

**Consejo de Administración de
Pemex-Gas y Petroquímica Básica**

**Sesión 152 extraordinaria
21 de febrero de 2013**

**Acuerdo
CAPGPB-006/2013**

I.1 Informe anual 2012 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 de Pemex-Gas y Petroquímica Básica **aprobo** el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2012.

