirse a la opción 2, con lo cual en forma gradual y anual, irá cumpliendo con el nivel máximo permisible de emisión, hasta llegar a las a 600 ppmv de SO₂ referidas, para lo cual continuará con los cambios requeridos para modernizar sus sistemas de quemado, aunado a la disminución de uso de combustóleo en los equipos de combustión.

v. Auditorías Ambientales

Se realizaron las gestiones para llevar a cabo durante 2012, 59 estudios, los cuales se hicieron en las siguientes modalidades: 9 Auditorías Ambientales, 33 Diagnósticos Ambientales y 17 Dictámenes de cumplimiento, para obtener y mantener los Certificados como Industria Limpia para igual número de instalaciones.

Temas relevantes de protección ambiental

Pantano Santa Alejandrina

Al cierre de 2012, se tiene un volumen acumulado de material extraído en 2006 a 2011, de 367,266 m³ y una superficie atendida de 51.97 ha, lo que representa un avance general de 95%.

Durante 2012, se continuó con las actividades de extracción y tratamiento de hidrocarburo intemperizado, se espera iniciar las gestiones con la SEMARNAT para el proceso de liberación de las hectáreas correspondientes.

NOM-148-SEMARNAT-2006

El porcentaje de recuperación de azufre, de acuerdo al cálculo señalado en la norma es el siguiente:

Refinería	(% recuperación) ^{a/}			
	1er. Trim.	2o. Trim.	3er. Trim.	4º. Trim
Cadereyta	95	95	94	94
Madero	87	90	85	90
Minatitlán	90	91	74	90
Salamanca	94	92	92	91
Salina Cruz	90	85	90	90
Tula	91	90	82	90

^{a/} Datos obtenidos de los reportes en Intranet de cada refinería.

Respecto al seguimiento de los trabajos programados, se reporta lo siguiente:

Refinería Madero: En operación los trenes 2 y 4 de la Planta de Recuperación de Azufre. Fuera de operación los trenes 1 y 3, sin programa para reparación. Desde febrero de 2012, se encuentra fuera de operación el sistema de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU). La refinería mantiene el envío de gas ácido amoniacal a desfogue, sin programa para envío a la Planta de Recuperación de Azufre.

Refinería Minatitlán: La nueva planta de azufre, correspondiente al proyecto de Reconfiguración, se ha mantenido operando, siendo reportada, de manera oportuna, a la PROFEPA cuando ha salido de operación.

Refinería Salina Cruz: Continúa pendiente iniciar la operación del compresor AG-B1, el cual enviará a tratamiento el gas amargo proveniente de la planta primaria 2.

Refinería de Salamanca: Se tiene un avance de 95% en la construcción de la nueva Planta de Recuperación de Azufre, se tiene programada la puesta en operación de la misma el 30 de abril de 2013. Se encuentra en reparación el compresor de la unidad recuperadora de gases de desfogue para ser tratados en la planta U-13.

Refinería Tula: Las Plantas de Recuperación de Azufre 1 Tren 1 y 2, así como la planta de Azufre 2 Tren 1 y 2, se encuentran fuera de operación y en proceso de desincorporación. La Planta de

Recuperación de Azufre 3 Tren B se encuentra en operación normal y el tren A se encuentra fuera de operación. La Planta de Recuperación de Azufre 4 Tren 1 y 2 se encuentra fuera de operación y en programa de reparación para 2013. La Planta de Recuperación de Azufre 5 se encuentra en proceso de rehabilitación del tren 1 (98% de avance), el tren 2 se encuentra en operación normal y el tren 3 se encuentra programada para rehabilitación en 2013.

Refinería de Cadereyta: En operación las cuatro plantas de recuperación de azufre. Únicamente opera una Planta de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU).

Fugas y Derrames

Durante el período enero–diciembre de 2012, se registraron 94 eventos relacionados con fugas y derrames, cifra superior a la reportada en el mismo período de 2011.

Enero-Diciembre	Tomas clandestinas	Corrosión	Otros (excavaciones, volcaduras, falla tubería, etc.)	Total
2011	53	4	9	66
2012	104	8	14	126

Los eventos más relevantes registrados en el período enero-diciembre de 2012 son:

Oleoducto de 24" Ø Venta de Carpio-Tula L2, km. 31+900 en el Municipio de Zumpango, Estado de México, Sector México, ocurrido en junio de 2012. Toma clandestina descontrolada, de petróleo crudo, impactando 80,000 m2.

Poliducto de 12"-14" Ø Tula-Salamanca, km. 16+771 en el Municipio de Tepetitlán, Hidalgo, sector Catalina, ocurrido en agosto de 2012. Toma clandestina descontrolada, de diesel, impactando 20,000 m2.

Poliducto de 16" Ø Tula-Salamanca, km. 210+087 en el Municipio de Villagran, Guanajuato, sector Bajío, ocurrido en noviembre de 2012.

Toma clandestina descontrolada, de gasolina magna, impactando 30,127 m2.

Gases de Efecto Invernadero

Con objeto de alinearnos al Programa Nacional de Energía, durante el presente año que se reporta, se canalizaron recursos financieros para la realización de dos estudios de carácter técnico-económico en las refinerías de Cadereyta y Minatitlán, para recuperar gas combustible de gases de desfogue, para que a través de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), se analice la viabilidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO₂, o alternatively, puedan canalizarse o enfocarse como proyectos de ahorro de energía.

A término del cuarto trimestre, ambos proyectos se han concluido, presentando alta viabilidad para su desarrollo por el potencial de reducción de GEI; por lo anterior, se planea para 2013, evaluar las opciones para poder proponerlos como proyectos MDL o solicitar el recurso económico requerido, para instalar en una de estas refinerías un sistema de recuperación de gases de desfogue.

En la refinería de Salamanca, se desarrolló un proyecto para recuperar gas combustible de los gases de desfogue, el cual quedó concluido en 2012 y actualmente, el Centro de Trabajo ha concluido el protocolo de pruebas y arranque, por lo que se estima que en el primer trimestre de 2013, se integre y se mantenga alineado al proceso operativo este sistema.

Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca 2007-2012

Desde 2003 en Salamanca se comenzó con la implementación de acciones para mejorar la calidad del aire a través del Programa para Mejorar la Calidad del Aire de Salamanca 2003-2006, el cual surgió como una necesidad con el fin de proteger la salud de los habitantes ante los altos niveles de contaminación del aire que se registraron en la demarcación. En particular el bióxido de azufre y las partículas suspendidas.

PEMEX y CFE comprometieron acciones para realizarse al corto, mediano y largo plazo. Estas acciones quedaron plasmadas en el Convenio de Coordinación y Concertación para la Ejecución del Programa para el Mejoramiento de la Calidad del Aire 2003-2006, firmado el 16 de abril de 2004. Dentro de los principales logros alcanzados con la implementación del Programa 2003-2006 se encuentran:

- Reducción del consumo de combustóleo en un 54% en la Central Termoeléctrica de Salamanca, de 2003 a 2006, y un 75% en la refinería Ing. Antonio M. Amor, de 2004 a 2006. Esto implicó una reducción en un 57% de los días fuera de norma de dióxido de azufre (SO₂) respecto de 2003.
- Implementación del Programa de Contingencias Ambientales Atmosféricas para el Municipio de Salamanca respecto a SO₂ y PM₁₀, logrando la coordinación entre los tres órdenes de gobierno así como una mayor concientización y participación de la sociedad salmantina sobre la problemática ambiental.

El “Programa para Mejorar la Calidad del Aire en Salamanca 2007-2012” dio continuidad a las acciones del Programa 2003-2006, fortalecido por un diagnóstico actualizado de la situación real respecto a la calidad del aire, incorporando las acciones que incidieron de manera directa en la reducción de emisiones y sus costos.

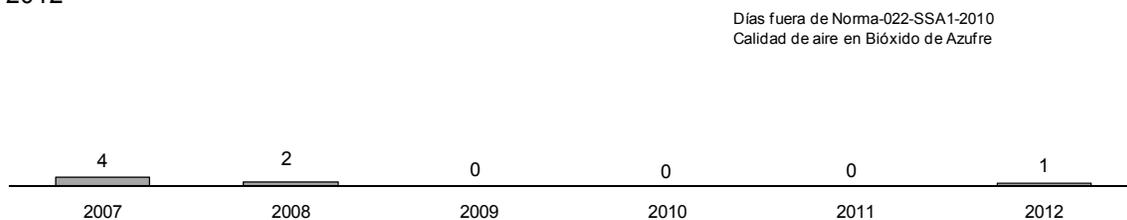
Los logros alcanzados en este programa fueron referentes a que la refinería Ing. Antonio M. Amor invirtió aproximadamente 1,088 millones de pesos en proyectos y modernización de sus plantas que impactaron directamente en el mejoramiento de la calidad del aire, en las que destacan el cumplimiento de todas las acciones planteadas en el PROAIRE:

1. Autoconsumo de combustóleo con menor contenido de azufre con un promedio 3 mil barriles diarios.
2. Modernizar sistemas de recuperación de azufre existentes para alcanzar sus eficiencias óptimas de operación.

3. Construir y poner en operación una planta nueva de recuperación de azufre.
4. Sustituir quemadores de piso por quemadores elevados (esta acción fue sustituida por la instalación de un sistema de recuperación de gases enviados al desfogue).
5. Sustituir calentador H1 de la planta de destilación al alto vacío (LB).
6. Realizar estudio de factibilidad para uso de los lavadores de gases para las calderas CB-6 y CB-7.

El Programa para Mejorar la Calidad del Aire en la Ciudad de Salamanca para el período 2007-2012, tenía como una de sus metas más importantes reducir las emisiones de dióxido de azufre (SO₂). Esta meta fue alcanzada, tal y como se muestra en el gráfico siguiente:

Pemex-Refinación: programa para mejorar la calidad del aire en la ciudad de Salamanca, 2007-2012



La SEMARNAT y el Instituto Estatal de Ecología del Gobierno del Estado de Guanajuato (IEEG), pretenden, para el nuevo PROAIRE, efectuar un cambio en su alcance y lo han titulado “Programa de Gestión para mejorar la Calidad del Aire de la Región de Salamanca 2013-2022”. Ahora también incluyen a los municipios de Irapuato y Celaya, argumentando una cuenca ambiental, sin embargo, no se ha mostrado que realmente exista una relación entre estos tres municipios y se puedan excluir a otros que pudiesen tener una mayor relación con el municipio de Salamanca.

Es de resaltar, que en el nuevo documento la SEMARNAT y el IEEG plantean metas en el parámetro de SO₂ con disminuciones que se

pretenden sean menores en el municipio de Salamanca que las de los municipios de Irapuato y Celaya, situación no admisible. Las metas establecidas en el documento, no fueron planteadas al personal de Pemex, ni se participó en su establecimiento.

vi. Aseguramiento de la calidad

La situación de los Certificados de Industria Limpia en el Organismo, es la siguiente:

Distribución	Almacenamiento y Reparto	Producción	Total
56	77	1	134

En la Subdirección de Distribución se tienen 56 instalaciones con Certificados vigentes, 48 corresponden a Sistemas de Ductos y 8 a Terminales Marítimas.

La Subdirección de Almacenamiento y Reparto cuenta con 55 Certificados vigentes y 22 en proceso de obtención.

La refinería Tula obtuvo Certificado de Industria Limpia para el 6to. Refrendo.

La refinería Cadereyta fue dada de baja del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA).

Las refinerías de Salamanca, Madero y Minatitlán continúan con la atención de las recomendaciones establecidas en su Plan de Acción.

La refinería Salina Cruz se encuentra en autorización del Convenio y Plan de Acción correspondiente ante PROFEPA Central.

En cumplimiento a las líneas estratégicas establecidas por el Director General en relación a la unificación de soluciones tecnológicas para Seguridad, Salud y Protección Ambiental, se realizó la captura en SAP-Audit Management de 84 Planes de Acción para su seguimiento y cumplimiento.

Abatimiento del mercado ilícito de combustibles

Durante 2012, Petróleos Mexicanos continuó llevando a cabo acciones y proyectos dirigidos a enfrentar el reto que constituye prevenir y disuadir, desde diferentes frentes, los hechos y conductas que dan origen a un mercado ilícito de combustibles, que atenta contra su integridad operativa, daña al medio ambiente y constituye una amenaza para la seguridad de las personas que habitan comunidades aledañas a sus instalaciones.

La extracción de hidrocarburos en el Sistema Nacional de Ductos de Pemex, a través de la colocación de tomas clandestinas (TC), constituyó la principal fuente de abastecimiento de este mercado ilícito; mientras que, el robo de petrolíferos en los diferentes Centros de Trabajo de la empresa se mantuvo abatido.

A continuación se señalan las iniciativas realizadas entre enero y diciembre y el cumplimiento logrado, respecto a las metas establecidas a inicio de año.

1. Acciones de supervisión y vigilancia interna para disuadir el robo en Centros de Trabajo de Pemex-Refinación.

- Con el propósito de disminuir los puntos vulnerables, susceptibles de posible extracción ilícita de combustibles en Refinerías, Terminales de Almacenamiento y Reparto, Terminales Marítimas, Residencias de Operaciones Portuarias y Sectores de Ductos se efectuaron 71 auditorías técnico operativas, con las que se cubrió totalmente el programa anual. En estas auditorías se verificó la correcta aplicación de los procedimientos operativos, de medición y de manejo de productos.
- A lo largo del año, y de manera continua, se procedió al análisis táctico de la información provista por los sistemas operativos y su contraste con la información contenida en los sistemas institucionales; para identificar inconsistencias en el manejo de los flujos de petrolíferos en la cadena de producción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización. Entre los sistemas

institucionales en cita se encuentran: el Sistema Integral de Información Comercial (SIIC), el Sistema de Transferencia de Custodia (SITRAC), el Sistema Integral de Producción, la Base de Datos de Refinación, el Sistema de Información de Operaciones Marítimas y Portuarias y el Sistema de Información Geográfico de Pemex.

- Por acciones estratégicas específicas, los resultados obtenidos durante 2012 que se reporta fueron los siguientes:
 - Con la aplicación del Rastreo Satelital de Autotanques propiedad de Pemex-Refinación, se logró recibir y monitorear, a través de alarmas, la señal de geoposicionamiento de 1,111 autotanques propiedad de Pemex-Refinación, de un parque vehicular total de 1,360 unidades; lo anterior, para detectar desvíos de destino de entrega de combustible a Estaciones de Servicio y descargas en sitios no autorizados. Como resultado, se reportaron 53 casos de desvíos de ruta y/o paros no autorizados, que condujeron a investigaciones, aplicación de sanciones e incluso rescisiones de contrato.
 - Se realizaron 27 operativos para reducir los faltantes en el traspaso del producto transportado por autotanques entre Terminales de Almacenamiento y Reparto; cubriéndose con ello la meta anual. Esta iniciativa consistió en la colocación de sellos metálicos, revisión física de la unidad, revisión de sistemas de medición en la carga, descarga y rastreo de los autotanques.
 - Monitoreo de las operaciones de las 31 Terminales que cuentan con Circuito Cerrado de Televisión (CCTV), para vigilancia de áreas operativas y perimetrales y, en su caso, la verificación de eventos detectados por otros sistemas. Las imágenes obtenidas con esta aplicación, junto con datos generados por los sistemas de Rastreo Satelital de Autotanques, SIIC y el Sistema Integral de Medición, Control y Operación de

Terminales, permitieron llevar a cabo investigaciones que derivaron en la suspensión de trabajadores.

2. Acciones para abatir el robo en el Sistema Nacional de Ductos

Con el seguimiento puntual y análisis de bajas de presión y la información proporcionada por el SITRAC y el seguimiento a faltantes de productos, durante 2012, se identificaron tramos de ductos y horarios en que se extrajo ilícitamente combustibles.

Con la información obtenida y un incremento del parque vehicular dedicado al patrullaje de ductos, Pemex-Refinación replanteó las actividades de vigilancia y celaje de sus derechos de vía. Para ello, contó con el apoyo de la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA) y de la Secretaría de Marina (SEMAR), con quienes ha celebrado convenios de colaboración para la seguridad física de sus instalaciones.

Entre enero y diciembre de 2012, se identificaron y clausuraron 1,620 TC, cifra 22% mayor a las 1,324 acumuladas en 2011; evitándose, con ello, los riesgos que este tipo de ilícitos pueden llegar a ocasionar, tanto en el abasto nacional de petrolíferos, como a las comunidades aledañas a las instalaciones de PEMEX, de llegarse a generar una fuga o un incendio.

A nivel de Entidad Federativa, Veracruz se constituyó como el territorio más dañado por la comisión de este delito, al identificarse 217 TC en los ductos de Pemex-Refinación que cruzan por su territorio. Le siguieron: Sinaloa con 169 TC, Tamaulipas con 161 TC y Guanajuato y Jalisco con 130 TC cada una de ellas. En conjunto, en estos Estados se concentró el 50% del total de TC localizadas en el año.

Personal técnico especializado de la paraestatal realizó los trabajos necesarios para eliminar los artefactos utilizados para la sustracción ilícita de combustibles y rehabilitar los ductos afectados, en tanto que el área jurídica de PEMEX realizó las denuncias ante el Ministerio

Público Federal, a quien le corresponde la investigación y persecución de los delitos cometidos en agravio de la institución.

Además de hacer la denuncia de las TC localizadas, la paraestatal auxilió al MPF con el análisis de muestras e identificación del hidrocarburo encontrado en los sitios donde se suscitaron los delitos mencionados. Estas acciones fueron llevadas a cabo por peritos habilitados en materia de química, quienes emitieron el peritaje correspondiente, para la integración de averiguaciones previas relacionadas con el mercado ilícito de combustibles.

En el año que se informa, fueron encontrados en flagrancia 168 sujetos, de los cuales, el Ministerio Público consignó a 161 por el delito de robo de hidrocarburos a través de tomas clandestinas en ductos.

No obstante los esfuerzos realizados, durante 2012, se estimó un faltante de 4,397,177 barriles, que resultó mayor en un 31% respecto al faltante calculado para el año inmediato anterior, que fue de 3,350,177 barriles.

3. Acciones de supervisión, vigilancia externa y coordinación interinstitucional para el abatimiento del mercado ilícito de combustibles

De un total programado de 41,948 Estaciones de Servicio (ES) a inspeccionar con Laboratorios Móviles, con el propósito de verificar la calidad del producto expendido a usuarios, durante 2012, fueron visitadas 37,485 (lográndose cubrir el 89% de la meta anual). El resultado obtenido fue la identificación de 15 estaciones con producto fuera de especificación.

Por otra parte, en el año, el avance de incorporación de ES al contrato Cualli, el cual especifica la obligación de contar con los controles volumétricos y transmitir la señal a Petróleos Mexicanos, pasó del 97.9% al 99.4% (9,440 y 9,980 ES, respectivamente). A diciembre, 343 estaciones se encontraban suspendidas de la variable de calidad, por no transmitir información.

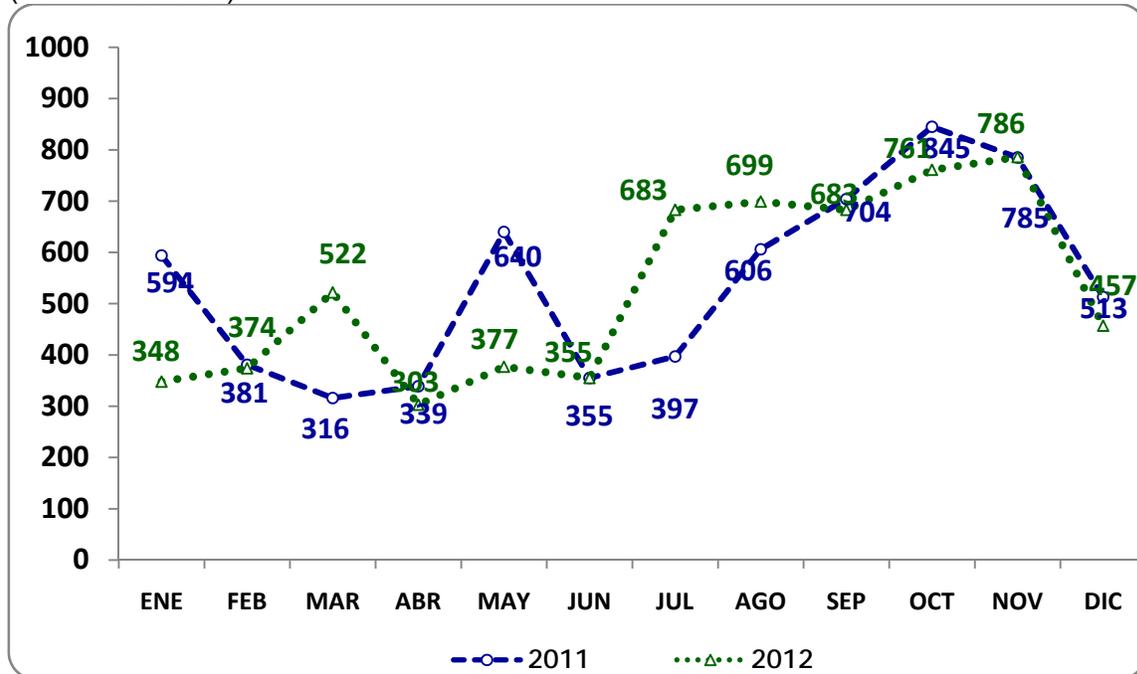
ANEXO 1

NOTAS TEMÁTICAS

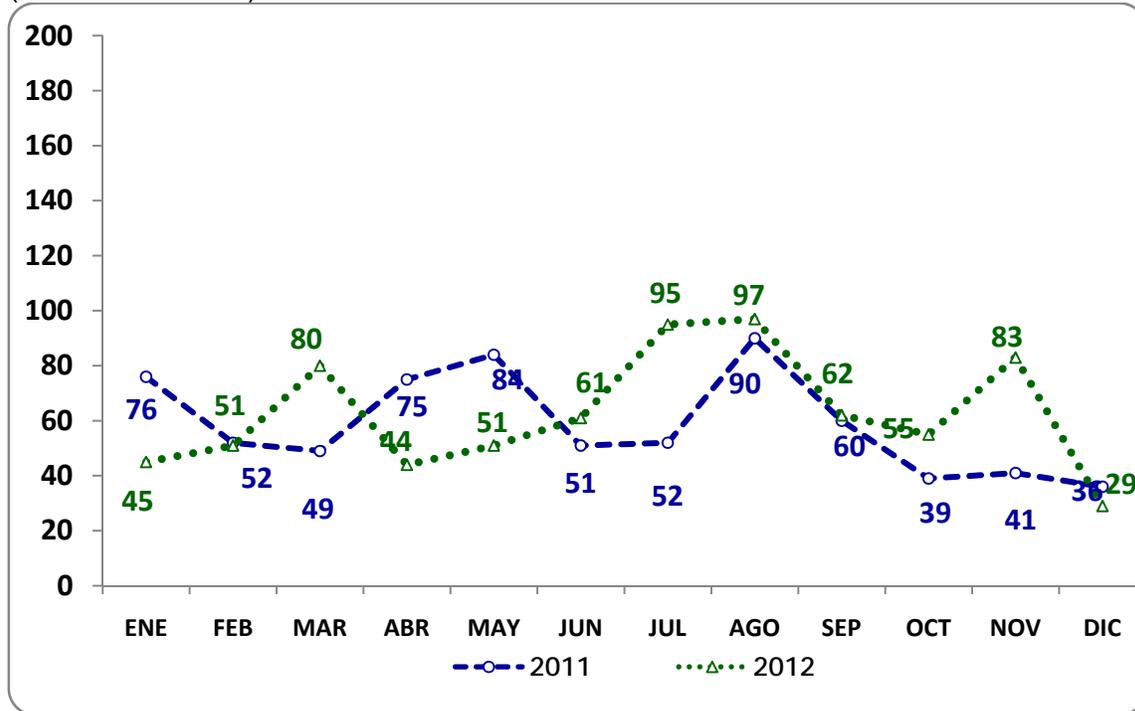
1. Avance en la reducción de paros no programados por refinería.

El indicador de paros no programados presentó una mejora en 2012 respecto a 2011 de un 1.7 %, como se muestra en las siguientes gráficas:

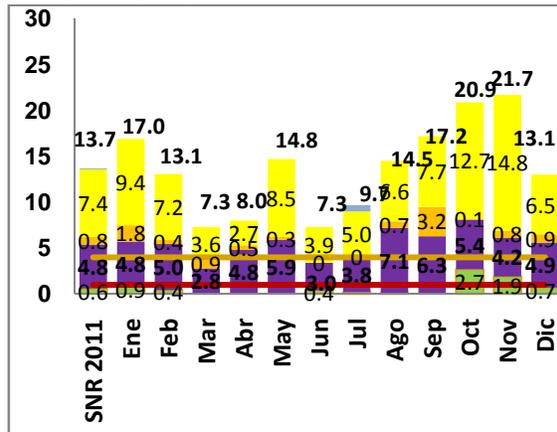
PEMEX Refinación: SNR Días fuera de operación por paros no programados.
(Número de días)



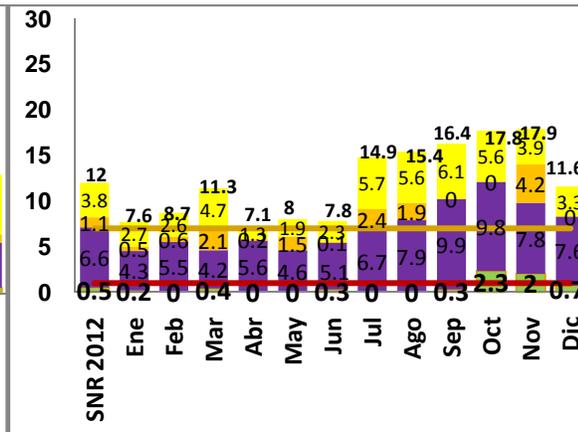
PEMEX Refinación: SNR Paros no programados
(Número de Paros)



Ene-Dic 2011



Ene-Dic 2012



- Excedida en Reparación
- Externa Instalación
- Mantto. y Operación
- Externa Refinería
- Servs. Principales.
- Estándar internacional ≤ 1.0
- Meta 2012 ≤ 6.0
- Meta 2011 ≤ 3.0

PEMEX Refinación: SNR Resumen de Paros no programados
(Número de Días y Paros)

AÑO	No. DE DIAS	No. DE PAROS	IPNP
2011	6,475	705	13.7
2012	6,348	753	 12

Haciendo un análisis por refinería, tres de éstas presentaron mejoras en 2012, respecto a 2011:

Refinería	IPNP 2011 (%) ene-dic	IPNP 2012 (%) ene-dic	DIFERENCIA (%) 2011-2012
SNR	13.7	12.0	< 1.7 
Cadereyta	13.8	7.2	< 6.6 
Madero	23.8	17.0	< 6.8 
Minatitlán	11.9	13.0	> 1.1 
Salamanca	8.9	6.2	< 2.7 
Salina Cruz	3.8	10.5	> 6.7 
Tula	17.8	17.8	= 0.0 

En 2012 se pusieron en operación la totalidad de las nuevas plantas de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán en donde se presentaron fallas en la estabilización, debido principalmente a deficiencias de construcción así como eventos asociados al proceso de aprendizaje en la operación de estas nuevas instalaciones.

En la refinería de Tula este indicador se mantuvo y fue afectado por los paros en los dos trenes de la planta H-Oil, en la cual estuvo fuera de servicio el Tren-1 4461 horas y Tren-2 8677 horas en el año, derivado que se identificaron problemas de corrosión en el circuito de fondos de los reactores y dada la complejidad de fabricación de los materiales de esta planta que tienen tiempos de entrega de 6 a 9 meses.

En la refinería de Salina Cruz se incrementó el indicador por fallas en la red de suministro de energía eléctrica debido principalmente a la pérdida de integridad eléctrica.

2. Avances en la nueva refinería de Tula

El proyecto de la nueva refinería contempla la construcción del complejo con capacidad de procesamiento de 250 mil barriles diarios de crudo tipo Maya y 76 mil barriles de productos residuales provenientes de la actual refinería Miguel Hidalgo. La inversión estimada del proyecto es de 11,610 MMUSD (Clase IV, -20% / +35%), que incluirá la construcción de 832 km de ductos para el transporte de crudo, un gasoducto, líneas de interconexión inter-refinerías para el residuo de vacío y productos, y un poliducto a la zona suroriente del Valle de México.

Para el desarrollo y ejecución de este proyecto, Petróleos Mexicanos aplicará las mejores prácticas de la industria (que se han incorporado al Sistema Institucional para el Desarrollo de Proyectos SIDP). Conforme a estas prácticas, Pemex concluyó la fase FEL II que se refiere a la definición conceptual del proyecto, en la que se definieron las tecnologías, capacidades y características bajo las cuales se desarrollará el proyecto.

Actualmente, Pemex Refinación realiza la etapa de definición del proyecto FEL III, la cual concluirá en el segundo trimestre de 2013. En esta etapa, se desarrollará la ingeniería básica y básica extendida de las plantas de proceso y ductos, las obras de integración de infraestructura interna y externa, servicios auxiliares, los estudios de manifestación de impacto ambiental, entre otros. Estos trabajos permitirán establecer los alcances definitivos del proyecto, generar, para junio de este año, un mejor estimado de costo (Clase III, -15%/+25%) con lo que se confirmará la factibilidad del proyecto para proceder a su construcción.



El estado del proyecto a la fecha es el siguiente:

- El proyecto se ejecuta en tiempo conforme al programa establecido para la “etapa de definición” FEL III.
- Se han celebrado 43 contratos por un monto de 4,380 millones de pesos.
- Se cuenta con el presupuesto para completar las ingenierías y los trabajos de acondicionamiento de sitio relacionados con canales, basureros, líneas de alta tensión (4,400 MMps).
- Se trabaja en la aprobación del paquete para la preparación de sitio, construcción de plataformas y movimiento de tierras, previo al inicio de los contratos de Ingeniería, Procura y Construcción (IPC).
- Durante el tercer trimestre de 2013, se prevé obtener la acreditación de la etapa FEL III del proyecto ante el Grupo de Trabajo de Inversiones, y proceder a su autorización así como de los modelos de contrato para los paquetes IPC ante los Comités de Inversiones, de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios, y de los Consejos de Administración respectivos.

-
- El 2 de marzo de 2012, Pemex-Refinación firmó el contrato con Fluor e Ica-Fluor para el desarrollo de las ingenierías básicas y básicas extendidas de la nueva refinería.
 - El 14 de mayo se asignaron los trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería. Los trabajos iniciaron el 28 de mayo, al cierre de diciembre se lleva un avance del 29.4%.
 - El 22 de octubre de 2012 se iniciaron los trabajos para el desvío de los tres canales de riego que cruzan el predio, los cuales se programa concluir en junio de 2013.
 - Se iniciaron las gestiones para la adquisición de los predios donde se ubicarán las estaciones de bombeo y el corredor inter refinerías, a partir de la autorización de la SHCP.
 - En julio de 2012 concluyó la construcción de la barda perimetral cuya longitud es de 13.4 km.
 - Continúa la ejecución a cargo de la Comisión Federal de Electricidad de los contratos para realizar los estudios geohidrológicos para el abastecimiento de agua subterránea a la nueva refinería, y para determinar la configuración topográfica y geotecnia del predio.
 - Se formalizaron ocho contratos de las tecnologías de las plantas de proceso con licenciadores de reconocido prestigio en la industria.
 - La UNAM realizó los estudios de manifestación de impacto y riesgo ambiental así como los estudios técnicos justificativos para los ductos y estaciones de bombeo-
 - Se obtuvo la conformidad de la SEMARNAT para la reubicación de canales de riego, de líneas de CFE y de basureros que se encuentran dentro del predio, así como para el movimiento de tierras que incluye el despalme, desarrollo de plataformas, y la

construcción de edificaciones de tipo provisional para las residencias.

- En el período también se desarrolló la documentación para determinación del alcance y estrategia de las telecomunicaciones de las variables operativas en tiempo real (SCADA), mediante tecnología de fibra óptica y se formalizó el convenio de autorización para la ocupación del DDV con Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- Se han obtenido permisos para construcción con 87 por ciento de los propietarios de terrenos que se ubican en el trazo del derecho de vía, y se formalizó con Pemex Gas y Petroquímica Básica el convenio de ocupación del DDV del gasoducto de 48" para alojar el nuevo oleoducto.

Conforme al programa de trabajo, actualmente se realizan las siguientes acciones con diversas entidades de gobierno.

- SHCP: Autorización para compra de terrenos y preparación de sitio (rellenos, limpieza, despalme, y construcción de plataformas)
- CONAGUA: reubicación e interconexión de los canales de riego y obtención de derechos de explotación para suministro de agua
- SCT: entronques carreteros, caminos de acceso y donaciones de excedentes de terreno del DDV del Arco Norte colindantes con el predio
- SEMARNAT: aprobación de estudios de impacto ambiental y riesgo (MIA, ERA y ETJ)
- INDABIN: avalúos para adquisición de terrenos y contratos de ocupación superficial
- Gobierno del Estado de Hidalgo: adecuación de Planes de Ordenamiento Ecológico Territorial y los Planes de Desarrollo Urbano; se evalúa con la Comisión Estatal del Agua el tratamiento de aguas residuales municipales, y convenio de colaboración

-
- Municipios: licencias y permisos

Beneficios a las comunidades

Pemex-Refinación está diseñando e implementando una estrategia de desarrollo sustentable para asegurar un desarrollo local, que permanezca en el tiempo y sea complementario a la actividad petrolera, por ello:

- Se trabaja con el Gobierno del Estado de Hidalgo en el diseño de la estrategia para el desarrollo de la infraestructura necesaria para las vías de comunicación.
- Se llevan a cabo trabajos de encarpetamiento en los municipios aledaños.
- Todos los contratos de la Nueva Refinería contemplan un alto contenido local, tanto en el empleo de la mano como en el contenido de materiales, insumos y servicios de la región.
- En la etapa de construcción se requerirán cerca de 22,000 empleos.
- Actualmente se encuentra en proceso de actualización el Ordenamiento Ecológico Territorial de la Región Tula Tepeji por parte del Gobierno del Estado de Hidalgo, en el que Pemex-Refinación participa activamente con representación técnica en los paneles de expertos.
- Se construye un relleno sanitario intermunicipal conforme a la normatividad de SEMARNAT para el traslado de 370 mil toneladas de basura municipal.
- Se cuenta con las Manifestaciones de Impacto Ambiental para movimiento de tierras y para derechos de vía.
- Se analiza el uso de las aguas negras de 12 municipios del Estado de Hidalgo en la Nueva Refinería de forma conjunta con la Comisión Estatal del Agua y se contara con una planta de

tratamiento de efluentes para el aprovechamiento en el reciclo de aguas residuales.

- Se utilizarán sistemas de alta eficiencia en torres de enfriamiento para disminuir pérdidas por evaporación y reducir consumo de agua.
- Cumplimiento de las normas oficiales en la recuperación de azufre superior a 97%.
- Reducción de partículas emitidas al ambiente por planta catalítica.
- Recuperación de hidrocarburos pesados en desfuegos, los cuales serán en un sistema cerrado para evitar emisiones al medio ambiente.
- Cogeneración a partir de gas natural.
- Eliminación de la producción de combustóleo.
- Diseño para alcanzar estándares internacionales en Índice de Intensidad Energética.
- Reducción de emisiones de CO₂ por aprovechamiento de corrientes calientes.
- Utilización de quemadores de bajo NO_x y sin emisión de humos ni ruido.
- Utilización de tecnologías de manejo de gases de combustión de calentadores.
- Consumo de gas de refinería y gas natural, sin consumo de combustóleo.
- Uso de tecnologías que minimicen los residuos peligrosos y consumo de catalizadores.

-
- Reforestación intensiva que incluye zonas de amortiguamiento, derechos de vía; zonas aledañas a la infraestructura de transporte y cinturones de protección.
 - Desarrollo de áreas verdes dentro de las instalaciones de la Nueva Refinería.
 - Se llevará a cabo un diagnóstico que permitirá comprender el contexto, la situación social, económica y ambiental, y el nivel de los efectos de la actividad petrolera en las localidades de los municipios relacionados con el proyecto, tanto para el ducto como para la Refinería.
 - Programas de Apoyo a la Comunidad y al Medio Ambiente (PACMAs) que tengan un impacto de largo plazo en la calidad de vida de la región y mejoren la reputación de Pemex.
 - Se promueve la elaboración o actualización de los programas de desarrollo urbano.
 - En conjunto con ONG´s se desarrollarán esquemas de apoyo a las poblaciones.

El proyecto de la nueva refinería es rentable y reforzará la seguridad energética del país al disminuir los riesgos externos que limiten la disponibilidad de productos en el mercado y disminuirá el costo de suministro de petrolíferos (captura de margen y disminución de costos de transporte e importación).

De este modo, Petróleos Mexicanos reitera su compromiso de llevar a cabo la construcción de la nueva refinería en Tula con la participación de empresas de reconocido prestigio internacional.

Con ello Pemex contribuye al engrandecimiento del país y promueve el desarrollo profesional de los ingenieros mexicanos, y busca desarrollar la Refinería con ingeniería probada y de vanguardia, utilizando energías renovables y haciendo la obra amigable con el

medio ambiente, buscando en todo momento el bienestar para las comunidades.

Desviación de los contratos

Contrato: Gestión de propuestas de tecnología y elaboración de términos de referencia para la contratación de licencias de tecnología e ingeniería básica de 9 plantas de proceso de la Nueva Refinería de Pemex en Tula de Allende, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 180 días naturales 30/09/2011 al 27/03/2012

Monto: \$6,770,000.00

Motivo de la desviación: Terminación tardía del contrato. Retraso en las propuestas técnicas y económicas de la ingeniería básica por parte de los licenciadores de tecnología.

Contrato: Ingeniería de detalle y paquetes de licitación para la procura y construcción de la primera fase de Edificios del área administrativa de la nueva Refinería de Petróleos Mexicanos en Atitalaquia, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 678 días naturales 23/08/2010 al 30/06/2012

Monto: \$46,649,892.00

Motivo de la desviación: Se redujo el alcance del contrato.

Contrato: Términos de referencia para la contratación del PMC en la etapa de desarrollo FEL III del proyecto de la Nueva Refinería de PEMEX en Tula de Allende, Hidalgo.

Contratista: IMP

Vigencia: 91 días naturales 01/06/2011 al 30/08/2011

Monto: \$7,201,500.00

Motivo de la desviación: Ejercicio inferior al monto contratado, la partida correspondiente a la asistencia técnica de la especialidad de ingeniería económica, para la evaluación de las ofertas técnico-económicas, no se ejerció en su totalidad.

Contrato: Trabajos de configuración topográfica y geotécnica del predio en el que se construirá la nueva refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: CFE

Vigencia: 462 días naturales 25/11/2011 al 28/02/2013

Monto: \$ 40,430,623.17

Motivo de la desviación: Se requirieron puntos adicionales de muestreo debido a la naturaleza del terreno, generando atraso en la elaboración del estudio para la modelación geotécnica del predio.

Contrato: Ingeniería y administración del proyecto en la etapa FEL III de la nueva Refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: ICA Fluor Daniel S de R L de C V

Vigencia: 554 días naturales 12/03/2012 al 16/09/2013

Monto: 135,449,226.51 USD

Motivo de la desviación: Retraso en la firma de los contratos con tecnólogos derivado de las negociaciones con cada uno de ellos.

Contrato: Reubicación de canales para el nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo.

Contratista: Construcciones y Trituraciones S.A. de C.V.

Vigencia: 240 días naturales 22/10/2012 al 18/06/2013

Monto: \$449,016,293.53

Motivo de la desviación: El sindicato de transportistas de Atitalaquia impidió el acceso del personal de la contratista al predio.

Contrato: Trabajos de acondicionamiento de sitio para el retiro de los residuos existentes en los tiraderos ubicados dentro del predio que se utilizará para la construcción de la nueva refinería en Tula, Hidalgo.

Contratista: III Servicios S.A. de C.V.

Vigencia: 327 días naturales 28/05/2012 al 19/04/2013

Monto: \$ 35,253,758.43

Motivo de la desviación: Retraso por el Gobierno del Estado de Hidalgo para emitir las autorizaciones para la construcción de la nueva celda.

Contrato: Consolidación de la ingeniería conceptual, desarrollo de la ingeniería básica, ingeniería de detalle y paquete IPC, para la construcción de ductos de suministro y distribución para la nueva refinería en Tula.

Contratista: IMP

Vigencia: 731 días naturales 17/02/2012 al 16/02/2014

Monto: \$ 552,087,111.33

Motivo de la desviación: Se presentó un retraso por parte del IMP en la adjudicación de los subcontratos de los servicios de estudios de topografía, estudios de mecánica de suelos y diseño de los sistemas de protección catódica ya que en sus procesos licitatorios se declararon desiertos. Adicionalmente se presentó retraso en la definición de los Planos de Localización General (PLG) de la estación de bombeo de Nuevo Teapa.

3. Análisis de la reconfiguración de Minatitlán

El proyecto de Reconfiguración de Minatitlán, forma parte del Programa de Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación (SNR), el cual consta de la construcción de 12 plantas de proceso (incluida una planta de coquización retardada), obra de integración, servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), un oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km).

Con la operación exitosa de las 12 nuevas Plantas de la Reconfiguración de la refinería de Minatitlán, se logró convertir a la Refinería más antigua de Latinoamérica en la más moderna, mejorando la calidad de combustibles en cumplimiento con las normas ambientales internacionales, además de incrementar su capacidad instalada de procesamiento de Crudo de 185 a 285 MBD, lo cual representa un procesamiento de crudo optimo de 175 a 246 MBD.

De igual forma se incrementó la proporción de manejo de crudo Maya (crudo pesado) que pasa de 33% a 71%, aumentando la producción de Gasolina Magna de 45.5 a 77.4 MBD. Asimismo con el arranque de estas plantas se inicia en esta Refinería la producción de Gasolina Premium con 15.4 MBD y la primera producción en el País de Diesel Ultra Bajo Azufre (UBA) con una producción de 32 MBD con solo 10 ppm de azufre, mejorando con ello la calidad del aire. Otros destilados intermedios aumentan de 45 a 51.8 MBD; se logra reducir la producción de Combustóleo de 65 a 23.7 MBD y se inicia la producción de Coque con 3,000 toneladas diarias.

Con la puesta en operación del Proyecto de Reconfiguración, se obtienen mayores rendimientos de productos con mayor valor agregado, logrando reducir las importaciones de gasolina.

Las Plantas que entraron en operación en 2010 son:

- Unidad de Servicios Auxiliares (Incluye 2 Calderas de 250 TPH, 1 Turbogenerador de 45 MW).
- Planta de Tratamiento de Aguas Amargas de 40 MBD.

-
- Planta Hidrodesulfuradora de Diesel de 34 MBD.
 - Planta Generadora de Hidrógeno de 48 MMPCSD.
 - Planta Recuperadora de Azufre de 600 TPD.

Las Plantas que entraron en operación en 2011 son:

- Planta Combinada (destilación atmosférica y de vacío) de 150 MBD.
- Planta Catalítica FCC-2 de 42 MBD.
- Planta Hidrodesulfuradora de Gasóleos de 50 MBD.
- Planta Coquizadora de 56 MBD.
- Planta Regeneradora de Aminas de 51 MBD.
- Planta Hidrodesulfuradora de Naftas de 7 MBD.
- Planta de Alquilación U-18000 de 13 MBD.

La Planta que entró en operación en el año 2012 es:

- Planta de Alquilación U-19000 de 13 MBD.

Las actividades más relevantes que se alcanzaron en el proyecto durante el período de 2012 principalmente fueron la atención y conclusión de los procedimientos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra, ordenes de cambio, así como el Cierre Administrativo relacionado con los pagos a las empresas del Proyecto.

Beneficios Sociales:

Se generaron 12,000 empleos directos, 1,500 técnico administrativos, 35,000 empleos indirectos y 500 nuevas plazas para operar las nuevas instalaciones.

Beneficios Económicos:

La Inversión total del Proyecto alcanzó los \$3,559 MMUSD, logrando una importante derrama económica en la región y en el Estado de Veracruz, al incrementarse la demanda de mano de obra y otros servicios. Impulso al desarrollo de la industria de la construcción y de las empresas prestadoras de servicios.

Beneficios Ambientales:

Reducción de contaminantes con la eliminación de azufre en los productos destilados cumpliendo con las normas internacionales en materia ecológica, recuperar azufre e hidrógeno, obtener gasolinas de alto octanaje y menor contenido de azufre, procesar residuos pesados generando valor agregado, obtener coque como combustible para la generación de energía eléctrica.

4. Confiabilidad de la infraestructura para la distribución y almacenamiento de crudo y petrolíferos

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de la infraestructura para la distribución de crudo y petrolíferos que contribuya al desempeño sostenido del negocio, durante 2012 se concretaron las iniciativas siguientes:

- Se puso en operación el poliducto de 18" D.N. x 103 km Cima de Togo–Venta de Carpio y la Estación de Bombeo Beristaín de 10 MHP, para el incremento de capacidad de transporte de 70 a 140 mbd, para abasto de combustibles al Valle de México.
- Se puso en operación el ramal de 10" D.N. x 1.810 km a la TAR Pachuca, del Poli 14" D.N. Poza Rica–Tula, para disminuir el movimiento de autotanques a dicha Terminal.
- Se restauró la operación del poliducto 8"-6" D.N. Añil–Cuernavaca, para suministro a la TAR Cuernavaca y apoyo a la Ruta del Sol.
- Se realizó la Inspección interior de 1,326.8 km de ductos y la atención de 450 indicaciones por administración directa en los 16 sectores de ductos.
- Se concluyó el proyecto para la "Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio", tramo Mendoza-Venta de Carpio, se atendieron indicaciones así como grietas en el tramo San Martín–Venta de Carpio.
- Se encuentra en ejecución la Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros y en el corredor Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, donde se han realizado evaluaciones directas e inspecciones con ondas guiadas y se han atendido anomalías en líneas de Rosarito, Oleo L2 Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, Oleo L1 tramos Nuevo Teapa–Mazumiapan, Tres Hermanos–Sta. Emilia, Sta Emilia–L20.

-
- Están en ejecución los proyectos para rehabilitación integral a los Sistemas de Protección Anticorrosiva de los ductos en corredores: Nuevo Teapa–Poza Rica-Madero–Cadereyta, Sectores Minatitlán, Veracruz, Poza Rica, Madero; Ductos Playeros de Minatitlán, Veracruz, Poza Rica; DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros de Salina Cruz; corredor Madero–Cadereyta, Sector Victoria; Poli 8”-6-2 Añil–Cuernavaca.
 - Se iniciaron los proyectos para inspección, rehabilitación y certificación de: oleoducto 48” D.N. Nuevo Teapa–Salina Cruz; Oleos L-1 30”-24” Nuevo Teapa-Tula-Salamanca y L2 24” Nuevo Teapa-Tula.
 - En cuanto a instalaciones portuarias, se concluyó la rehabilitación de 9 tanques en la TM Pajaritos, de los cuales 6 fueron puestos en operación al cierre de 2012. Se concluyó la rehabilitación de tuberías en racks intercomplejos, envolventes no metálicas en circuitos de proceso. Se formalizaron contratos para la rehabilitación de circuitos de combustóleo, diesel y crudo, asimismo, para la rehabilitación de los muelles 3 y 4 de dicha terminal y de la ROP Lerma.
 - En la Terminal Marítima Tuxpan, se pusieron en operación 3 tanques rehabilitados y se iniciaron 3 más. Se realiza restauración de tuberías en circuitos interiores.
 - En la Terminal Marítima Salina Cruz, se concluyó la rehabilitación de 3 tanques y se ejecuta uno más, asimismo, se inició la rehabilitación de tuberías en los muelles 4 y 5 de esta terminal.
 - En la Paz, BCS, se construye un nuevo muelle conforme a la capacidad de la flota renovada. Actualmente se realiza la construcción de plataforma de acceso, dique de amarre 3, bocatoma con trincendio y habilitado de pilotes muelle 2.
 - Se formalizó contrato para la adquisición de 3 monoboyas nuevas, para sustitución en Rosarito, Tuxpan y Salina Cruz; actualmente en fabricación, para entrega en el segundo semestre de 2013.

-
- Se adquirieron 156 mangueras marinas: 99 para Salina Cruz, 45 para Rosarito y 12 para La Paz.
 - Se adquirieron 54 brazos de carga marinos, para asegurar y agilizar maniobras de carga y descarga de buques.
 - En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron 122 de 129 sitios asociados a 7 poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. Actualmente se ejecuta la automatización de 47 ductos más con un alcance de 193 sitios, cuyo avance al cierre de 2012 reportó 16 instalaciones integradas al SCADA. Asimismo, se puso en operación el centro de control principal.
 - Se formalizó contrato para desalojo de Combustóleo Pesado hacia Pajaritos, vía ferroviaria.

Por otra parte, asegurar la confiabilidad operativa mediante el mantenimiento de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos es un elemento fundamental. En cumplimiento a la normatividad institucional aplicable, de un total de 25 inspecciones vencidas en Tanques de Almacenamiento, éstas fueron atendidas y se cerró el año con 23, representando un menor número al del cierre de 2011, en Tuberías el dato pasó de 11 a 5, en PSV's (válvulas de seguridad) de 25 a 3, y en RSP's (recipientes sujetos a presión) de 4 a 0, todo lo anterior del cierre del período de 2011 al cierre de diciembre de 2012. Esto fue posible gracias al esfuerzo cotidiano del personal especialista; a manera de ejemplo, en el último año se dio mantenimiento a 72 Tanques de los 603 en el sistema.

En este sentido, las condiciones operativas de las instalaciones y equipos son óptimas. Ahora el reto es pasar del mantenimiento preventivo y correctivo planeado al predictivo mediante la implantación del modelo PEMEX Confiabilidad, el cual considera las mejores prácticas como la inspección basada en riesgos. Bajo este contexto, durante 2012 se logró la certificación en materia de confiabilidad de 4 de nuestros ingenieros adicionales a los 5 ya certificados; de igual

forma, también se desarrolló el contrato de “Implementación del Modelo de Confiabilidad Operacional en las TARs de Azcapotzalco, Añil y Guaymas”, cuya metodología será replicada al resto de los Terminales adscritas a la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

Proyecto integral de Reemplazo de Autotanques, Programa 2012-2016.

Fue autorizado por la SHCP para el período de 2012-2014, la inversión requerida para el primer proceso en 2012, que fue de 94.57 MM\$ y comprendió la adquisición de 49 unidades de 25 m³ de capacidad, permitiendo sustituir los modelos 2002 que son los de mayor antigüedad, y para lo cual se llevó a cabo el proceso licitatorio generando el contrato 4500424650, teniendo una vigencia de 140 días a partir del 15 de marzo de 2012 y conclusión el 13 de julio de 2012, cumpliéndose a la fecha en tiempo y forma con el 100% de las entregas de autotanques.

Este proyecto de reemplazo consideró cambios en las especificaciones técnicas de los autotanques e incremento de volumen de 20 m³ por 25 m³ para atender la norma oficial mexicana NOM-012-SCT-2-2008 emitida en 2008, en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, los cuales señalan que el actual tipo de vehículo no podrá circular en algunas carreteras federales de acuerdo a la clasificación de la SCT.

Al cierre de 2012 las 49 unidades adquiridas se encuentran con todos los trámites de emplacamiento, seguros, tenencias, verificaciones, calibraciones, pruebas de pre arranque y la administración del cambio aplicada en las terminales a las que fueron distribuidas, sólo en espera de los permisos de transporte de residuos y materiales peligrosos que otorga la SCT, para el inicio de las operaciones.

Para 2013 se continuará con el segundo proceso de adquisición para sustituir 30 autotanques tipo “tractor quinta rueda” modelo 2005, considerando solamente la unidad automotriz sin el tonel, esto toda vez que los toneles de 30,000 lts. con los que cuentan los actuales

tractores, se adquirieron durante el ejercicio 2011. Esta adquisición se encuentra condicionada por la SHCP a documentar los consumos de combustible, costos de mantenimiento y kilometrajes recorridos para los modelos 2005 y 2006 actuales.

5. Logros del Programa de Mejora al Desempeño Operativo (MDO)

Antecedentes

Tomando como referencia los indicadores Solomon en los cuales se realiza un análisis comparativo del desempeño de las refinerías de México, con respecto a sus similares de la Costa Norte del Golfo de México (CNGM), se identifica que en el Sistema Nacional de Refinación existen brechas importantes en los indicadores de rendimientos, índice de intensidad energética, índice de ocupación, confiabilidad operativa y margen variable, entre otros.

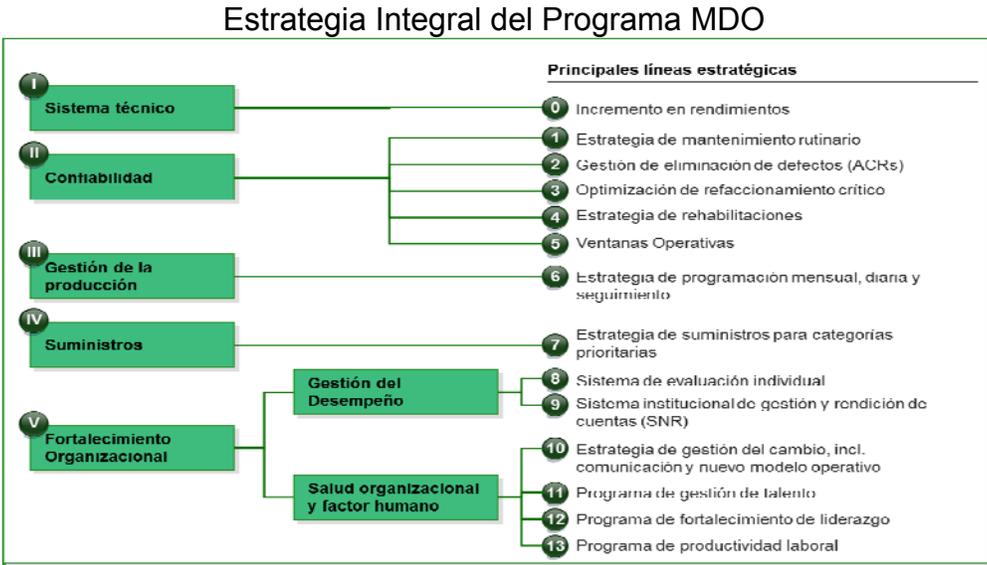
Para atender esta problemática, el Director General de Petróleos Mexicanos sometió a conocimiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su Sesión 821 de fecha 14 de diciembre de 2010, el Esquema para Mejorar el Desempeño Operativo de las Refinerías denominado Transformación Integral para la Eficiencia y Mejora Permanente de la Operación (TIEMPO). Los miembros del Consejo tomaron conocimiento, asignando asimismo la responsabilidad al Director General de Petróleos Mexicanos de informar periódicamente a dicho Órgano de Gobierno sobre la evolución de las iniciativas correspondientes.

El proyecto “Tiempo”, se basa en seis iniciativas, siendo estas: Mejora del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinación (SNR); estrategia de trading; mejores prácticas en seguridad; mejora en la productividad laboral; mejora en procesos que afectan la eficiencia del SNR y estrategia de suministros de bienes y servicios críticos.

Para brindar atención específica a la primera de ellas “Mejora del Desempeño Operativo del SNR”, se procedió a llevar a cabo un Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías, denominado (MDO).

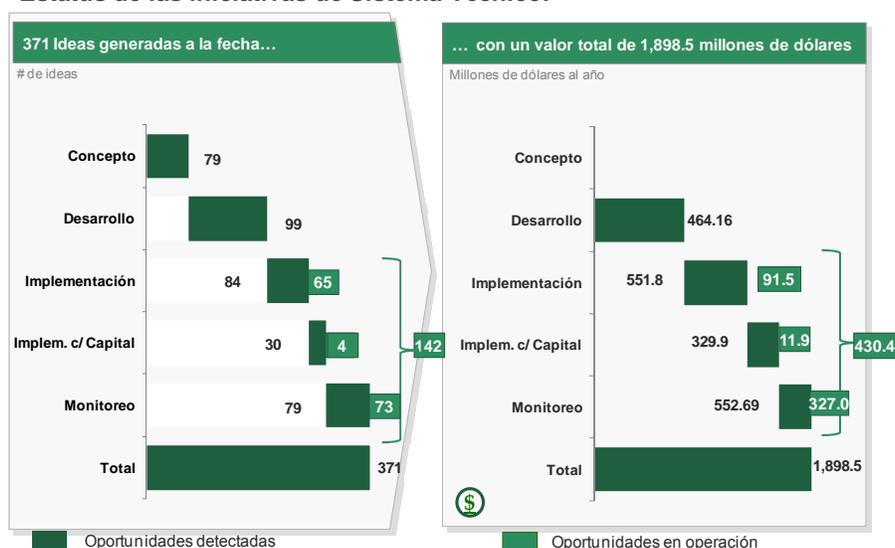
El Programa MDO tiene como objetivo revertir los resultados financieros del SNR en el corto plazo y contar con un proceso de mejora continua para lograr su sustentabilidad en el futuro, mediante la

captura de beneficios económicos en la operación de las refinerías, a través de la incorporación de mejoras en el desempeño operativo y la implantación de prácticas eficientes para aumentar la confiabilidad, disponibilidad y el mantenimiento de las plantas y equipos de proceso. Para su implementación el programa está estructurado en cinco componentes y 14 líneas de acción que son: Sistema Técnico; Confiabilidad; Gestión de la Producción; Suministros y Fortalecimiento Organizacional.



I. Componente Sistema Técnico. Cuyo objetivo es mejorar los rendimientos de los procesos de refinación, reducir el consumo energético y disminuir pérdidas de aceite. Se han identificado con corte a diciembre de 2012, 371 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, con una captura potencial de 1,898.5 millones de dólares anuales. Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.79 dólares por barril en el SNR. Dentro de las iniciativas que están identificadas, con corte a diciembre 142 oportunidades están en operación.

Estatus de las iniciativas de Sistema Técnico.



Del total de las 193 oportunidades que se encuentran dentro del estatus de implementación y monitoreo, se identifica un potencial anual de 1,431 millones de dólares anuales, de éstas como ya se mencionó 142 se encuentran en operación con un beneficio estimado anual de 987.47 millones de dólares anuales.

Las refinerías de Salina Cruz y Madero que corresponden a la primera Ola de implementación cuentan con un beneficio acumulado de 93.7 y 102.1 millones de dólares, respectivamente.

De la segunda Ola del programa que incluye a las refinerías de Tula y Cadereyta, destaca la refinería de Tula con el mayor beneficio potencial anual en 234 millones de dólares. De la tercera Ola, las refinerías de Minatitlán y Salamanca, no obstante su reciente integración al programa se han identificado beneficios potenciales significativos, contabilizando la refinería de Salamanca el mayor beneficio estimado anual en 202.2 millones de dólares.

Estatus de oportunidades operando

Refinería	Total iniciativas a Diciembre	Oportunidades en implementación, implem. c/ capital y monitoreo	Beneficio potencial (MMUSD)	Impacto volumétrico		
				Oportunidades en operación	Beneficio acumulado (MMUSD) ¹	Beneficio estimado anual (MMUSD)
Salina Cruz	60	28	282.3	13	93.72	129.83
Madero	97	47	222.1	34	102.12	135.94
Tula	72	45	279.5	36	50.03	234.83
Cadereyta	33	26	261.1	24	93.22	184.56
Minatitlán	66	26	184.2	14	36.77	100.03
Salamanca	43	21	202.2	21	54.57	202.28
Total Dic.	371	193	1,431.4	142	430.43	987.47
Cierre a Nov.				135	390.5	961.96

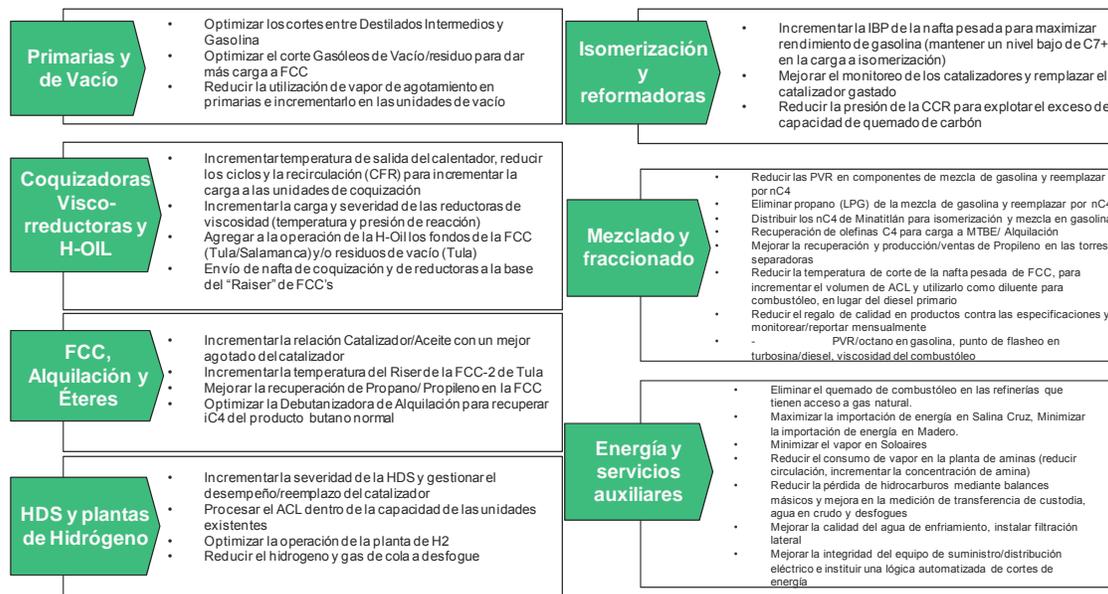
Para impulsar el programa se estableció una estrategia para capturar de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un impacto volumétrico de 15.3 MBD más de gasolinas, 53.6 MBD más de diesel y turbosina y una disminución de 48.6 MBD de combustóleo, mediante la operación de 100 iniciativas de las 371 identificadas.

Estrategia 80/20 de Sistema Técnico

Refinería	Proceso de Crudo Caso base MBD	No. de Oportunidades 80/20	Beneficio potencial combinado MMUSD	Impacto volumétrico					
				Gasolina		Diesel + Turbosina		Combustóleo	
				%	MBD	%	MBD	%	MBD
Salina Cruz	290	14	138	-0.16	-0.46	2.9	8.3	-3.4	-9.71
Cadereyta	221	11	104	1.7	3.83	0.6	1.3	-1.7	-3.70
Tula	285	18	164	-2.1	-5.95	4.4	12.6	-2.9	-8.3
Minatitlán	246	26	325	5.1	12.5	4.8	11.9	-5.9	-14.4
Salamanca	180	19	185	1.2	2.2	8.3	14.9	-2.5	-4.41
Madero	150	12	110	2.1	3.2	3.1	4.6	-5.4	-8.0
Total	1,372	100	1,026	1.1	15.3	3.9	53.6	-3.5	-48.6

Para mayor comprensión e impacto del programa, las iniciativas sobresalientes se pueden analizar por agrupamientos en las plantas de proceso según su tipo, así como energía y servicios lo que permite incrementar los rendimientos de las plantas, maximizando las variables operativas incluso por arriba de su diseño.

Agrupamiento de las principales iniciativas de Sistema Técnico



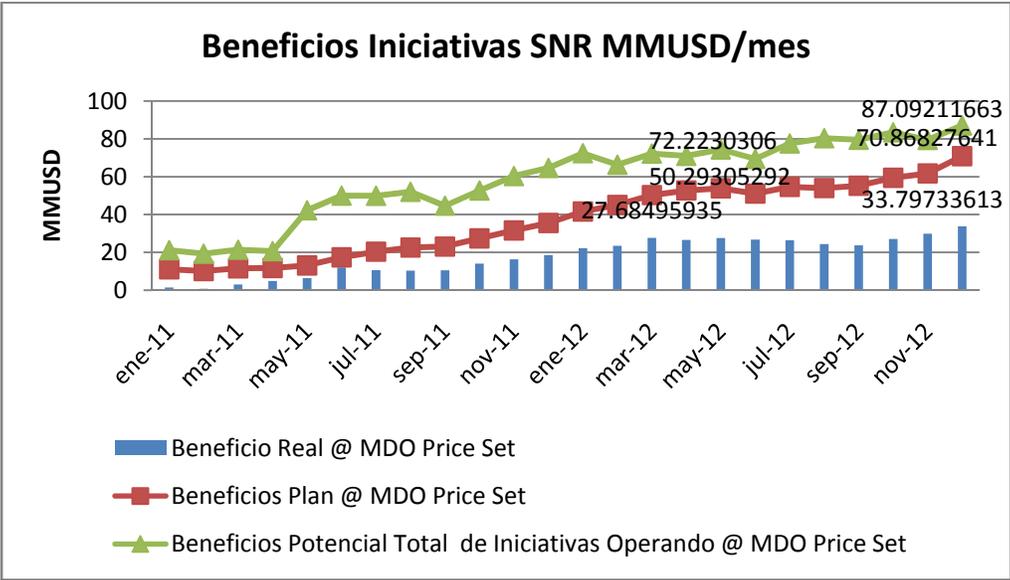
A. Reporte de resultados e impactos del Programa MDO

Beneficios mensuales de sistemas técnicos

Para fines de documentar y complementar los resultados e impactos de las iniciativas del Sistema Técnico del MDO, en la siguiente gráfica se ilustra la captura real de beneficios mensuales contrastados con los beneficios potenciales de las propias iniciativas a partir de dos análisis: a.1) El beneficio potencial integral (línea verde) el cual es susceptible de ser capturado en las condiciones generadas en la simulación de procesos integral de cada refinería; y a.2) el beneficio planeado (línea roja) que considera los factores de servicio determinados para cada mes a partir de las restricciones de operación de las plantas, así como los planes de implementación de los KPI's de las iniciativas y el

beneficio real (columnas azules) de acuerdo con el grado de implementación.

Como se puede apreciar desde el arranque del programa, en diciembre 2012, con 142 iniciativas operando, se obtuvo el mayor beneficio mensual de las oportunidades con 33.8 MMUSD que corresponden a 47.7% del plan.

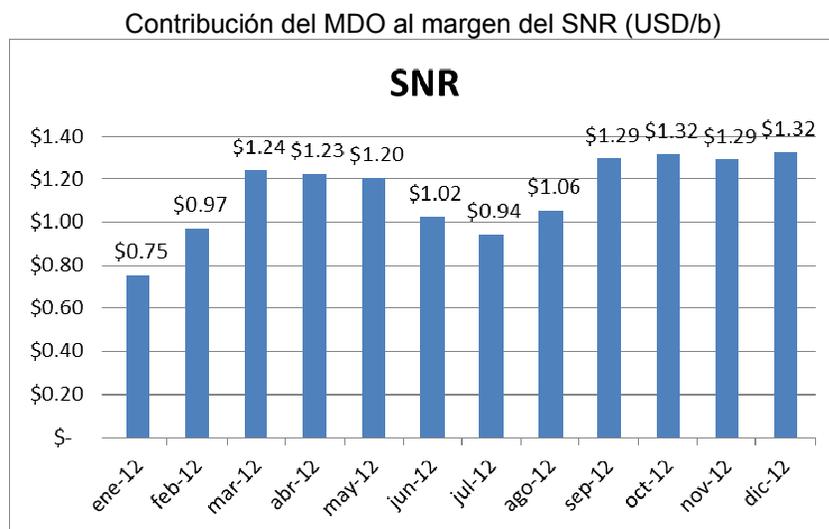


El valor potencial anual de las 142 iniciativas operando de forma sostenida durante un año, permitirá obtener un beneficio total de 1,025 MMUSD anuales (87.09 MMUSD/mes), es decir 2.03 USD/b.

B. Impacto en márgenes de refinación

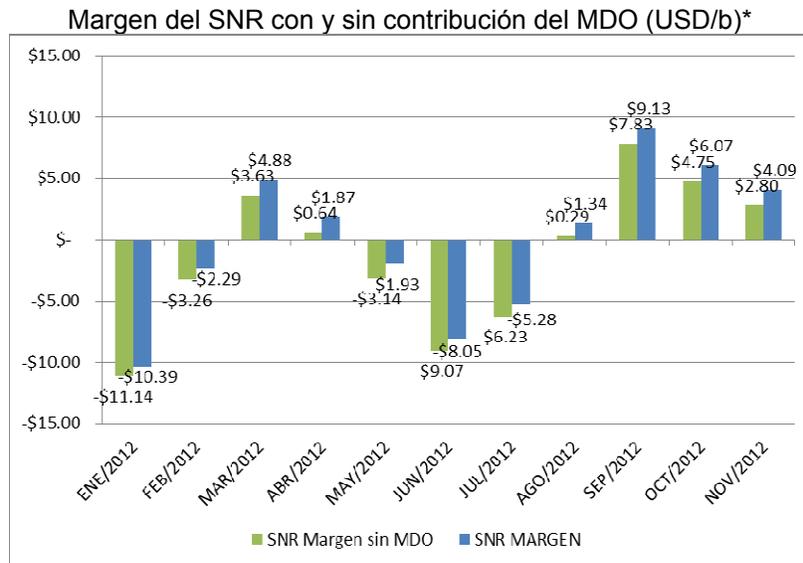
Considerando la información de las herramientas de seguimiento “Profit Tracker” de cada refinería, la cual se vincula con los datos de márgenes del SNR, los impactos de las iniciativas técnicas del MDO se pueden identificar en la variación de los márgenes.

Así, en la gráfica siguiente, se señala la contribución al margen de refinación de las iniciativas MDO, identificando en diciembre de 2012 con la mayor contribución con 1.32 USD/b.



La Subdirección de Planeación de Pemex-Refinación realiza mensualmente el cálculo de los márgenes del SNR considerando la información operativa de las refinerías y los precios vigentes. En este sentido, al análisis mencionado se le incorpora la información de los beneficios económicos actualizados de la herramienta del MDO “Profit Tracker”. Así, en noviembre de 2012, el margen del SNR fue de \$4.09 USD/b, que se ilustra en color azul y el efecto de la contribución de los beneficios obtenidos por el MDO se calcula restando este último al margen del SNR, mostrado en color verde; quedando así el margen de noviembre en \$2.8 USD/b al aislar los \$1.29 USD/b de la contribución del MDO.

En suma, en diciembre de 2012, la contribución real del MDO fue de \$1.32 USD/b y de \$1.14 USD/b en promedio en el año. Se estima que durante 2013, de incrementarse la confiabilidad de las plantas y logrando la máxima implementación de los KPI's de al menos las 142 iniciativas que están en operación, se logre una contribución de \$2.03 USD/b (1,025 MMUSD/año).



*NOTA: No se muestran los datos de márgenes de diciembre debido a disponibilidad en BDR.

C. Metodología de evaluación de Sistema Técnico del MDO

Para diseñar, comprobar y evaluar las iniciativas técnicas del MDO, se diseñaron las herramientas denominadas Daily Tracker y Profit Tracker, dichas herramientas están integradas por los siguientes componentes:

Daily Tracker:

- Seguimiento diario de KPIs'
- Seguimiento diario de cargas y producciones
- Seguimiento diario de datos de laboratorio específicos

Profit Tracker:

- Seguimiento mensual de KPIs'
- Seguimiento mensual de cargas y producciones
- Seguimiento mensual de datos de laboratorio específicos
- Estimación mensual de beneficios económicos

- Estimación mensual de beneficios volumétricos de productos finales
- Ficha técnica que resume todos los datos anteriores

Para fines de análisis nos permitimos exponer la ficha técnica que muestra el comportamiento de la iniciativa No. 7 de la refinería de Cadereyta que recomienda detener el desfogue de los Butanos-Butilenos de coquización y dirigirlos a HDS o alquilación mediante su ficha técnica.

Ejemplo de Ficha Técnica

Refinería	Cadereyta Refinery												
Iniciativa (Oportunidad)	7 - Parar el desfogue de C4s del Coker; redirigirlos al HDS o Alky.												
Proceso Productivo	MTBE/Alky												
Descripción Iniciativa	Procesar los C4s de Coker en Alky o saturar en HDS. Es necesario su proceso a través del complejo MTBE-Alquilación permitirá que se produzca gasolina adicional												
Brecha capturable	Perdidas												
Indicador PMG	13b - Incremento Eficiencia Proceso												
Beneficio Esperado (USD MM\$/año)	32												
Contacto - PEMEX (KBC)	Abner Santamaria Hidalgo (IGP)												
Estado de la Iniciativa	Monitoreo	<table border="1"> <tr> <td rowspan="2">Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)</td> <td>KPI</td> <td>Caso Base</td> <td>Meta</td> <td>Resultado Actual</td> <td>Avance Actual</td> </tr> <tr> <td>Caudal de butanos hacia Alky/MTBE,</td> <td>0</td> <td>1,322</td> <td>1,290</td> <td>98%</td> </tr> </table>	Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)	KPI	Caso Base	Meta	Resultado Actual	Avance Actual	Caudal de butanos hacia Alky/MTBE,	0	1,322	1,290	98%
Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)	KPI	Caso Base		Meta	Resultado Actual	Avance Actual							
	Caudal de butanos hacia Alky/MTBE,	0	1,322	1,290	98%								

	2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	Económico, kUSD\$	1,748	2,543	2,762	1,706	2,114	2,795	3,207	2,526	2,702	2,655	2,604	2,440
KPI, Bbl/day	1,308	1,342	1,245	1,046	1,094	1,243	1,334	1,241	1,306	1,291	1,396	1,290	
Magna UBA [BBL/d]	+ 630	+ 979	+ 995	+ 635	+ 762	+ 1041	+ 1156	+ 910	+ 1006	+ 957	+ 970	+ 879	
Isobutane [BBL/d]	+ 150	+ 232	+ 236	+ 151	+ 181	+ 247	+ 274	+ 216	+ 239	+ 227	+ 230	+ 209	
Magna [BBL/d]	+ 62	+ 96	+ 97	+ 62	+ 75	+ 102	+ 113	+ 89	+ 99	+ 94	+ 95	+ 86	
LPG [BBL/d]	+ 57	+ 88	+ 90	+ 57	+ 69	+ 94	+ 104	+ 82	+ 91	+ 86	+ 87	+ 79	

Como se puede observar, durante todo 2012 el KPI meta de 1,322 barriles de butano butileno, se cumplió con un promedio de 95.4%, un máximo de 106% y un valor en diciembre de 1,290 barriles (98% del KPI meta), esto permitió obtener un beneficio real de 29.8 MMUSD/año (de un potencial de 32 MMUSD/año), mediante la recuperación promedio anual de 1,261 b/d de butanos-butilenos.

D. Análisis de casos

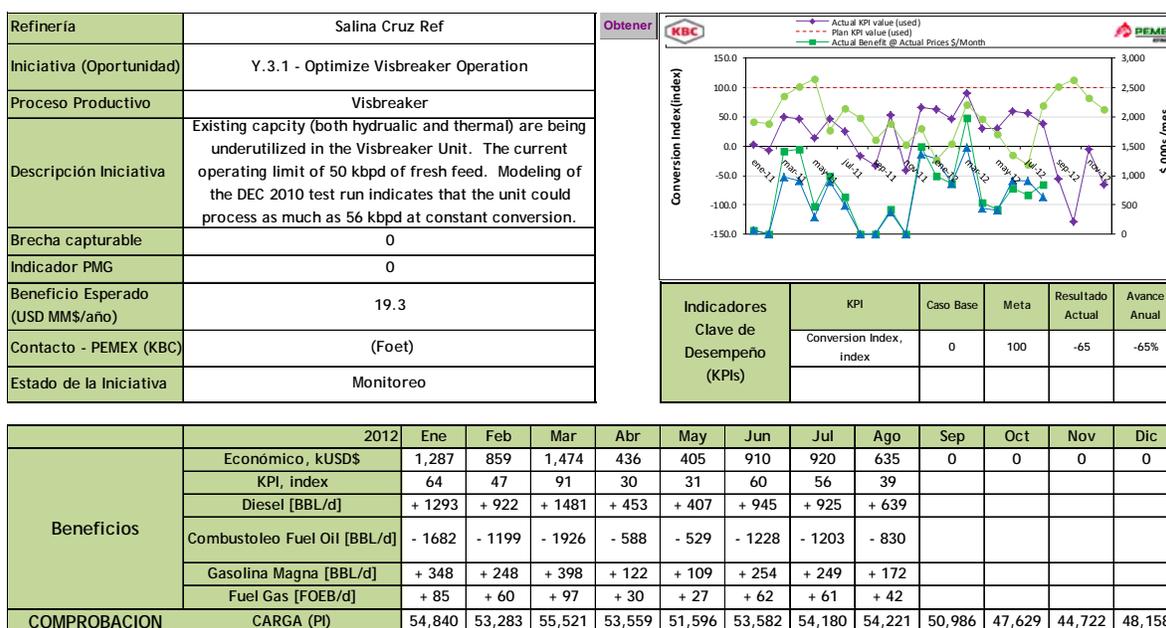
El componente de Sistemas Técnicos del MDO, como ya se mencionó, tiene 373 iniciativas, que para fines de comprobación de impacto

volumétrico, a continuación se seleccionan 3 casos sobresalientes relacionados con: a) Incremento de capacidad de plantas de proceso con respecto a su capacidad nominal; b) incremento de rendimientos; y c) aprovechamiento de corrientes en procesos de mayor valor o que se enviaban a gas combustible u otro destino.

a. Incremento de capacidad respecto a la capacidad nominal: Caso Reductora de Viscosidad de Salina Cruz

Las iniciativas relativas a la planta Reductora de Viscosidad de la refinería de Salina Cruz, están orientadas a incrementar la carga a la planta por arriba de su capacidad nominal, de 50MBD a 56MBD con un incremento en la temperatura de reacción (entre otros factores) y a 57MBD (1MBD incremental) con incremento en la presión de reacción.

La comprobación volumétrica de estas iniciativas corresponde a la carga efectiva a la unidad, ya que ese es su objetivo primario y como consecuencia habrá más residuo de vacío reducido en viscosidad y por lo tanto menor requerimiento de diluyente.



Como se puede apreciar, la carga efectiva a la planta fue mayor a 50MBD, desde enero hasta septiembre, ya que a partir de ese mes,

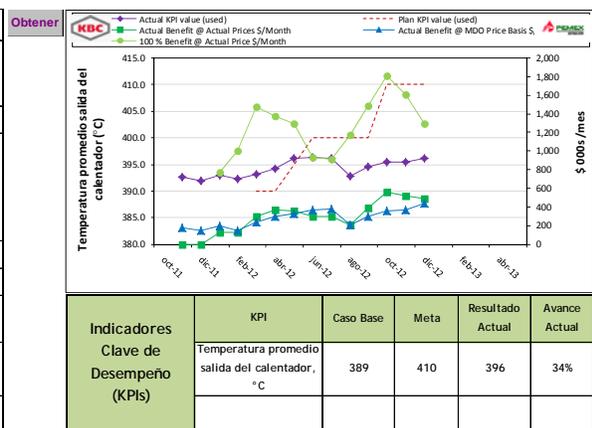
una serie de paros no programados y mantenimientos mayores se dieron en la Refinería, lo que no permitió dar carga completa a la planta.

Aunque el promedio mensual mayor observado es de 55 MBD, se presentaron períodos cortos en los que se ha superado por algunas decenas de barriles el primer valor incremental de 56 MBD. Se espera que durante 2013 esta iniciativa pueda sostener sus KPI's de forma sostenida.

b. Incremento en rendimientos: Caso planta RP2 de Salamanca

En todas las refinerías se cuenta con iniciativas para incrementar el agotamiento del residuo de vacío en las plantas combinadas y de vacío, aumentando en consecuencia el rendimiento de gasóleos. Aquí se muestra la iniciativa 22.2 de la refinería de Salamanca relativa al incremento de temperatura a la salida de los calentadores de la planta de vacío RP2.

Refinería	Salamanca
Iniciativa (Oportunidad)	Y.22.2 - Incrementar la temperatura de salida del calentador en RP2 para aumentar la recuperación de gasóleo
Proceso Productivo	RP2
Descripción Iniciativa	Incrementar la temperatura de salida del calentador por arriba de la de diseño
Brecha capturable	Rendimiento
Indicador PMG	13b - Incremento Eficiencia Proceso
Beneficio Esperado (USD MMS/año)	13.78
Contacto - PEMEX (KBC)	Ing. José Alejandro Aguirre Gomez (Bryan White)
Estado de la Iniciativa	Monitoreo



		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Beneficios	Económico, kUSD\$	197	144	235	303	326	365	379	210	299	364	368	441
	KPI, °C	393	392	393	394	396	396	396	393	394	395	395	396
	Pemex Magna [BBL/d]	+ 149	+ 116	+ 178	+ 237	+ 247	+ 286	+ 286	+ 159	+ 234	+ 275	+ 288	+ 334
	Combustoleo [BBL/d]	- 231	- 181	- 276	- 368	- 384	- 444	- 445	- 246	- 363	- 428	- 447	- 519
	Pemex Diesel [BBL/d]	+ 74	+ 58	+ 89	+ 118	+ 123	+ 142	+ 143	+ 79	+ 116	+ 137	+ 143	+ 166
	Isobutane [BBL/d]	+ 10	+ 7	+ 11	+ 15	+ 16	+ 18	+ 18	+ 10	+ 15	+ 18	+ 18	+ 21
Medición Real (COMPROBACION)	% LVGO	9%	11%	11%	11%	11%	13%	15%	19%	19%	17%	29%	26%
	% HVGO	27%	29%	27%	27%	26%	25%	22%	23%	26%	20%	21%	24%
	% Residuo	64%	60%	61%	63%	63%	62%	63%	58%	55%	58%	50%	49%

En la sección de comprobación o medición real, se puede observar cómo a partir de julio se registra un incremento gradual principalmente en los gasóleos ligeros (de 15% en julio a 26% en diciembre) y una disminución en el residuo de vacío (de 15% en julio a 26% en diciembre).

c. Aprovechamiento de corrientes: Caso Coquizadora de Cadereyta

Tomando el ejemplo de la refinería de Cadereyta, de la iniciativa No. 7 que sugiere aprovechar los butanos butilenos de coquización en alquilación, que se estaban dirigiendo al desfogue en la revisión inicial del estado de la Refinería, se observa que el KPI de esta iniciativa es la misma medición volumétrica del producto a tanques de carga de MTBE y Alquilación. Por lo que su comprobación volumétrica está dada desde el seguimiento diario al KPI.

Refinería	Cadereyta Refinery					
Iniciativa (Oportunidad)	7 - Parar el desfogue de C4s del Coker; redirigirlos al HDS o Alky.					
Proceso Productivo	MTBE/Alky					
Descripción Iniciativa	Procesar los C4s de Coker en Alky o saturar en HDS. Es necesario su proceso a través del complejo MTBE-Alquilación permitirá que se produzca gasolina adicional					
Brecha capturable	Perdidas					
Indicador PMG	13b - Incremento Eficiencia Proceso					
Beneficio Esperado (USD MM\$/año)	32					
Contacto - PEMEX (KBC)	Abner Santamaría Hidalgo (IGP)					
Estado de la Iniciativa	Monitoreo					
Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)	KPI		Caso Base	Meta	Resultado Actual	Avance Actual
	Caudal de butanos hacia Alky/MTBE,		0	1,322	1,290	98%

	2012	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Beneficios	Económico, kUSD\$	1,748	2,543	2,762	1,706	2,114	2,795	3,207	2,526	2,702	2,655	2,604	2,440
	KPI, Bbl/day	1,308	1,342	1,245	1,046	1,094	1,243	1,334	1,241	1,306	1,291	1,396	1,290
	Magna UBA [BBL/d]	+ 630	+ 979	+ 995	+ 635	+ 762	+ 1041	+ 1156	+ 910	+ 1006	+ 957	+ 970	+ 879
	Isobutane [BBL/d]	+ 150	+ 232	+ 236	+ 151	+ 181	+ 247	+ 274	+ 216	+ 239	+ 227	+ 230	+ 209
	Magna [BBL/d]	+ 62	+ 96	+ 97	+ 62	+ 75	+ 102	+ 113	+ 89	+ 99	+ 94	+ 95	+ 86
	LPG [BBL/d]	+ 57	+ 88	+ 90	+ 57	+ 69	+ 94	+ 104	+ 82	+ 91	+ 86	+ 87	+ 79

Así, como se mencionó en la sección de la metodología de evaluación, en 2012, el KPI meta de 1,322 barriles de BB's, se cumplió con un promedio anual de 95.4%, se obtuvo un valor máximo de 106% en febrero y un valor en diciembre de 1,290 barriles (98% del KPI meta), esto permitió acumular durante el año un beneficio real de 29.8 MMUSD (de un potencial de 32 MMUSD/año), mediante la recuperación promedio anual de 1,261b/d de butanos-butilenos.

Conclusión

Los impactos del MDO en su componente de Sistemas Técnicos, están comprobados técnicamente mediante simulación de proceso en PetroSIM™ y se han verificado volumétricamente; sin embargo, la captura total del beneficio potencial de las iniciativas MDO dependen de la operación correcta de las plantas siguiendo no solamente el KPI de cada iniciativa, sino controlando correctamente las secciones de fraccionamiento y las variables de proceso de cada planta.

En este sentido y para fines de análisis, con base en información de la Base de Datos Institucional de PEMEX y de los datos de simulación de PetroSIM, se muestra en la siguiente página la Tabla 1 “Comparación entre utilización real y casos con iniciativas de PetroSIM”, que compara el porcentaje de utilización y el porcentaje de implementación de conjuntos de iniciativas por tipo de proceso.

Así, si analizamos la evolución de las iniciativas MDO en función de la disponibilidad de datos, se puede evidenciar la mayor captura de beneficios en los grupos de iniciativas que muestran en conjunto cercanía entre la utilización del caso con iniciativas de PetroSIM y la utilización real, y mayor porcentaje de implementación mostrados en la Tabla 1.

De nuevo, tal es el caso de la iniciativa 7 de la refinería de Cadereyta que considera el aprovechamiento de los butanos butilenos de coquización en la planta de Alquilación, la cual en diciembre capturó el 89% de su beneficio potencial.

Este comportamiento también se puede apreciar en el conjunto de iniciativas de las plantas reformadoras de la refinería de Salamanca con una captura de 96% de beneficios, al mostrar una utilización 10% mayor a la sugerida en PetroSIM y una implementación promedio de 93%. Las reformadoras de Salamanca tienen 3 iniciativas que suman un beneficio potencial anualizado de 9.19MMUSD/año.

Iniciativas para plantas reformadoras de la Refinería de Salamanca

Iniciativa	Resumen	Potencial MMUSD	% implementación
Y.23.6A	Optimizar el punto de corte de la carga a la RR2	\$3.78	144%
Y.23.6B	Optimizar el punto de corte de la carga a la RR3	\$4.12	66%
Y.23.7	Usar la capacidad adicional de quemado de carbón en la CCR-2	\$1.67	69%

Tabla 1 Comparación entre utilización real y casos con iniciativas de PetroSIM

REFINERIA	GRUPO	CAP. DISEÑO (MBD)	%UTIL INICIATIVAS	%UTIL 2012	BENEFICIO POTENCIAL	Beneficio Dic2012 Anualizado	% Beneficio		% Implementación	
							Potencial	Dic 2012 anualizado/ Potencial	Implementación	% Implementación Plan
CAD	Plantas Primarias	275	81%	64%	\$ 20.34	\$ 6.46	32%	38%	31%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	61.5	82%	64%	\$ 10.72	\$ 10.58	99%	100%	88%	
	Plantas Reformadoras	46	82%	56%	\$ 30.42	\$ 1.52	5%	5%	6%	
	Plantas Catalíticas	90	92%	58%	\$ 20.91	\$ 11.02	53%	53%	65%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	85	93%	62%						
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	40	95%	84%	\$ 2.24	\$ 2.14	96%	97%	88%	
	Coquizadoras	50	103%	91%	\$ 36.30	\$ 9.92	27%	32%	35%	
	Alquilación	14.8	95%	82%	\$ 32.00	\$ 28.34	89%	90%	85%	
	CAD Total	674.3	89%	66%	\$ 152.94	\$ 69.98	46%	59%	57%	
	MAD	Plantas Primarias	177	86%	52%	\$ 7.83	\$ 0.66	8%	35%	39%
Hidrodesulfuradoras de Gasolinas		52	76%	65%						
Plantas Reformadoras		30	92%	57%	\$ 17.78	\$ 5.19	29%	35%	48%	
Plantas Catalíticas		60.5	91%	60%	\$ 23.72	\$ 2.86	12%	25%	26%	
Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios		40	96%	66%						
Hidrodesulfuradoras de Gasoleos		49.7	95%	69%	\$ 17.71	\$ 3.65	21%	17%	29%	
Isomerizadoras		12.5	68%	40%	\$ 1.52	\$ 1.05	69%	70%	67%	
Coquizadoras		50	106%	66%	\$ 36.14	\$ 20.34	56%	29%	34%	
Alquilación		10.2	64%	56%						
MAD Total		481.9	85%	58%	\$ 104.70	\$ 33.74	32%	35%	41%	
MIN	Plantas Primarias	285	82%	47%	\$ 10.63	\$ 4.13	39%	53%	69%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	64.65	108%	40%	\$ 9.27	\$ 1.72	19%	19%	41%	
	Plantas Reformadoras	49.34	72%	45%	\$ 12.38	\$ 9.53	77%	78%	122%	
	Plantas Catalíticas	72	95%	26%	\$ 36.28	\$ 20.88	58%	43%	84%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	76	92%	40%						
	Hidrodesulfuradoras de Gasoleos	50	100%	N/D						
	Isomerizadoras	15	95%	13%						
	Coquizadoras	55.8	115%	60%						
	Alquilación	26.8	77%	N/D						
	MIN Total	694.59	92%	40%	\$ 68.57	\$ 36.27	53%	48%	79%	
SAL	Plantas Primarias	245	79%	64%	\$ 44.57	\$ 26.55	60%	65%	61%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	53.5	74%	73%						
	Plantas Reformadoras	39.3	63%	69%	\$ 9.57	\$ 9.19	96%	93%	69%	
	Plantas Catalíticas	40	113%	74%	\$ 54.93	\$ 40.03	73%	45%	38%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	63	83%	58%	\$ 11.14	\$ 11.12	100%	153%	76%	
	Isomerizadoras	12	69%	56%						
	H-Oil	18.5	79%	31%	\$ 49.72	\$ 11.96	24%	20%	21%	
	Alquilación	5.4	65%	76%						
	Lubricantes (Salamanca)	43.75	81%	59%	\$ 9.25	\$ 4.11	44%	45%	44%	
	SAL Total	520.45	79%	62%	\$ 179.18	\$ 102.96	57%	70%	52%	
SCZ	Plantas Primarias	330	88%	71%	\$ 63.95	\$ 33.22	52%	49%	57%	
	Hidrodesulfuradoras de Gasolinas	65	82%	67%						
	Plantas Reformadoras	50	82%	77%						
	Plantas Catalíticas	80	100%	69%	\$ 21.69	\$ 0.25	1%	1%	1%	
	Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios	100	90%	65%	\$ 3.94	\$ 0.85	22%	17%	19%	
	Isomerizadoras	13.6	80%	44%						
	Reductoras de viscosidad	50	112%	89%	\$ 26.80	\$ 0.46	2%	34%	38%	
	Alquilación	23.8	37%	45%	\$ 6.61	\$ 10.30	156%	158%	115%	
	SCZ Total	712.4	86%	67%	\$ 302.17	\$ 148.04	49%	55%	47%	
	TUL	Plantas Primarias	315	92%	81%	\$ 34.26	\$ 10.57	31%	48%	46%
Hidrodesulfuradoras de Gasolinas		73	86%	78%	\$ 0.80	\$ -	0%	0%	0%	
Plantas Reformadoras		65	79%	64%	\$ 14.59	\$ 4.05	28%	26%	24%	
Plantas Catalíticas		80	74%	60%	\$ 46.43	\$ 10.22	22%	14%	15%	
Hidrodesulfuradoras de Dest. Intermedios		125	76%	59%	\$ 4.50	\$ 2.65	59%	51%	55%	
Hidrodesulfuradoras de Gasoleos		21.35	71%	66%						
Isomerizadoras		17.5	82%	30%	\$ 15.25	\$ -	0%	0%	0%	
H-Oil		50	58%	N/D						
Reductoras de viscosidad	41	92%	0%							

En este contexto, en la Tabla 1 mencionada, se identifican en sombreado gris, seis casos de grupos de iniciativas donde se comprueba que a mayor cercanía entre la utilización real y la sugerida en la iniciativa MDO, así como mayor el porcentaje de implementación, se obtienen los mayores beneficios de cada una.

La Tabla 1 está conformada por 124 iniciativas de las 142 que operaron en diciembre 2012, ya que no fueron consideradas aquellas referentes a iniciativas de energía, agua, gases, pérdida de hidrocarburos, RAM, azufre y otros.

Los datos contenidos en cada columna de la tabla se describen a continuación:

- GRUPO: Se refiere a la categorización de plantas por tipo de proceso.
- Cap. Diseño: Se refiere a la capacidad nominal de las plantas de proceso en MBD registrada en la Base de Datos Institucional de PEMEX (BDI).
- %UTIL INICIATIVAS: Se refiere al % de utilización sugerido por PetroSIM en el caso con las iniciativas.
- %UTIL 2012: Se refiere al valor real de utilización de plantas de acuerdo a la BDI
- BENEFICIO POTENCIAL: Se refiere al valor potencial calculado para cada grupo de iniciativas de acuerdo con la herramienta Profit Tracker del MDO.
- Beneficio Dic 2012 Anualizado: Se refiere al beneficio real obtenido en 2012 para cada grupo de iniciativas anualizado (multiplicado por 12 meses).
- % Beneficio Dic 2012 anualizado/Potencial: Se refiere a la relación entre el beneficio anualizado de 2012 y el beneficio potencial de cada grupo de iniciativas:

-
- % Implementación Potencial: Es el porcentaje de implementación de cada grupo de iniciativas con respecto a su valor potencial.
 - % Implementación Plan: Es el porcentaje de implementación de cada grupo de iniciativas con respecto a su valor planeado.

El código de colores de las 4 columnas que así se identifica, muestran un semáforo verde cuando el porcentaje es mayor a 80%, semáforo amarillo cuando es entre 50 y 80% y rojo cuando es menor al 50%.

II. Componente Confiabilidad. Su objetivo es incrementar el nivel de confiabilidad de las plantas de proceso, reducir el índice de paros no programados, así como incrementar la disponibilidad mecánica de equipos y el tiempo efectivo de trabajo del personal de mantenimiento. Para ello, se están implementando 5 líneas de acción: Estrategia de mantenimiento rutinario; Gestión de eliminación de defectos (ACR's); Optimización de refaccionamiento crítico; Estrategia de rehabilitaciones y Ventanas Operativas.

1. *Estrategia de mantenimiento rutinario.* Consiste en mejorar y fortalecer los procedimientos de planeación y ejecución de los trabajos de mantenimiento para lo cual se está impulsando el uso de la matriz de valoración de riesgo, lo que permitirá transitar de una planeación diaria a una planeación semanal, promoviendo la utilización del Módulo de Mantenimiento de SAP en sus diferentes fases. A diciembre ésta práctica se está implementando en 34 de los 67 sectores del SNR.

La metodología incluye: a) Aplicación de mejores prácticas de mantenimiento rutinario (por sector): Planeación de los trabajos con base en la MVR; Programación semanal de trabajos; Reunión de trabajo diaria para la correcta planeación-programación de los trabajos; Rendición de cuentas mensual dando seguimiento a indicadores de desempeño; b) Programación a nivel refinería y c) Implementación en SAP (por sector).

A la fecha, se tienen los siguientes avances a nivel SNR:

Avances de la línea estratégica de mantenimiento rutinario

Refinería	Mejores Prácticas (en sectores)			Programación a nivel refinería			Implementación en SAP (en sectores)		
	Implementado	En Proceso	Pendiente	Implementado	En Proceso	Pendiente	Implementado	En Proceso	Pendiente
CAD	0	12	0	0	1	0	0	12	0
MAD	4	6	0	0	0	1	1	9	0
MIN	4	8	0	0	0	1	12	0	0
SAL	3	3	4	0	1	0	0	10	0
SCR	11	0	0	0	0	1	0	0	11
TUL	12	0	0	0	1	0	4	8	0
TOTAL	34	29	4	0	3	3	17	39	11

2. Gestión de eliminación de defectos (ACR's).

Los paros no programados que requieren ACR, en el lapso de enero 2011 a noviembre de 2012 son 506, de estos, se tenían 322 ACR's realizados y 184 pendientes.

Dado el rezago, el MDO creó un grupo de líderes encargados de eliminación de defectos por medio de talleres enfocados, con el objetivo de capitalizar las experiencias de incidentes industriales presentados en el Sistema Nacional de Refinación para que por familias de equipos, se determinen los modos de falla dominantes, determinando las acciones de mitigación y con ello optimizar los planes de mantenimiento preventivo, predictivo y prácticas operacionales.

Los resultados a la fecha para mejorar la gestión de eliminación de defectos son:

- Se priorizaron ACR's pendientes con base en impacto económico.
- Introducir un mecanismo de gestión y seguimiento de ACR's por prioridad de impacto económico.

-
- Fortalecer el equipo de eliminación de defectos con cursos y ejemplos prácticos.
 - Revisión de la calidad de los ACR's realizados.
 - Estandarizar los sistemas entre refinerías para tener un adecuado seguimiento y control de los ACR's y sus recomendaciones similar al sistema SIPCoR de Cadereyta.
 - Establecer un plan para la atención de recomendaciones de los ACR's.
 - Se establecieron indicadores de ACR's pendientes a nivel sector para un monitoreo adecuado.
 - Aplicar de manera general las recomendaciones emitidas en los talleres especializados de eliminación de defectos llevados a cabo con la finalidad de disminuir el rezago en la elaboración de los ACR's.
 - Se identificaron equipos recurrentes y se priorizaron siete grupos de equipos para la realización de los Talleres de Eliminación de Defectos.

Talleres realizados:

- Sistemas Eléctricos: Del 08 al 11 de octubre de 2012
- Compresores: Del 17 al 19 de octubre de 2012
- Bombas: Del 24 al 26 de octubre de 2012
- Turbogeneradores: Del 29 al 31 de octubre de 2012
- Cambiadores de calor y líneas de proceso: Del 07 al 09 de noviembre de 2012
- Válvulas de bloqueo: 04 al 05 de diciembre del año en curso.
- Instrumentos: del 6 al 7 de diciembre.

En cada uno de ellos se tuvo la participación de personal especialista de Refinerías (operación y mantenimiento) de la Subdirección de Producción, del Proyecto MDO, de compañías fabricantes de equipo y en algunos de ellos de la Cía. KBC y del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Las observaciones genéricas resultado de los talleres se han enviado a todas las Refinerías para su atención.

De los 184 ACR's pendientes, 137 de ellos se relacionan con las familias de equipos analizados en los talleres, en esas fechas se realizaron 8 ACR's, por lo que quedan pendientes 39 de realizar, lo que representa un 92.29% de cumplimiento (pendiente 7.71%).

Los ACR's pendientes se distribuyen de la siguiente manera:

Cadereyta 4, Madero 7, Minatitlán 4, Salamanca 11, Salina Cruz 9 y Tula 4.

Se logró un avance en el cumplimiento de ACR's, y se está trabajando en fortalecer el sistema de seguimiento a recomendaciones

3. Optimización de refaccionamiento crítico.

Se cuenta con una estrategia la cual consiste en la definición de equipos críticos de cada proceso en la refinería y las refacciones más importantes y existencia en almacenes. Esta estrategia consiste en lo siguiente:

- a. De acuerdo al procedimiento 800-16700-PAI-01 identificar el equipo crítico de cada área.
- b. Determinar el refaccionamiento estratégico para el equipo crítico, el cual debe encontrarse en la lista de materiales del sistema SAP.

-
- c. Efectuar la gestión de recursos económicos para la adquisición del refaccionamiento crítico: i) Generar unidades de inversión para la rehabilitación de equipos críticos estáticos y dinámicos contemplando su refaccionamiento estratégico; ii) Identificar necesidades correspondientes al presupuesto de operación; iii) Gestionar recursos tanto de operación como de inversión; iv) tramitar plurianualidades e iniciar trámites de adquisición.

Estas acciones se deberán complementar con la puesta en marcha de un sistema integral de compras e inventarios óptimo para lo que se requerirá de lo siguiente:

- Calcular el tamaño óptimo de pedido para su consolidación, se deberá privilegiar el uso de pedidos abiertos.
- Definir máximos, mínimos y puntos de re-orden en almacenes, utilizando el Material Resource Planning (MRP) de SAP.
- Priorización de todas las solicitudes asociadas a la criticidad de los equipos.
- Limitar el número de firmas por documento al mínimo requerido por ley.
- Tener un flujo de solicitudes y aprobaciones 100% electrónico.
- Concentrar todas las actividades del proceso en el área de suministros (a partir del lanzamiento de la solicitud por parte del usuario) incluyendo verificación de existencias, elaboración de estudio de mercado, modelo económico y justificativos.
- Uso de un sólo sistema (SAP) para administrar el proceso de principio a fin.

4. Estrategia de rehabilitaciones.

Con el objetivo de mejorar los resultados en el proceso de rehabilitación de nuestras plantas de proceso y equipos principales, se desarrolló la estrategia de rehabilitaciones. Esta

iniciativa consideró la metodología utilizada por KBC “Programa de Optimización de Rehabilitaciones” (TOP) cuyos objetivos son los siguientes:

- Definir la estrategia óptima de rehabilitaciones en cada refinería con objeto de maximizar la disponibilidad de las mismas, así como minimizar los riesgos asociados con problemas de seguridad y calidad que se derivan de la ejecución de las rehabilitaciones y de los excesos en costos y duración de éstas.
- Generar un plan de mejora a largo plazo para coadyuvar a que las refinerías modifiquen su estrategia actual de rehabilitaciones y adopten una acorde al desempeño de clase mundial.

El programa consta de 5 módulos de revisión estratégica; TR-0, TR-1, TR-2, TR-3 y TR-4:

- TR-0: Estrategia de la rehabilitación de la refinería (plan plurianual)
- TR-1: Optimización del alcance de trabajo (Similar al PAI-03 auditoría No.2)
- TR-2: Programación de la optimización (Similar al PAI-03 auditoría No.4)
- TR-3 Revisión de preparativos
- TR-4: Revisión post- rehabilitación

Cada módulo se aplicó en cada una de las refinerías a las siguientes plantas de proceso:

Refinería	Planta	Módulos aplicados
CADEREYTA	U-700-1	TR-1
	Alky 2	TR-1/2/3/4
	MTBE 1	TR-1/2/3/4

	ISOM	TR-2/3/4
	Refinería	TR-0
MADERO	FCC 1	TR-1/2/3
	TAME A/B	TR-1/2/3
	U501	TR-1/2/3
	Isom U100	TR-1/2/3
	Isom U200	TR-1/2
	U500	TR-2
	Maya	TR-4
	Alky	TR-4
	Coker	TR-4
	Refinería	TR-0
MINATITLÁN	BTX	TR-1/2/3/4
	HDG	TR-1/2/3/4
	DA 201	TR-1/2/3/4
	U-100	TR-1
	U-200	TR-1
	U-400	TR-1
	U-500/CCR	TR-1
	Refinería	TR-0
SALAMANCA	IPA	TR-1
	U-12	TR-1
	U-10	TR-1
	U-5	TR-1
	U-4	TR-1
	LB	TR-1
	U-11	TR-1
	AS/RP-2	TR-1
	HDS/RR-2	TR-1
	HDS/RR-3	TR-2/3/4
	ISOM	TR-2/3
	RCC	TR-2/3/4

	U-8	TR-2/3/4
	Refinería	TR-0
SALINA CRUZ	Prim/Vac II	TR-1/2/3
	FCC-1	TR-1/2/3
	Hidros II	TR-1/2/3
	Prim/Vac I	TR-4
	FCC-2	TR-4
	Hidros I	TR-4
	Refinería	TR-0
TULA	Prim/Vac II	TR-1/2/3
	FCC-1	TR-1/2/3
	Hidros II	TR-1/2/3
	U-800-2	TR-4
	Refinería	TR-0

Recomendaciones generales:

En cada módulo aplicado, se obtuvieron recomendaciones específicas y de aplicación general, siendo algunas de ellas las siguientes: Incrementar el período entre rehabilitaciones; Mejorar la calidad de los diagnósticos operacionales; Definir en forma adecuada los alcances de la rehabilitación, ya que no deben incluirse trabajos que pueden hacerse en el mantenimiento rutinario; Utilización de la matriz de valoración de riesgo para la definición de los alcances de la rehabilitación; Optimizar las rutas crítica y subcrítica para minimizar el tiempo de parada; Manejar en forma adecuada las rutas crítica y subcrítica de la rehabilitación; Planear adecuadamente los insumos de la rehabilitación (materiales, contratos, equipos, etc.); Efectuar una evaluación a cada rehabilitación para capitalizar las experiencias, optimizar las rehabilitaciones futuras y definir gran parte de los alcances de la futura rehabilitación, entre otras.

Módulo TR-0:

- Asignar a un equipo integrado por ingenieros de Operación e Ingeniería de Procesos para dar solución a los problemas que limitan la operación de las unidades.
- Limitar a 6 como máximo el número de unidades fuera para rehabilitación. Incrementar el período entre rehabilitaciones, actualmente es de 2 a 3 años, subirlo a 4 a 5 años.
- Determinar la duración de la parada en base al alcance de los trabajos y no a un número fijo de días.
- Asignar recursos específicos para resolver las restricciones identificadas en los reportes.
- La programación de paros y arranques debe desarrollarse con el mismo nivel de detalle que los trabajos de la rehabilitación.
- Actualizar procedimientos operativos de paros y arranques y utilizarlos en rehabilitaciones posteriores.
- Desarrollar un programa proactivo de Inspección Basada en Riesgo (IBR), no buscar los defectos una vez que la unidad ya está fuera.

Módulo TR-1:

- Asignar personal experimentado de operaciones a la planificación de las rehabilitaciones a tiempo completo 16 meses antes de la parada.
- Establecer los roles y responsabilidades del personal de Inspección Técnica para que puedan formar un centro de excelencia en integridad mecánica.
- Las actividades que se puedan ejecutar en forma segura y económica con la planta en operación, deben realizarse como pre-parada, realizar lo mínimo en la parada y el resto en la post-

parada, utilizando el presupuesto de rehabilitación que le corresponde.

- Encontrar y eliminar las causas raíz de los retrasos en la emisión de los diagnósticos validados por todas las disciplinas y la justificación de los alcances.
- Desarrollar un programa con ruta crítica para las actividades de pre-parada así como para las de post-parada.
- Mejorar la calidad de la planeación de la rehabilitación, generar un plan maestro que contenga todas las actividades a realizarse y evitar que actividades no críticas se vuelvan críticas.
- Trabajar las actividades del camino crítico lo antes posible una vez que el equipo en cuestión esté liberado, sin esperar a que toda la planta se entregue a mantenimiento, atender solo actividades del camino crítico.
- No utilizar el “costo del producto” para la justificación económica, debe utilizarse el “margen variable” (lucro cesante), de lo contrario, el costo-riesgo-beneficio es exagerado.
- Los trabajos rechazados por el PAI-04 deben canalizarse al mantenimiento de rutina y ejecutarse con la planta en operación. Reasignar al mantenimiento rutinario una cantidad apropiada de recursos financieros que se ahorran al trasladar actividades de una rehabilitación fuera de ésta. Si no se asignan fondos adicionales, la confiabilidad operativa se verá afectada de manera negativa.
- Asignar presupuesto suficiente para mantenimiento, al menos 3 veces lo que requiere una refinería de clase mundial (2% del valor de remplazo) durante dos ciclos de rehabilitaciones (8 años).

Módulo TR-2:

- Encontrar y eliminar la causa raíz de los retrasos en la emisión de los diagnósticos validados por todas las disciplinas y la justificación de los alcances de la rehabilitación.
- El Departamento de Compras debe obtener las cotizaciones de los proveedores y no el usuario.
- Mejorar la calidad de los diagnósticos.
- Planificar todas las actividades a detalle y no sólo las de la ruta crítica, evitar que actividades no críticas se vuelvan críticas.
- Programar las actividades de larga duración en tramos de 6 a 8 horas, pero nunca más allá de un turno (10 horas).
- Las refinerías deben desarrollar un plan de inspección basado en riesgo.
- Plasmar los requerimientos de Inspección en los programas marcando la conclusión de todas las inspecciones iniciales a más tardar dentro del primer tercio de la parada (10 días)
- Los medios auxiliares de fabricación deben planearse y programarse para no entorpecer trabajos de otras unidades fuera.

Módulo TR-3:

- Integrar todos los programas de trabajo y no sólo los de la ruta crítica, ya que una ruta subcrítica por menos de 3 días debe tratarse con la misma importancia que la crítica.
- Incluir los planes de inspección en la rehabilitación para no interferir con otras actividades.
- En esta etapa se deben tener fincados todos los contratos con terceros.

-
- En las revisiones efectuadas en el SNR al grado de preparación para las rehabilitaciones, se detectó que es inferior al promedio de la industria de la refinación.
 - Puntos clave para una buena rehabilitación:
 - La adecuada planeación previa evita un pobre desempeño.
 - Hacer uso de personal con experiencia.
 - Comenzar a planear con la debida anticipación (18 meses antes si se trata de una rehabilitación mayor).
 - Ejecutar las adquisiciones puntualmente.
 - Involucrar a los contratistas, pero mantener el control.
 - Asegurarse que el diagnóstico operativo y los alcances de la rehabilitación hayan sido finalizados 12 meses antes de la rehabilitación.
 - Garantizar el congelamiento de la lista de trabajos 12 meses antes de la rehabilitación.
 - Asignar a tiempo completo a personal de adquisiciones y contratos para asegurar el suministro de materiales y fincar los contratos oportunamente.
 - Asegurar que se asigne personal clave de Operación, Mantenimiento y USIPA a la rehabilitación, preferentemente un mes antes del paro.

Módulo TR-4:

- No rotar al personal clave antes o durante una rehabilitación.
- Seguir los procedimientos PAI-03 y PAI-04 en toda su extensión, poniendo énfasis en la calidad y no en el volumen de trabajo para cumplir con las fechas límite de los hitos principales.

-
- Asegurarse de que se identifiquen todos los materiales necesarios con largo plazo de entrega y que la órdenes de compra se finquen al menos 16 meses antes del paro.
 - Consolidar las recomendaciones de Operación, Inspección y Mantenimiento en una lista maestra de trabajos, la cual debe constituir el 80% de trabajos para la siguiente rehabilitación.
 - Identificar lo antes posible los contratos y materiales con largo tiempo de entrega y garantizar que sean tomados en cuenta dentro del proceso de aprobación del presupuesto.
 - Maximizar el uso de contratos plurianuales para la rehabilitación, involucrar a los contratistas en las etapas preliminares de la fase de planeación.
 - Desarrollar una estimación de horas hombre y costos incurridos durante la rehabilitación. Estimar la contribución de los contratos de servicio que no se asignan a activos dentro de SAP.
 - Establecer y comunicar el programa de ejecución al menos dos meses antes de la fecha planeada de inicio de la rehabilitación, utilizar KPI's para monitorear los avances en materia de planeación, programación y ejecución.
 - Idear un plan maestro que contribuya a navegar a través del proceso de planeación de la rehabilitación, considerando los pasos intermedios que deben darse para cumplir con los tiempos límite establecidos en el PAI-03.
 - Realizar un esfuerzo máximo para minimizar los cambios no planeados en el alcance de los trabajos.
 - Hacer más eficiente el proceso de permisos de trabajo, se puede capacitar a personal operativo para que apoye en la autorización de los permisos.
 - El área de Inspección debe definir el término "limpio" para evitar que equipos no críticos se conviertan en críticos.

-
- Adoptar el “principio de 4 ojos de los operadores” para que dos por separado revisen todos los circuitos e inspeccionen al azar la tensión de los pernos de las juntas que se rompieron durante la rehabilitación.
 - Contratar los servicios de un experto en SAP para que pueda planear y maximizar prioridades con base en el cumplimiento del programa y las necesidades de avance del mismo.
 - Redoblar esfuerzos para cumplir los hitos determinados de planeación de la rehabilitación.
 - La calidad de los reportes de inspección debe mejorar para poder identificar la cantidad de reparaciones necesarias a tiempo.
 - Antes de la siguiente rehabilitación, el área de Inspección debe realizar todas las inspecciones que se requieran y conjuntamente con análisis de históricos, definir claramente las reparaciones necesarias y evitar “trabajos recién descubiertos” que no fueron planeados.
 - Evaluar la funcionalidad de los MAF’s (grúas, elevadores, etc.) previo a la rehabilitación.
 - Revisar el proceso de permisos con objeto de minimizar los tiempos ociosos. Capacitar al personal de mayor antigüedad para que complete trabajos tales como la detección o pruebas de O2, delegarles autoridad para firma de permisos.
 - Medir el avance comparando las horas hombre reales contra las programadas, actualizar diariamente una gráfica que muestre dicho avance. Monitorear detalladamente las rutas críticas y subcríticas.
 - Incrementar la capacitación del personal en SAP, ya que sus capacidades están siendo subutilizadas.

-
- Al emitir reportes acerca de rehabilitaciones, consolidar toda la información en un solo libro que sea la base para el siguiente evento, destacando los puntos de alto riesgo.
 - Se requiere de un alto nivel de disciplina y conocimiento de los sistemas de procesos y las condiciones en que se encuentran para cumplir con los hitos marcados por el PAI-03 y PAI-04 mediante trabajos de calidad y decisiones fundamentadas, no se trata de un ejercicio tan sólo de llenar formas, se requiere de personal calificado.
 - Con lo anterior, se busca reorientar hacia las mejores prácticas, la estrategia de rehabilitaciones.

Con base en lo anterior, se emitirán instrucciones para implementar al 100% las recomendaciones emitidas en cada uno de los entregables tanto de carácter general como específicas. Para las rehabilitaciones de 2013, se podrán aplicar las recomendaciones de los módulos TR-2, TR-3 y TR-4, y para las de 2014 y futuras las de los cinco módulos. Lo anterior, ayudará al SNR a alcanzar los objetivos trazados.

5. Ventanas Operativas.

La Dirección Corporativa de Operaciones en 2009 arrancó el Programa de Ventanas Operativas no obstante hasta 2012 se impulso esta iniciativa en el SNR.

La estrategia de relanzamiento de Ventanas Operativas, se basa en siete palancas:

- Definir equipos de trabajo liderados por la Subdirección de Producción
- Capacitación en VO's y homologación de criterios SNR
- Establecer Ventanas Operativas con base en el diseño de los equipos

-
- Análisis de equipos y plantas que requieren acciones de mejora urgentes
 - Implementar acciones correctivas y establecer rendición de cuentas
 - Desarrollar una herramienta de visualización a nivel SNR
 - Establecer un mecanismo de gestión y rendición de cuentas.

Para llevar a cabo esta estrategia, en diciembre se llevó a cabo una reunión de relanzamiento, donde se acordaron los siguientes puntos:

- El MDO central deberá apoyar la iniciativa de relanzamiento de esta práctica.
- Los responsables de MDO en cada Refinería deberán comunicar la estrategia de relanzamiento de VO's a las Gerencias en el SNR.
- El MDO central deberá apoyar la designación del equipo de trabajo a nivel central integrado por un especialista de la Gerencia de Control de Producción uno de Mantenimiento y otro de la Gerencia de Ingeniería de Proceso.
- El Superintendente general de operación, como Subcoordinador de la mejor práctica de VO's deberá revisar que en su equipo de trabajo a nivel Refinería esté integrado por un especialista de Operación, Mantenimiento, UIPGN y TI con los siguientes requisitos; que el personal de Operación tenga experiencia en al menos dos procesos; Mantenimiento: Formación mantenimiento mecánico con autoridad.
- El MDO central solicitará a cada Coordinador de MDO de las refinerías la lista de equipos críticos, fecha de la última actualización de la criticidad, procedimiento utilizado y la base de cálculo.

-
- El Superintendente de Ingeniería de Mantenimiento deberá actualizar los análisis de criticidad de equipos de acuerdo al procedimiento DCO-800-16700-PAI-01 vigente, este no deberá ser mayor de un año.
 - El Superintendente general de operación como Subcoordinador de la mejor práctica de VO's deberá definir las variables a monitorear como ventanas operativas, éstas deben ser el número mínimo que nos permitan maximizar la confiabilidad del equipo, soportada sobre las hojas de especificación de diseño del equipo.
 - El MDO sede deberá apoyar al equipo central a realizar la arquitectura para la estandarización del sistema de TI para el monitoreo de las ventanas operativas en el SNR.

III. Componente Gestión de la Producción. El objetivo es lograr una mayor adherencia a la programación diaria con base en la captura de oportunidades técnicas y económicas.

Se desarrollaron y/o actualizaron herramientas que permitirán mejorar la programación de la plana operativa de las refinerías.

a. Calibración de Modelos de Simulación en Petro-SIM™

En particular, para medir las brechas económicas de los sistemas técnicos, se recopiló información y generó un modelo de simulación rigurosa de procesos utilizando el sistema Petro-SIM™ que representa las principales plantas de las refinerías. Posteriormente, se integró un modelo con diagramas de flujo de cada refinería incorporando nuevas simulaciones de las unidades de proceso, así como todas las demás operaciones unitarias y mezclas. Para determinar el punto de partida (caso base) se definió un período estable en los procesos de cada refinería verificando que los resultados de esta corrida en PetroSIM efectivamente reflejaran la operación en ese período.

Con el modelo de Petro-SIM™ calibrado fue posible medir el impacto de cada iniciativa técnica generada a través del seguimiento del KPI y factor de servicio asociados que se traduce en mejores rendimientos de productos finales y ahorro de energía principalmente.

b. Calibración de Modelos de Optimización en PIMS

La simulación en Petro-SIM™ permitió actualizar y mejorar los modelos locales de optimización existentes (PIMS), ya que a través de una interface de programación lineal se traducen rendimientos, propiedades y deltas de variables de proceso en vectores que componen las tablas de los modelo de la refinería en PIMS. El proceso de calibración consistió en incluir nuevos ensayos y recortes de crudo para cada planta primaria de las refinerías, revisión de insumos y productos así como de corrientes intermedias y sus propiedades, modificación de Sub modelos en cuanto a rendimientos, propiedades y estructura para lograr una mejor coincidencia con la simulación del caso base en Petro-SIM™.

Además, se realizaron mejoras en los modelos entre las que se pueden mencionar incorporación de cortes variables fraccionados en la tabla de ensayos que permite optimizar la producción de destilados, el uso de límites de variables de proceso en la principales plantas y el cálculo automático (por definición de fórmula) de los índices de mezclado.

Los modelos de simulación y optimización generados durante el proyecto MDO son una herramienta indispensable para fortalecer la programación operativa mensual del SNR, por ello se requieren esfuerzos adicionales para mantener calibradas ambas herramientas. Como parte de este esfuerzo, personal de Planeación, Producción en Refinerías y MDO han realizado visitas a las refinerías para verificar el buen funcionamiento de todos los modelos y sus resultados con los jefes de sector.

-
- *Estrategia de programación diaria.* Esta línea de acción está sustentada en las siguientes acciones: Diseño de nuevo proceso de programación de la producción con la participación de las refinerías; Calibración de los modelos de optimización incluyendo iniciativas MDO; Talleres de capacitación a miembros clave de todo el SNR y Optimización logística de insumos para la producción.

Los avances e impacto a la fecha son los siguientes:

- Se ha logrado que las refinerías y el grupo de programación de oficinas centrales se comuniquen y trabajen en el programa de producción en forma conjunta.
- El apego a los programas operativos de proceso de crudo ha subido de 87% en 2011 a 95.6% en el período enero-noviembre de 2012.

Se han visitado las refinerías de Tula, Salamanca, Salina Cruz y Madero. Quedan pendientes de atender Cadereyta y Minatitlán.

Se realizaron ajustes logísticos para el desalojo, distribución y/o comercialización de la producción incremental de diesel marino en Salina Cruz. Se han generado reuniones para permitir el desalojo, distribución y/o comercialización de la producción incremental de propileno en Salamanca y Cadereyta y se generó una nueva iniciativa para suministro de butanos a Madero, Tula y Cadereyta aprovechando la corriente de butano de las fraccionadoras de butano de la refinería de Minatitlán.

Además, la coordinación logística con la implementación de las iniciativas técnicas de agotamiento de residuo de vacío, incremento en producción de ACL, mezclado de producto, viscorreductoras, H-Oil y coquizadoras, lo cual ayudará a evitar las limitaciones de proceso de crudo por salidas de combustóleo.

IV. Componente de Suministros. Tiene como objetivo asegurar el abastecimiento de insumos y refaccionamiento crítico para el SNR, a partir de la selección de categorías críticas considerando su monto e importancia.

7. *Estrategia de suministros para categorías prioritarias.* En primer término se han establecido recomendaciones para optimizar el proceso de suministro en el SNR: Consolidar los contratos por proveedor y tipo de material así como negociar mejores precios y condiciones por volumen; Disminuir los tiempos requeridos desde la solicitud de una requisición hasta el surtimiento; Desarrollar proveedores confiables para establecer relaciones a largo plazo; Unificar los sistemas para el seguimiento a las compras; Mejorar la coordinación y planificación y Optimizar la gestión de inventarios.

En este contexto, se identificaron y establecieron categorías prioritarias definidas en tres olas, que representan entre el 28 y 38 % del gasto en cada categoría.

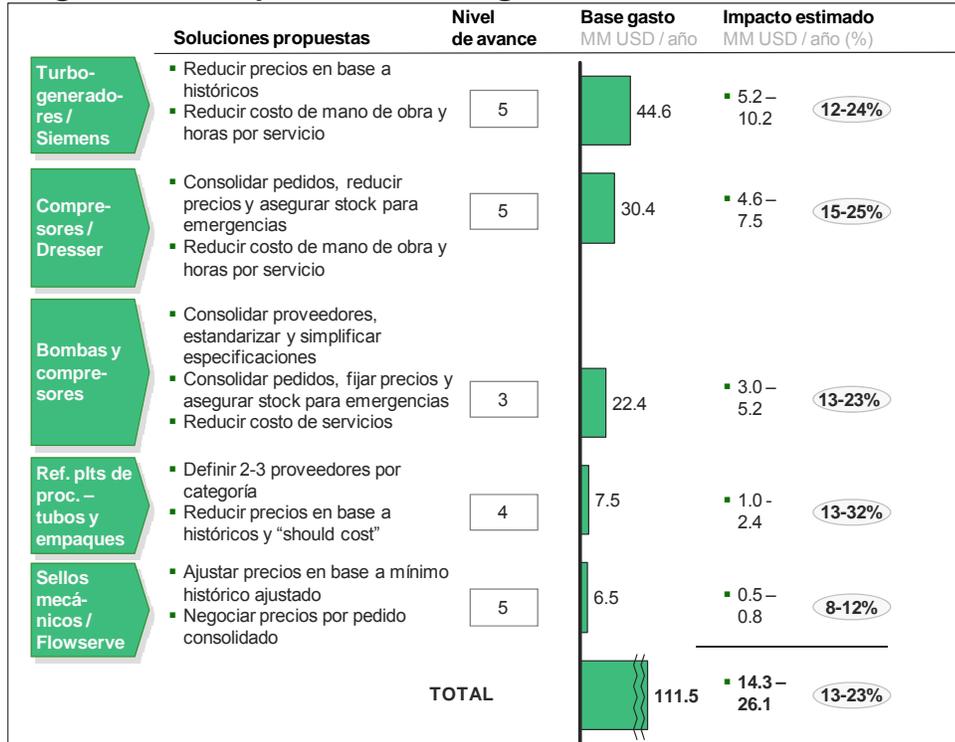
Ola 1. Sosa Cáustica, Nitrógeno, Ácido Sulfúrico y Catalizador para plantas catalíticas FCC.

Diagnóstico de oportunidades en la primera Ola

Soluciones propuestas	Gasto 2011 MMUSD	Ahorro Porcentaje	Impacto estimado MMUSD / año
Sosa cáustica <ul style="list-style-type: none"> Modificar mecanismos de ajuste de precio para incluir referencias internacionales Invitar a proveedores internacionales Validar necesidad técnica de grado rayón 	21	55	\$3.2-11.6
Nitrógeno líquido <ul style="list-style-type: none"> Renegociar contratos vigentes con Praxair para homologar precios base y establecer MXN como moneda funcional Evaluar establecimiento de plantas de producción en sitio 	15	15	\$1.3-2.2
Ácido sulfúrico <ul style="list-style-type: none"> Terminar los contratos con precios elevados Identificar proveedores alternativos factibles Realizar un nuevo proceso de contratación para incorporar los y/o consolidar volúmenes 	6	15	\$0.2-0.9
Equipos de Medic. y Control <ul style="list-style-type: none"> Establecer contactos con proveedores primarios para categorías principales Implementar contratos preparatorios para la adquisición de sus equipos y refacciones 	58	5	\$1.4-2.6
Total	100	17	\$7.1-17.4

Ola 2. Refacciones para Turbogeneradores, refacciones para Compresores, refacciones para Bombas, Tubos para plantas, Sellos Mecánicos y Equipo de Medición y Control.

Diagnóstico de oportunidades segunda Ola



Ola 3. Se encuentra en proceso de identificación, por parte del personal de las refinerías, para realizar su consolidación y contratación a nivel central.

Adicionalmente con lo que respecta a la Ola 1 de Suministros se informa lo siguiente:

Se dio seguimiento al envío de la documentación correspondiente a cada una de las categorías prioritarias de suministros, por parte de las refinerías hacia la Gerencia de Recursos Materiales (GRM) para llevar a cabo el proceso de compra consolidada de; Sosa Cáustica, Nitrógeno, Ácido Sulfúrico, para el período 2013-2015.

Se propusieron las fórmulas de ajustes de precios para las contrataciones de Sosa Cáustica con base a índices internacionales ICIS y para Ácido Sulfúrico con base a Índices Nacionales de Precio Productor.

De acuerdo a los cronogramas de contratación los avances para cada una de las categorías de la Ola 1, es el siguiente:

El 12 de diciembre de 2012 se realizó la presentación y apertura de propuestas por parte de los convocantes a la licitación de Sosa Cáustica, teniendo programado emitir fallo durante enero de 2013. En la adquisición de Sosa Cáustica se llevó a cabo un cambio de grado, de rayón a membrana, lo que permitirá un proceso eficiente y sustentable.

Para el período 2013-2015, el 22 de diciembre se asignó el contrato de Nitrógeno, mediante la modalidad de contrato abierto a las Compañías de CRYOINFRA para las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán y Salamanca y PRAXAIR para las refinerías de Salina Cruz y Tula.

El 12 de diciembre de 2012 se realizó la presentación y apertura de propuestas por parte de los convocantes a la licitación de Ácido Sulfúrico y de acuerdo al cronograma de actividades para la contratación se tiene contemplado emitir el fallo Sosa Cáustica, teniendo programado de emitir fallo durante enero de 2013.

Para el suministro de Catalizador FCC período 2013-2014, las refinerías y la Gerencia de Ingeniería de Procesos (GIP), están elaborando las bases técnicas y la documentación soporte para tramitar su contratación a través de ITS.

De acuerdo a los programas de contratación los avances para cada una de las categorías de la Ola 2, es el siguiente:

Se emitieron recomendaciones para revisar los contratos marco de las siguientes marcas/equipos: Siemens-Turbogeneradores; Dresser-Compresores y Elliot-Compresores. Así mismo, se encuentran en proceso de análisis: bombas y refacciones para plantas de proceso,

como tubería sin costura y empaques estructurados. Finalmente, están en proceso de consolidación y análisis equipos de medición y control para privilegiar las compras a proveedores primarios.

En lo que respecta a la Ola 3, se pretende enviar los lineamientos de la metodología de consolidación y negociación de precios, a las refinerías, con el objeto de que en cada una de ellas se identifique las categorías prioritarias.

V. Componente de Fortalecimiento Organizacional. Este componente está constituido por dos elementos: Gestión del Desempeño, en el cual se definieron los elementos clave de un sistema de gestión de desempeño individual y un sistema institucional de rendición de cuentas del SNR; y Factor Humano en el que se definió la estrategia para cerrar las brechas identificadas en capacitación y gestión de talento y un programa de administración del cambio (apéndice).

En lo que respecta a Gestión del Desempeño se han desarrollado las siguientes líneas de acción:

8. *Sistema de evaluación individual.* En esta iniciativa se definió el cascadeo de indicadores para todos los puestos de personal técnico, desde el Subdirector de Producción, hasta los jefes de sector de cada una de las refinerías. Como primera etapa, en el Sistema Institucional de Evaluación al Desempeño Individual (SIADI), quedaron alineados los indicadores del Subdirector con los de los Gerentes de las seis refinerías del SNR.

Matriz de indicadores SIADI

Indicador	Unidades	Cadereyta	Madero	Minatitlán	Salamanca	Salina Cruz	Tula
▪ Índice de frecuencia		5% 39-30	8% 3-26	6% 39-3	8% 4-3	7% 39-30	3% 39-30
▪ Índice de gravedad		5% 34.9-25	8% 25-21	6% 34.9-25	8% 30-20	7% 29-20	3% 29-25
▪ Índice ASP		6% 2.4-2	5% 2-2	8% 2.49-2	8% 2.5-2	7% 2.4-2	7% 2.4-2
▪ Índice de paros no programados	%	8% 3.9-3	10% 3-3	8% 4.9-4	10% 4-3	10% 3.9-3	5% 3.9-3
▪ Disponibilidad mecánica	%	6% 90.3-92.2	10% 92-92	10% 92.9-93	10% 89-93	10% 94.7-95.8	5% 90-93.4
▪ Margen neto	USD/bbl		3% 8-8	6% 24.4-03	8% (5)-(2)	6% (9)-.25	5% (3.67-2.02)
▪ Margen variable	USD/bbl	7% 6-6.35	3% 3.5-3.5	6% 3.01-6.8	8% -2-0	6% -1.05	5% (1.86)-(0.21)
▪ Adherencia al plan de producción	%	8% 90.5-94.2	10% 93-93	9% 90.1-93	10% 86.5-91.5	10% 92.6-94.6	10% 90-95
▪ Rendimiento gasolinas	%	7% 39.1-40	10% 34-34	8% 39.5-40	10% 39.3-41.6	10% 39.3-41.6	8% 34.1-34.5
▪ Rendimiento destilados intermedios	%	7% 38-38.9	10% 30-30	10% 29-29.9	10% 30.7-31.7	10% 28.1-28.4	7% 25.1-25
▪ Productividad laboral		3% 2.1-2.5	8% 3-3	7% 2-2.5	5% 25-31-3	7% 26-31	5% 2.1-2.5
▪ Captura de beneficios MDO	MMUSD	8% 60-63	5% 100-100	6% 38.1-45	5% 108-114	5% 86-90	5% 73-73
▪ Consumo de Combustóleo	MBD		3% 1.5-1.5				7% 5-4
▪ Recuperación de Azufre	%	6% 90-90.9		10% 90-90.9			
▪ Otros Indicadores Específicos por Refinería		24% n.a.-n.a.	7% n.a.-n.a.			5% n.a.-n.a.	25% n.a.-n.a.

Para la etapa de planeación de 2013 durante enero, se alinearán los indicadores y metas de los siguientes niveles jerárquicos de cada refinería y de la Subdirección de Producción, de acuerdo al cascadeo establecido en esta estrategia.

9. *Sistema institucional de gestión y rendición de cuentas (SNR)*. La estrategia se centra en establecer diálogos de desempeño en los diferentes niveles de la refinería, mediante reuniones regulares, estructuradas y planeadas cuidadosamente entre gerentes y sus reportes directos, en dónde se usan datos precisos para revisar el desempeño de cada unidad, entender las causas principales de cualquier brecha, y acordar los planes de acción priorizados para enfrentarlas.

Con objeto de homologar los diálogos de desempeño en todas las refinerías del SNR, se diseñó una estrategia para formalizar el esquema de reuniones de rendición de cuentas con indicadores específicos, la cual considera la siguiente estructura básica para su desarrollo: a) De Supervisores a Ingenieros de Mantenimiento y Operación, seguimiento diario mediante tableros operativos; b) De grupo técnico a Jefes de Sector, reunión diaria mediante diálogos de desempeño; c) De Jefes de Sector a Superintendentes reunión semanal con presentación gráfica; d) De Jefes de Unidad al Grupo

Directivo de la Refinería mediante presentación gráfica por unidad alternada semanalmente y finalmente, de Gerente a Subdirector, mensualmente mediante una presentación grafica que contenga la información de todo el centro de trabajo.



10. *Estrategia de comunicación.* Con el objetivo de informar, sensibilizar y difundir el programa MDO se han realizado diversas actividades, dentro de las que destacan las siguientes: se diseñaron trípticos y boletines informativos, se elaboraron mantas con fotografías de los jefes de sector y talleres con las leyendas de los compromisos para mantener la difusión del programa así mismo se estableció un canal de información a través del correo electrónico institucional.

Se consolidó el documento con la metodología de la comunicación, la cual define los roles y funciones tanto del personal de las refinerías como del personal de oficinas centrales.

11. Programa de gestión de talento. Un componente central del programa MDO, es el desarrollo del Factor Humano, por lo que se

ha trabajado en iniciativas relevantes para capacitar, evaluar y reconocer al personal.

Con respecto a las iniciativas de evaluación y reconocimiento al personal, debido a que cada centro de trabajo estaba aplicando diferentes criterios de reconocimiento, se elaboró una propuesta de homologación del premio MDO para todo el SNR, en la cual se determinaron 4 categorías para entrega de reconocimientos las cuales son:

- Competencia entre Sectores
- Trabajador Sobresaliente, para Operadores y Operarios
- Personal Sobresaliente, para Personal Técnico
- Competencia entre Refinerías

En la propuesta de homologación de la iniciativa del premio MDO se estableció la frecuencia y el número de ganadores por refinería, quedando pendiente autorizar los premios a otorgar así como la mecánica y procedimientos de aplicación para cada ganador.

El pasado 29 de noviembre, los Directores Generales de Petróleos Mexicanos y Pemex-Refinación, entregaron a los Gerentes de cada refinería, el premio MDO, en sus 4 categorías, posteriormente en cada refinería, los Gerentes entregaron los premios correspondientes a los trabajadores que se hicieron acreedores al mismo, actualmente se trabaja en el cierre del documento final de esta estrategia para poder emitir la versión definitiva hacia las refinerías del SNR.

También, destaca en este rubro la impartición de más de 15 mil horas hombre en capacitación y coaching en temas de gestión y economía de la refinación.

12. *Programa de fortalecimiento de liderazgo.* Las mejores prácticas internacionales muestran que la buena salud organizacional es un factor clave para mejorar el desempeño de cualquier organización.

Se llevó a cabo el diagnóstico de fortalecimiento organizacional el cual arrojó que una de las principales áreas de oportunidad para la mejora del desempeño operativo es la consolidación de cuadros de liderazgo sólidos.

Se realizaron Cinco acciones específicas para diagnosticar el estado organizacional del Sistema Nacional de Refinación: Encuesta electrónica de salud organizacional a personal de confianza, encuesta física de salud organizacional a niveles menor a 32, entrevistas con el GDD y gerentes de refinerías, grupos de enfoque y análisis de elementos organizacionales.

Se implementaron cuatro iniciativas fundamentales para el programa de fortalecimiento de liderazgo:

- Perfil de liderazgo en cada refinería coincidiendo que los principales atributos para un líder son valores, orientación a resultados, colaboración y mentalidad estratégica.
- Evaluaciones 360° para capturar percepciones sobre el desempeño de los líderes de las refinerías en los atributos delineados anteriormente.
- Sesiones de retroalimentaciones individualizadas con la intención de profundizar en éxitos y áreas de oportunidad de cada líder.
- Talleres de liderazgo individual y liderazgo en grupos para reforzar habilidades necesarias de un buen líder.

13. Programa de productividad laboral. Este programa garantiza la optimización del uso de los recursos y personal para que se maximicen la captura de ahorros incrementando la disponibilidad de horas adicionales del personal.

De acuerdo al éxito que se presente por el desarrollo de la estrategia de mantenimiento rutinario, incrementando el tiempo efectivo de trabajo en cada refinería, lo anterior fortalece lo

planteado por el MDO que reconoce como un componente central, el desarrollo del Factor Humano, el cual contempla un programa de productividad laboral como uno de sus pilares principales. El diagnóstico de este programa dentro las refinerías del SNR, mostró dos principales problemáticas; Bajo índice del Tiempo Efectivo de Trabajo y gasto excesivo en realización de trabajos de mantenimiento por terceros.

Por lo anterior se instruirá primeramente a dar continuidad y lograr el éxito de la estrategia de mantenimiento rutinario, con lo cual se podrá optimizar e incrementar el tiempo efectivo de trabajo del personal de mantenimiento de cada una de sus refinerías y posteriormente se deberá realizar un análisis interno de los servicios brindados por terceros que puedan ser sustituidos por el personal propio de mantenimiento y que signifiquen ahorros importantes para el centro de trabajo.

Para asegurar estos ahorros calculados y considerando la complejidad de las actividades se deberán identificar mediante tres olas, los trabajos de Mantenimiento Rutinario, de Mantenimiento Técnico y de Mantenimiento de alta especialización para:

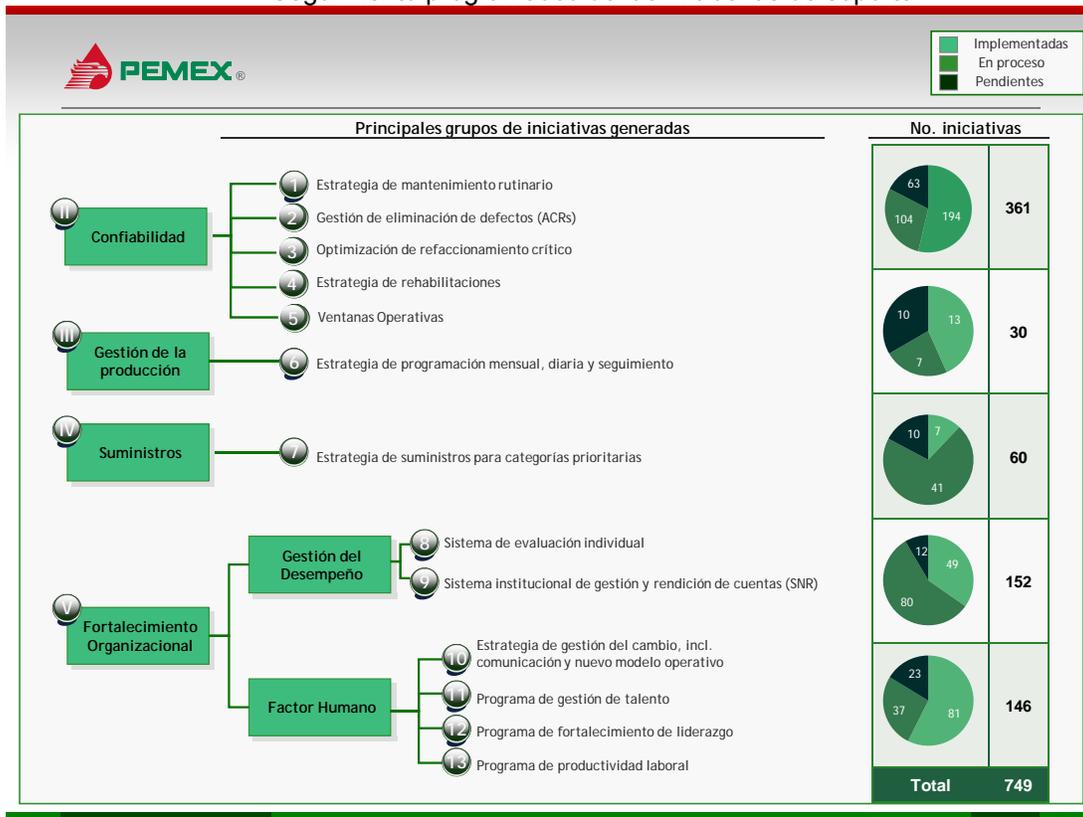
- Preparar un plan estratégico global de cada ola o iniciativa
- Definir actividades específicas a ser realizadas por el personal interno
- Preparar y ejecutar los programas de capacitación correspondientes
- Definir tiempos y metas con responsables claros para ejecutar el cambio
- Realizar pilotos para corroborar el desarrollo de habilidades del personal propio
- Identificar líderes que impulsen el cambio y la sustitución de los trabajos por terceros

- Definir metas y tiempos para realizar los cambios propuestos.

Adicionalmente, la captura de ahorros relacionados a la productividad laboral se hará reduciendo el gasto en contratistas y gasto en contratos de inversión del personal propio, en tres olas según la complejidad de las actividades: Ola1 mantenimiento rutinario, ola 2 mantenimiento técnico y ola 3 mantenimiento de alta especialización.

Apéndice

Seguimiento programático de las iniciativas de soporte.



ANEXO 2

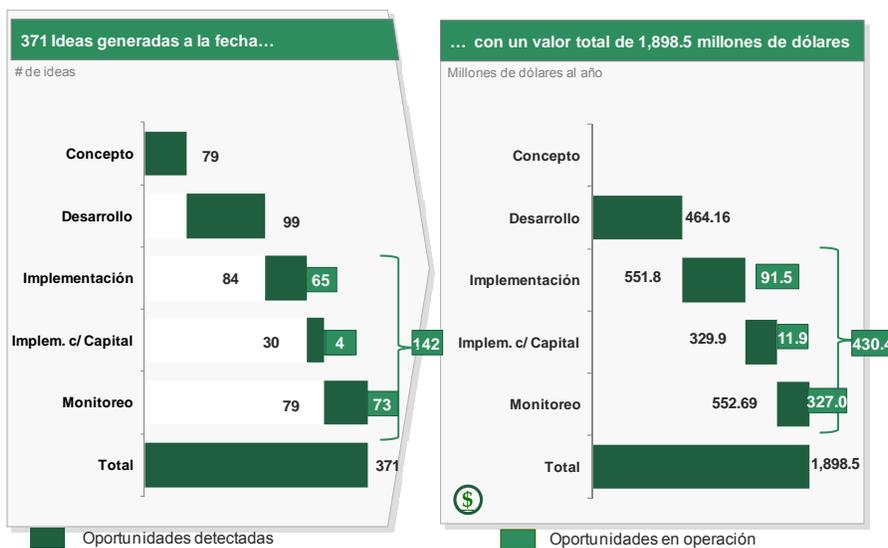
OBSERVACIONES DEL COMITÉ DE AUDITORÍA Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Programa de Mejoramiento del Desempeño Operativo del Sistema Nacional de Refinerías de Pemex-Refinación (MDO)

Pemex-Refinación tiene un problema grave que se ve reflejado en el deterioro de sus resultados operativos y financieros, por lo que es urgente que la administración defina si el MDO está dando resultados o no, y qué medidas adicionales va a implementar y el plazo en que se percibirán logros concretos.

En el Componente Sistema Técnico, cuyo objetivo es mejorar los rendimientos de los procesos de refinación, reducir el consumo energético y disminuir pérdidas de aceite, se han identificado con corte al mes de diciembre de 2012, 371 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, con una captura potencial de 1,898.5 millones de dólares anuales. Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.79 dólares por barril en el SNR. Dentro de las iniciativas que están identificadas, con corte al mes de diciembre 142 oportunidades están en operación.

Estatus de las iniciativas de Sistema Técnico.



Del total de las 193 oportunidades que se encuentran dentro del estatus de implementación y monitoreo, se identifica un potencial anual de 1,431 millones de dólares anuales, de éstas como ya se

mencionó 142 se encuentran en operación con un beneficio estimado anual de 987.47 millones de dólares anuales.

Las refinерías de Salina Cruz y Madero que corresponden a la primera Ola de implementación cuentan con un beneficio acumulado de 93.7 y 102.1 millones de dólares, respectivamente.

De la segunda Ola del programa que incluye a las refinерías de Tula y Cadereyta, destaca la refinерía de Tula con el mayor beneficio potencial anual en 234 millones de dólares. De la tercera Ola, las refinерías de Minatitlán y Salamanca, no obstante su reciente integración al programa se han identificado beneficios potenciales significativos, contabilizando la refinерía de Salamanca el mayor beneficio estimado anual en 202.2 millones de dólares.

Estatus de oportunidades operando

Refinería	Total iniciativas a Diciembre	Oportunidades en : implementación, Implem. c/ capital y monitoreo	Beneficio potencial (MMUSD)	Oportunidades en operación	Beneficio acumulado (MMUSD) ¹	Beneficio estimado anual (MMUSD)
Salina Cruz	60	28	282.3	13	93.72	129.83
Madero	97	47	222.1	34	102.12	135.94
Tula	72	45	279.5	36	50.03	234.83
Cadereyta	33	26	261.1	24	93.22	184.56
Minatitlán	66	26	184.2	14	36.77	100.03
Salamanca	43	21	202.2	21	54.57	202.28
Total Dic.	371	193	1,431.4	142	430.43	987.47
Cierre a Nov.				135	390.5	961.96

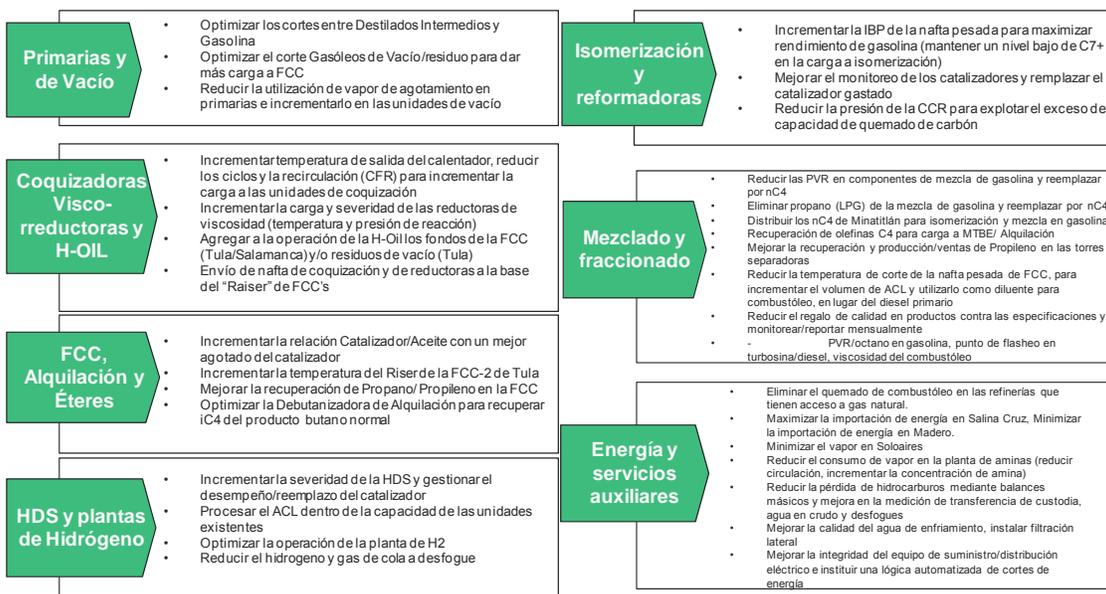
Para impulsar el programa se estableció una estrategia para capturar de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un impacto volumétrico de 15.3 MBD más de gasolinas, 53.6 MBD más de diesel y turbosina y una disminución de 48.6 MBD de combustóleo, mediante la operación de 100 iniciativas de las 371 identificadas.

Estrategia 80/20 de Sistema Técnico

Refinería	Proceso de Crudo Caso base MBD	No. de Oportunidades 80/20	Beneficio potencial combinado MMUSD	Impacto volumétrico					
				Gasolina		Diesel + Turbosina		Combustóleo	
				%	MBD	%	MBD	%	MBD
Salina Cruz	290	14	138	-0.16	-0.46	2.9	8.3	-3.4	-9.71
Cadereyta	221	11	104	1.7	3.83	0.6	1.3	-1.7	-3.70
Tula	285	18	164	-2.1	-5.95	4.4	12.6	-2.9	-8.3
Minatitlán	246	26	325	5.1	12.5	4.8	11.9	-5.9	-14.4
Salamanca	180	19	185	1.2	2.2	8.3	14.9	-2.5	-4.41
Madero	150	12	110	2.1	3.2	3.1	4.6	-5.4	-8.0
Total	1,372	100	1,026	1.1	15.3	3.9	53.6	-3.5	-48.6

Para mayor comprensión e impacto del programa, las iniciativas sobresalientes se pueden analizar por agrupamientos en las plantas de proceso según su tipo, así como energía y servicios lo que permite incrementar los rendimientos de las plantas, maximizando las variables operativas incluso por arriba de su diseño.

Agrupamiento de las principales iniciativas de Sistema Técnico

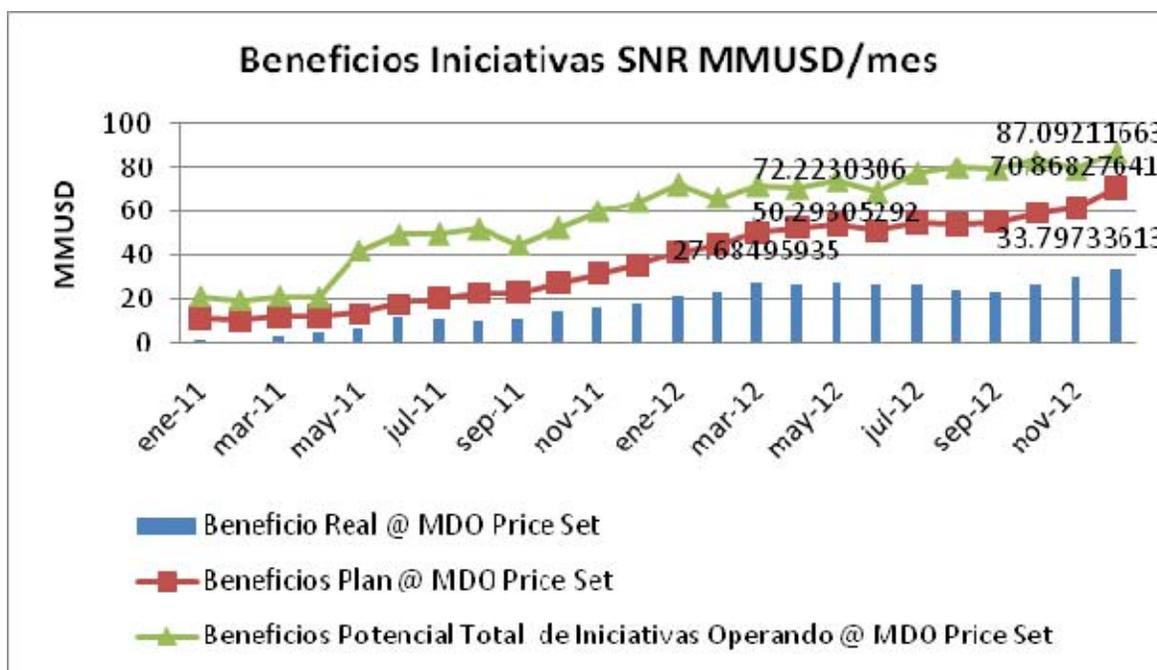


Reporte de resultados e impactos del Programa MDO

Beneficios mensuales de sistemas técnicos

Para fines de documentar y complementar los resultados e impactos de las iniciativas del Sistema Técnico del MDO, en la siguiente gráfica se ilustra la captura real de beneficios mensuales contrastados con los beneficios potenciales de las propias iniciativas a partir de dos análisis: a.1) El beneficio potencial integral (línea verde) el cual es susceptible de ser capturado en las condiciones generadas en la simulación de procesos integral de cada refinería; y a.2) el beneficio planeado (línea roja) que considera los factores de servicio determinados para cada mes a partir de las restricciones de operación de las plantas, así como los planes de implementación de los KPI's de las iniciativas y el beneficio real (columnas azules) de acuerdo con el grado de implementación.

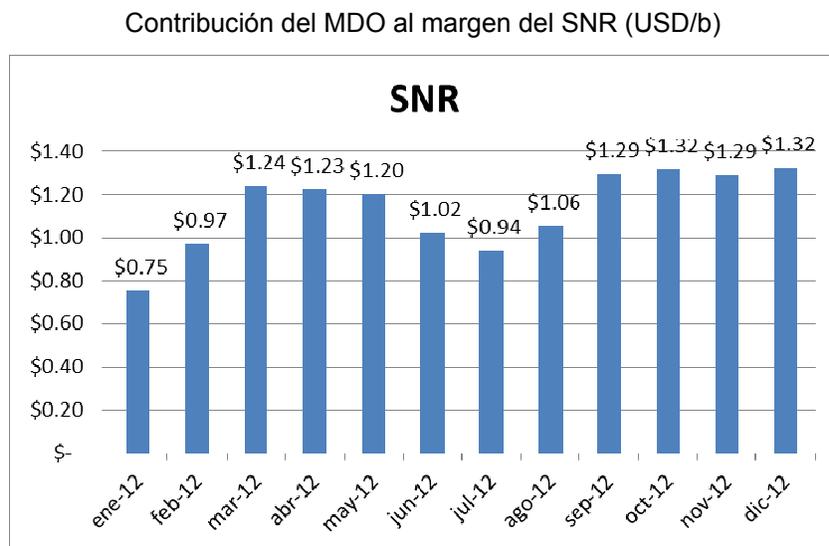
Como se puede apreciar desde el arranque del programa, en diciembre de 2012, con 142 iniciativas operando, se obtuvo el mayor beneficio mensual de las oportunidades con 33.8 MMUSD que corresponden a 47.7% del plan.



El valor potencial anual de las 142 iniciativas operando de forma sostenida durante un año, permitirá obtener un beneficio total de 1,025 MMUSD anuales (87.09 MMUSD/mes), es decir 2.03 USD/b.

Impacto en márgenes de refinación

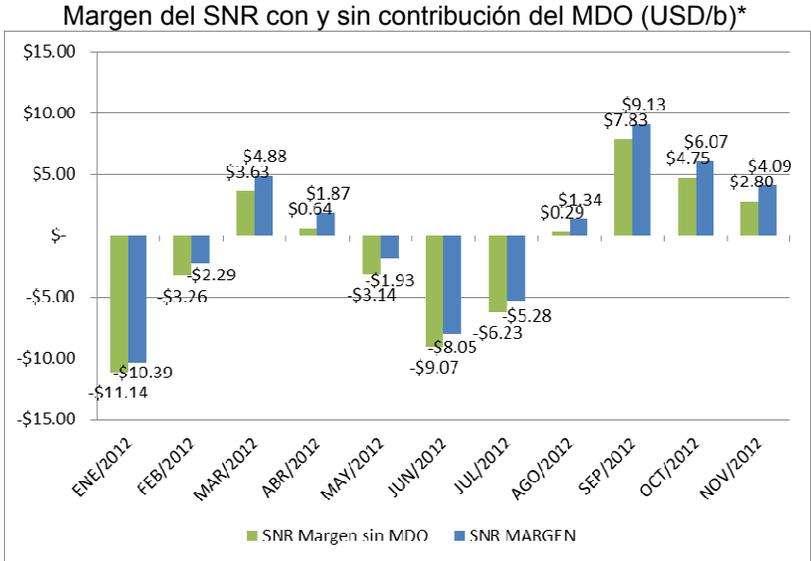
Considerando la información de las herramientas de seguimiento “Profit Tracker” de cada refinería, la cual se vincula con los datos de márgenes del SNR, los impactos de las iniciativas técnicas del MDO se pueden identificar en la variación de los márgenes. Así, en la gráfica siguiente, se señala la contribución al margen de refinación de las iniciativas MDO, identificando en diciembre de 2012 con la mayor contribución con 1.32 USD/b.



La Subdirección de Planeación de Pemex-Refinación realiza mensualmente el cálculo de los márgenes del SNR considerando la información operativa de las refinerías y los precios vigentes. En este sentido, al análisis mencionado se le incorpora la información de los beneficios económicos actualizados de la herramienta del MDO “Profit Tracker”. Así, en noviembre de 2012, el margen del SNR fue de \$4.09 USD/b, que se ilustra en color azul y el efecto de la contribución de los beneficios obtenidos por el MDO se calcula restando este último al margen del SNR, mostrado en color verde; quedando así el margen de

noviembre en \$2.8 USD/b al aislar los \$1.29 USD/b de la contribución del MDO.

En suma, en diciembre de 2012, la contribución real del MDO fue de \$1.32 USD/b y de \$1.14 USD/b en promedio en el año. Se estima que durante 2013, de incrementarse la confiabilidad de las plantas y logrando la máxima implementación de los KPI's de al menos las 142 iniciativas que están en operación, se logre una contribución de \$2.03 USD/b (1,025 MMUSD/año).



*NOTA: No se muestran los datos de márgenes de diciembre debido a disponibilidad en BDR.

Reducción de paros no programados por refinería

Uno de los principales problemas en Pemex-Refinación es el relacionado a paros no programados, lo que impacta en indicadores de rendimiento. El problema persiste y es necesario generar estrategias de solución que reduzcan su incidencia y permitan incrementar paulatinamente el rendimiento de la infraestructura del SNR.

Estrategia de solución para reducir los paros no programados en el SNR

Para la reducción de los paros no programados en el Sistema Nacional de Refinación e incrementar el rendimiento de la infraestructura del SNR se están implementando las siguientes estrategias:

1. Se concluyó una reestructura organizacional para fortalecer la supervisión de la operación de las instalaciones.
2. Se llevan a cabo de forma sistemática, análisis de causa raíz, donde se toman acciones para evitar la recurrencia de las fallas.
3. Se estableció a niveles Directivos procesos de rendición de cuentas, donde su evaluación del desempeño está relacionada con metas asociadas a la reducción del IPNP, incrementar la producción de petrolíferos y la utilización de los activos.
4. Para reducir el error humano, está en proceso de implementación la metodología de Disciplina Operativa y se estableció un programa para contar con personal capacitado, calificado y/o certificado en actividades críticas. Al cierre de 2012 se capacitaron 188 profesionistas y operarios.
5. Se inició la aplicación de la estrategia para incrementar la confiabilidad operacional de los Servicios Principales en el SNR, de las cuales entre las principales acciones se encuentran las siguientes:

-
- Rehabilitaciones a punto cero de calderas, turbogeneradores, plantas de tratamiento de aguas.
 - Aplicación de la coordinación de protecciones eléctricas.
 - Sustitución de equipos por obsolescencia.
 - Modernización de sistemas de control.
 - Capacitación del personal técnico.
6. Se están aplicando técnicas de Monitoreo Basado en Condición de equipos dinámicos en las 6 refinerías del SNR.
 7. Se están consolidando pedidos abiertos de refacciones para el mantenimiento de equipos críticos.
 8. Se establecieron programas para modernizar y/o reemplazar equipos por término de vida útil y obsolescencia.

Confiabilidad de la infraestructura de almacenamiento y distribución de petrolíferos

Conforme aumenta la demanda de petrolíferos, se hace más evidente la presión que se genera sobre su infraestructura de almacenamiento y distribución, tanto en su capacidad de garantizar la entrega oportuna de petrolíferos como en responder ante emergencias e imprevistos.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de la infraestructura para la distribución de crudo y petrolíferos que contribuya al desempeño sostenido del negocio, durante 2012 se concretaron las iniciativas siguientes:

- Se puso en operación el poliducto de 18" D.N. x 103 km Cima de Togo–Venta de Carpio y la Estación de Bombeo Beristaín de 10 MHP, para el incremento de capacidad de transporte de 70 a 140 MBD, para abasto de combustibles al Valle de México.
- Se puso en operación el ramal de 10" D.N. x 1.810 km a la TAR Pachuca, del Poli 14" D.N. Poza Rica–Tula, para disminuir el movimiento de autotanques a dicha Terminal.
- Se restauró la operación del poliducto 8"-6" D.N. Añil–Cuernavaca, para suministro a la TAR Cuernavaca y apoyo a la Ruta del Sol.
- Se realizó la Inspección interior de 1,326.8 km de ductos y la atención de 450 indicaciones por administración directa en los 16 sectores de ductos.
- Se concluyó el proyecto para la "Inspección Interior, Rehabilitación y Certificación del Oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio", tramo Mendoza-Venta de Carpio, se atendieron indicaciones así como grietas en el tramo San Martín–Venta de Carpio.
- Se encuentra en ejecución la Evaluación de Integridad Basada en Riesgo y Confiabilidad Operativa de los Ductos Marinos y Playeros y en el corredor Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, donde se han realizado evaluaciones directas e inspecciones con ondas guiadas

y se han atendido anomalías en líneas de Rosarito, Oleo L2 Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta, Oleo L1 tramos Nuevo Teapa–Mazumiapan, Tres Hermanos–Sta. Emilia, Sta Emilia–L20.

- Están en ejecución los proyectos para rehabilitación integral a los Sistemas de Protección Anticorrosiva de los ductos en corredores: Nuevo Teapa–Poza Rica–Madero–Cadereyta, Sectores Minatitlán, Veracruz, Poza Rica, Madero; Ductos Playeros de Minatitlán, Veracruz, Poza Rica; DDV 39, 41, 397, 398 y ductos playeros de Salina Cruz; corredor Madero–Cadereyta, Sector Victoria; Poli 8”-6-2 Añil–Cuernavaca.
- Se iniciaron los proyectos para inspección, rehabilitación y certificación de: oleoducto 48” D.N. Nuevo Teapa–Salina Cruz; Oleos L-1 30”-24” Nuevo Teapa-Tula-Salamanca y L2 24” Nuevo Teapa-Tula.
- En cuanto a instalaciones portuarias, se concluyó la rehabilitación de 9 tanques en la TM Pajaritos, de los cuales 6 fueron puestos en operación al cierre de 2012. Se concluyó la rehabilitación de tuberías en racks intercomplejos, envolventes no metálicas en circuitos de proceso. Se formalizaron contratos para la rehabilitación de circuitos de combustóleo, diesel y crudo, asimismo, para la rehabilitación de los muelles 3 y 4 de dicha terminal y de la ROP Lerma.
- En la Terminal Marítima Tuxpan, se pusieron en operación 3 tanques rehabilitados y se iniciaron 3 más. Se realiza restauración de tuberías en circuitos interiores.
- En la Terminal Marítima Salina Cruz, se concluyó la rehabilitación de 3 tanques y se ejecuta uno más, asimismo, se inició la rehabilitación de tuberías en los muelles 4 y 5 de esta terminal.
- En la Paz, BCS., se construye un nuevo muelle conforme a la capacidad de la flota renovada. Actualmente se realiza la construcción de plataforma de acceso, duque de amarre 3, bocatoma con trancincendio y habilitado de pilotes muelle 2.

-
- Se formalizó contrato para la adquisición de 3 monoboyas nuevas, para sustitución en Rosarito, Tuxpan y Salina Cruz; actualmente en fabricación, para entrega en el segundo semestre de 2013.
 - Se adquirieron 156 mangueras marinas: 99 para Salina Cruz, 45 para Rosarito y 12 para La Paz.
 - Se adquirieron 54 brazos de carga marinos, para asegurar y agilizar maniobras de carga y descarga de buques.
 - En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron 122 de 129 sitios asociados a 7 poliductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. Actualmente se ejecuta la automatización de 47 ductos más con un alcance de 193 sitios, cuyo avance al cierre de 2012 reportó 16 instalaciones integradas al SCADA. Asimismo, se puso en operación el centro de control principal.
 - Se formalizó contrato para desalojo de Combustóleo Pesado hacia Pajaritos, vía ferroviaria.

Por otra parte, asegurar la confiabilidad operativa mediante el mantenimiento de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos es un elemento fundamental. En cumplimiento a la normatividad institucional aplicable, de un total de 25 inspecciones vencidas en Tanques de Almacenamiento, éstas fueron atendidas y se cerró el año con 23, representando un menor número al del cierre de 2011, en Tuberías el dato pasó de 11 a 5, en PSV's (válvulas de seguridad) de 25 a 3, y en RSP's (recipientes sujetos a presión) de 4 a 0, todo lo anterior del cierre del período de 2011 al cierre de diciembre de 2012. Esto fue posible gracias al esfuerzo cotidiano del personal especialista; a manera de ejemplo, en el último año se dio mantenimiento a 72 Tanques de los 603 en el sistema.

En este sentido, las condiciones operativas de las instalaciones y equipos son óptimas. Ahora el reto es pasar del mantenimiento preventivo y correctivo planeado al predictivo mediante la implantación del modelo PEMEX Confiabilidad, el cual considera las mejores

prácticas como la inspección basada en riesgos. Bajo este contexto, durante 2012 se logró la certificación en materia de confiabilidad de 4 de nuestros ingenieros adicionales a los 5 ya certificados; de igual forma, también se desarrolló el contrato de “Implementación del Modelo de Confiabilidad Operacional en las TAR’s de Azcapotzalco, Añil y Guaymas”, cuya metodología será replicada al resto de los Terminales adscritas a la Subdirección de Almacenamiento y Reparto.

Proyecto integral de Reemplazo de Autotanques, Programa 2012-2016.

Fue autorizado por la SHCP para el período de 2012-2014, la inversión requerida para el primer proceso en 2012, que fue de 94.57 MM\$ y comprendió la adquisición de 49 unidades de 25m³ de capacidad, permitiendo sustituir los modelos 2002 que son los de mayor antigüedad, y para lo cual se llevó a cabo el proceso licitatorio generando el contrato 4500424650, teniendo una vigencia de 140 días a partir del 15 de marzo del 2012 y conclusión el 13 de julio de 2012, cumpliéndose a la fecha en tiempo y forma con el 100% de las entregas de autotanques.

Este proyecto de reemplazo consideró cambios en las especificaciones técnicas de los autotanques e incremento de volumen de 20 m³ por 25 m³ para atender la norma oficial mexicana NOM-012-SCT-2-2008 emitida en 2008, en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, los cuales señalan que el actual tipo de vehículo no podrá circular en algunas carreteras federales de acuerdo a la clasificación de la SCT.

Al cierre de 2012 las 49 unidades adquiridas se encuentran con todos los trámites de emplacamiento, seguros, tenencias, verificaciones, calibraciones, pruebas de pre arranque y la administración del cambio aplicada en las terminales a las que fueron distribuidas, sólo en espera de los permisos de transporte de residuos y materiales peligrosos que otorga la SCT, para el inicio de las operaciones.

Para 2013 se continuará con el segundo proceso de adquisición para sustituir 30 autotanques tipo “tractor quinta rueda” modelo 2005, considerando solamente la unidad automotriz sin el tonel, esto toda vez que los toneles de 30,000 lts. con los que cuentan los actuales tractores, se adquirieron durante el ejercicio 2011. Esta adquisición se encuentra condicionada por la SHCP a documentar los consumos de combustible, costos de mantenimiento y kilometrajes recorridos para los modelos 2005 y 2006 actuales.

Reconfiguración de Minatitlán

La reconfiguración de Minatitlán no se ha realizado de acuerdo a los planes, plazos y costos establecidos originalmente, por lo que es necesario evaluar el sobre costo y la pérdida en costo de oportunidad que ha generado para Pemex-Refinación, así como las lecciones aprendidas.

Explicación de las causas y motivos que originaron que el proyecto de Reconfiguración de la refinería de Minatitlán no se haya realizado de acuerdo a los Plazos y Costos establecidos originalmente:

1. Dentro de las causas más importantes que motivaron los retrasos en el proyecto de Minatitlán se encuentran las siguientes:
 - a. Acontecimientos ajenos a las partes impredecibles al momento de elaborar las propuestas ocasionando reprogramación y prorroga a fechas de terminación desarrollando trabajos por lapsos superiores a los considerados originalmente.
 - b. Condiciones inesperadas del mercado de la industria de la refinación que repercutieron en un alza en los precios de los Equipos y Materiales de Instalación Permanente, con el consecuente impacto económico con severa afectación para los Contratos.

A finales de 2005, los Contratistas del Proyecto de Reconfiguración de Minatitlán, formularon a PEMEX diversas solicitudes de reconocimiento por la existencia de condiciones inesperadas del mercado de la industria de la refinación que repercutieron en un alza en los precios de los Equipos y Materiales de Instalación Permanente, con el consecuente impacto económico con severa afectación para los Contratos. Dichas solicitudes de reconocimiento se continuaron presentando a lo largo de 2006 y 2007. Situación ante la cual, la Entidad, se pronunció en el sentido de encontrarse imposibilitada para ajustar los precios, en términos del artículo 59 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, precisando que correspondía a la Secretaría de la Función Pública, como autoridad

competente, emitir los Lineamientos que reconocieran la existencia de circunstancias económicas de tipo general, ajenas a la voluntad de las Partes. A mediados de 2007 los Contratistas presentaron la queja ante la Secretaría de la Función Pública, para dar inicio a los Procedimientos de Conciliación números 41/2007, 52/2007 y 53/2007 respectivamente.

Derivado de lo anterior y como resultado del proceso de Conciliación ante la SFP, se formularon convenios de pago por concepto del ajuste de precios de los insumos (equipos y materiales de instalación permanente), así como los Gastos No Recuperables, la extensión de la Garantía de Cumplimiento y el reconocimiento de la prórroga al Programa de Ejecución de los Trabajos del Contrato, concluyendo estos Procedimientos a principios de 2009.

c. Órdenes de Cambio.- Los Contratistas presentaron diversas Órdenes de Cambio por trabajos extraordinarios no incluidos en el alcance original de los Contratos, entre las más importantes se mencionan:

- Cambio del diseño de la unidad Desaladora Planta Combinada (ROPA039/07P).
- Cambio de Diseño en la planta HDS de Diesel para cumplir con la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 producir Diesel de Ultra Bajo Azufre (ROPA040/07P).
- Mejoramiento Masivo de Suelos en las Plantas HDS de Diesel, Combinada y Catalítica (ROPA041/07P).
- Cambio de especificación de material de los tubos internos de los calentadores de gas de proceso de la unidad recuperadora de Azufre (ROPA027/09P).
- Por el diseño de un cabezal de desfogue independiente para la Planta de Gasóleos (ROPA028/09P).

-
- Cambio de diseño de la pendiente de enfriadores y de la línea de entre los reactores y enfriadores de la Planta de Azufre (ROPA029/09P).
 - Por el mejoramiento masivo de suelos de las Plantas HDS de Gasóleos, Hidrogeno y Azufre (ROPA036/09P).
 - Por la ampliación del área de proceso de la Unidad Regeneradora de Amina (ROPA040/09P).
 - Por la ampliación de instalaciones del área de quemadores del sistema de desfuegos de la Unidad de Coquización (ROPA045/09P).
 - Cimentaciones Profundas por la variación en la estratigrafía del subsuelo compensados con los trabajos No realizados en el Estrato Intermedio de las Plantas HDS de Gasóleos, Hidrogeno y Azufre (ROPA027/10P).
 - Adición de un analizador de ácido sulfhídrico en la línea de gas ácido a la planta de azufre instalado en la Unidad Regeneradora de Amina (ROPA036/10P).
 - Reconocimiento y pago de la Inclusión de un Sistema de Control de Presión en la salida de Hidrógeno Producto (ROPA040/11P).
 - Inclusión de obras adicionales no consideradas en el alcance original del Contrato del Paquete 2 a Precios Unitarios (Construcción de un Oleoducto de 30", Gasoducto de 12" y Sistema de desfuegos de la Planta de Alquilación, Fosas FE-1, FE-2, FE-3, Cambios Operativos Manejo Diesel UBA, Almacenamiento y bombeo de sosa, Manejo de Gasóleos, Mezclado manual de gasolinas, Mejoramiento masivo de suelos, Clarifloculador, adecuaciones al anillo de Hidrogeno, Modificaciones por requerimientos operativos, drenaje aceitoso UTPE, etc.)

-
- Construcción de un Hidrogenoducto de 10" por 25.4 km del complejo petroquímico "La Cangrejera" a la refinería de Minatitlán.

d. Costos Asociados.- Por el tiempo que se requirió para la realización de los trámites legales y administrativos para reconocer las afectaciones mencionadas, los Contratistas manifestaron un impacto negativo en los programas de ejecución al haber agotado sus posibilidades financieras, agravándose este hecho por la crisis económica financiera y crediticia mundial repercutiendo en una mayor permanencia del personal en la obra y en emplear mayores recursos técnicos administrativos para continuar el desarrollo de los trabajos, afectando el ritmo de ejecución de la obra.

Como consecuencia de la situación antes referida, los Contratistas manifestaron que la obra ha sido afectada en su ritmo de ejecución, pues la falta de flujo de efectivo ha afectado en forma relevante la ejecución de los trabajos hasta el punto de que podrían detenerse temporalmente, desequilibrar el programa de terminación de la obra y dañar en forma definitiva a proveedores y subcontratistas. Adicionalmente, se han visto en la necesidad de recortar su fuerza laboral afectando el rendimiento y poniendo en riesgo la culminación de la obra.

Durante el 2do. Trimestre de 2010 las Contratistas ICA, Dragados, Minatrico y Ebramex presentaron diversos "Costos Asociados" como son:

- "RECONOCIMIENTO Y PAGO DE LA PÉRDIDA ECONÓMICA ORIGINADA POR EL TIPO DE CAMBIO DEL PESO EN RELACIÓN CON EL DÓLAR, AL MOMENTO DE REALIZAR PAGOS EN MONEDA NACIONAL, ORIGINADAS POR LAS VARIACIONES EN LAS CONDICIONES ECONÓMICAS DE TIPO GENERAL" que originaron una devaluación del Dólar Norteamericano respecto del Euro y de la mayoría de las monedas latinoamericanas, incluyendo el Peso Mexicano, con

motivo de la inestabilidad de los mercados financieros nacionales e internacionales.

- “RECONOCIMIENTO POR LAS AFECTACIONES SUFRIDAS CON MOTIVO DE LAS PRÓRROGAS A LA FECHA DE TERMINACIÓN”, que por virtud de las diversas modificaciones a la fecha de terminación de los trabajos, según su dicho, tuvo que considerar la mayor permanencia del personal en la obra y emplear mayores recursos técnicos y administrativos para continuar con el desarrollo de los trabajos. “Situación que ha sobrepasado los Gastos del Proyecto y ha originado su incremento más allá de los costos originalmente considerados para la elaboración de su propuesta inicial”. Denominado.
- “RECONOCIMIENTO AL INCREMENTO EN LOS PRECIOS DE LA MANO DE OBRA DERIVADO DE LA MODIFICACIÓN POR PARTE DE PEMEX REFINACIÓN A LAS CONDICIONES ESTABLECIDAS EN LAS BASES DE LICITACIÓN”, en el cual expone que solicita el reconocimiento y pago de los incrementos que ha sufrido la Mano de Obra, a causa de los acontecimientos económicos que afectaron los tabuladores del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), y que han generado una gran diferencia entre el costo originalmente considerado en la propuesta para el rubro de la Mano de Obra y el costo real que ha sido pagado por tal concepto, lo que ha incrementado de manera considerable el costo originalmente considerado para el proyecto, aspecto que representa un cambio a los términos, condiciones y alcances originalmente establecidos en el contrato.

A partir de mayo de 2010, la Dirección General de Controversias y Sanciones en Contrataciones Públicas de la Secretaría de la Función Pública, acordó el inicio de los procedimientos de conciliación con números de expediente 93/2010, 85/2010, 84/2010 y 86/2010 respectivamente.

A mediados de 2010, PEMEX y los Contratistas formalizaron convenios para la contratación de un Tercero Experto “C & C Estudios y Proyectos, S.A. de C.V.”, para que con base a las opiniones emitidas por la Secretaría de la Función Pública y los acuerdos entre PEMEX y las Contratistas, durante los Procedimientos de Conciliación antes mencionados respecto a los “Costos Asociados”, los escritos de Solicitud de Conciliación y sus respectivas respuestas, órdenes de cambio y cualquier otra información relacionada con los “Costos Asociados”, precisara el contenido y detalles técnicos de cada concepto, y desarrolle una metodología con la cuantificación correspondiente que resulte de los “Costos Asociados”, a efecto de emitir las resoluciones parciales y dictámenes finales que permitan una solución integral de los mismos. A partir de esta fecha se han realizado Audiencias de Conciliación ante la Secretaría de la Función Pública para analizar la procedencia de sus diferentes “Costos Asociados” con la participación del Tercero Experto, para estimar y calcular los pagos parciales y totales procedentes así como los impactos en los programas de construcción correspondientes por las desavenencias de que se trate. Se formalizaron Convenios finales de los procesos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra (cambio de sindicato) para los paquetes 2, 3, 4 y 5 (ICA, DRAGADOS, MINATRICO y EBRAMEX), con lo cual el 02 de octubre de 2012 se dieron por concluidos todos los Procedimientos de Conciliación instaurados en la Secretaría de la Función Pública.

Situación Actual:

Todas las causas que se acaban de mencionar influyeron en que el Proyecto de reconfiguración de Minatitlán no se terminara con los tiempos y costos pactados originalmente, cabe indicar que actualmente todas las Plantas e Instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de Pemex, cumpliendo los propósitos principales que son incrementar la producción de destilados minimizando la de combustóleo; mejorar la calidad de los combustibles; coadyuvar a

satisfacer el crecimiento previsto de la demanda de petrolíferos; así como elevar la rentabilidad y reforzar la viabilidad económica de la refinería.

2. Evaluación del sobrecosto de la reconfiguración de Minatitlán

El total de erogaciones del proyecto 205 99 205 “Minatitlán” fue de 3,635 MMUS\$(2012), contra 2,320 MMUS\$(2004) que resultaron de la licitación en 2004 (no incluye inflación).

Indicadores económicos (antes de impuesto)

(millones de dólares)

Concepto	2004 ^{1/}	2012 ^{2,3/}
Valor presente neto ^{4/}	573	1.89
Tasa interna de retorno (%) ^{4/}	16.8	12.01
Inversión total ^{5/}	2,320	3,635
Terminación de obra	Segundo semestre 2007	junio 2012
<i>Diferencial de precios ^{6/}</i>		
ULR-HSF	12.5	25.4
(ULR+Diesel)/2 - HSF	12.3	28.1
Istmo - HSF	5.2	12.1

1/ Monto contratado originalmente.

2/ Actualización con carácter informativo.

3/ Inversión que considera erogaciones hasta agosto de 2012.

4/ Los indicadores económicos se estimaron con base en flujos no periódicos

5/ Inversión total reportada por la ExDCIDP y a su desaparición, por la Subdirección de Proyectos de Pemex Refinación

6/ Precios del Estudio de Mercado de Hidrocarburos de cada año, elaborado por la Dirección Corporativa de Finanzas

El aviso de terminación correspondiente, está en proceso de elaboración por la Subdirección de Proyectos.

Por otro lado, con fundamento en el numeral 34 de los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión (publicados por la SHCP en abril de 2012), se registró en mayo de 2012 de manera excepcional y por una sola ocasión el “Proyecto asociado al cierre administrativo de

la de reconfiguración de la refinería de Minatitlán” bajo la clave 1218T4M0015 y por un monto de 409 MMUS\$.

3. Programa de Trabajo para atender los pendientes del Proyecto.

Las actividades más relevantes que se alcanzaron en el proyecto durante el período de 2012 principalmente fueron la atención y conclusión de los procedimientos de Conciliación relacionados con los costos asociados de mayor permanencia y mano de obra, ordenes de cambio dictaminadas por Tercero Experto y por Pemex-Refinación, así como el Cierre Administrativo relacionado con los pagos a las empresas del Proyecto.

Falta llevar a cabo las obligaciones legales pendientes, entre ellas el Finiquito de los Contratos y la elaboración de las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones.

4. Lecciones Aprendidas

Como lecciones aprendidas del Proyecto se pueden indicar las siguientes:

- a. Cambios de alcance motivados principalmente por la falta de una correcta definición del Proyecto desde la etapas tempranas del proyecto lo que origino que no se cumplieran las metas de terminación en tiempo y costo durante la ejecución, entrada en operación, así como la operabilidad esperada del proyecto, existieron muchos cambios de alcance operativos y presupuestales en el proyecto en su fase de ejecución, originando con ello que no se alcanzaran los mejores niveles de desempeño en la administración del Proyecto.

Como solución a lo anterior y para los Nuevos Proyectos de gran magnitud, Pemex implementó el Sistema SIDP “Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el cual se basa en estudios realizados por Independent Project Analysis (IPA), y que se ha demostrado mediante comparaciones de distintos proyectos, que las decisiones tomadas

oportunamente en las etapas de Visualización, Conceptualización y Definición de los proyectos tienen una influencia determinante sobre la ejecución del proyecto.

También se ha demostrado que durante la ejecución, las erogaciones relacionadas con el proyecto son de un orden de magnitud significativamente mayor; por lo que una vez iniciada esta Fase, el tomar decisiones tardías sobre la definición del proyecto puede resultar en modificaciones cuya realización implique costos muy altos, tal como sucedió en el Proyecto de Minatitlán.

El SIDP de Pemex, dentro de la Fase de Diseño y Acreditación, define tres etapas secuenciales que están lógicamente establecidas para garantizar una adecuada definición del objetivo, el alcance, la vida útil, el plazo de ejecución y el costo del proyecto.

En cada una de estas tres etapas se producen una serie de trabajos conocidos como Entregables y que les servirán a Pemex como base para el análisis y la toma de decisiones respecto a la acreditación, continuación, modificación o, en su caso, la cancelación del proyecto.

- b. Establecer la utilización de especificaciones y normas claras dentro de las bases de licitación de los proyectos de gran magnitud.

Otra de las lecciones aprendidas durante el desarrollo del Proyecto es que se indicaron una gran cantidad de normas, especificaciones y estándares de ingeniería que en algún momento manifestaron inconsistencias o diferencias, lo que ocasiono controversias técnicas que en algunos casos se tuvo que llegar a la intervención de un Tercero para la dictaminación de la solución final.

- c. Prever para futuros proyectos las recomendaciones realizadas al Proyecto de Reconfiguración de Minatitlán por el Reaseguro internacional (AERE), las cuales se mencionan a continuación:

PROCESO	TANQUES DE AGUA CONTRAINCENDIO
LECCIÓN APRENDIDA	Seguridad del Suministro de Agua Contra Incendio – Conexiones de Agua - No Contra Incendio
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Los servicios ajenos o que no son de agua contra incendio no deberán estar conectados al Tanque de suministro de Agua Contra Incendio, o pueden ser necesarias conexiones de servicios de agua ajenos a contra incendio al tanque de agua contra incendio cuando se garantice la “Mejor Práctica” de asegurar un mínimo de reserva de agua contra incendio dentro del diseño físico del Tanque de Agua Contra Incendio.

PROCESO	Unidad PSA de Hidrógeno y HDD
LECCIÓN APRENDIDA	Detección y Protección de la Unidad PSA de Hidrógeno
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que la unidad PSA de Hidrogeno cuente con detectores de fugas y/o fuego, monitores fijos de agua contra incendio y un dispositivo para un paro rápido y despresurización (hacia un Venteo de Emergencia).

PROCESO	CUARTOS DE CONTROL DE PROCESO Y CCMS/ELÉCTRICOS
LECCIÓN APRENDIDA	Homologación de letreros, botoneras, luces de advertencia, interruptores en Cuartos de Control Central, Cuartos de Control Satélite y Subestaciones Eléctricas.
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que los avisos de advertencia (señalizaciones); botoneras/interruptores; y/o a las luces de advertencia relativas a los sistemas de detección de fuego/humo y de los sistemas de protección FM-200 y/o CO2 se homologue en las instalaciones del Proyecto.

PROCESO	TRINCHERAS DE TUBERÍA DE AGUA CONTRA INCENDIO
LECCIÓN APRENDIDA	Una opción para los proyectos futuros, en donde la corrosión externa en la tubería de agua contra incendio sea una preocupación, sería enterrar un tipo de tubería plástica (por ejem. HDPE) aprobada por NFPA
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que se revisen las trincheras de tuberías contra incendio al interior de las Plantas, con objeto de rellenarlas de arena y

	<p>sellarlas, o al menos sellarlas contra un ingreso potencial de vapores o líquidos, para evitar que durante una fuga o derrame significativo de hidrocarburos estos puedan ingresar a la trinchera, con una alta probabilidad de que la trinchera aloje, al menos en algunas secciones significativas, mezclas de aire/hidrocarburo dentro de los Límites Inferiores y Superiores de Explosividad (LEL y HEL). Bajo condiciones de ignición, entonces las trincheras podrían convertirse en una 'bomba' potencial, generando sobrepresiones altas en una explosión y las losas de cemento convirtiéndose en fragmentos proyectiles.</p>
--	---

PROCESO	RE-HAZOPS DE LAS PLANTAS "AS BUILT"
LECCIÓN APRENDIDA	<p>Los DTI's utilizados con frecuencia aún se encontraban en la fase de "Aprobado para Diseño", los HAZOPS completos normalmente deberían realizarse en la etapa cuando los DTI's ya han sido "Aprobados para Construcción".</p>
OBJETO DE LA LECCIÓN APRENDIDA	<p>Para prevenir riesgos y una posible recomendación del Reaseguro en futuros proyectos, se recomienda que los HAZOPS realizados no carezcan de profundidad. La matriz de riesgos utilizada para calificar cada una de las recomendaciones de los HAZOPS sea suficientemente rigurosa, y utilizar de manera formal el Sistema de Administración del Cambio de Pemex y con Listas Maestras "Auditables" de todos los cambios hechos posteriormente a los estudios HAZOPS.</p>

Como respuesta Pemex atendió a cada una de estas observaciones y documento las lecciones aprendidas aplicables a futuros proyectos.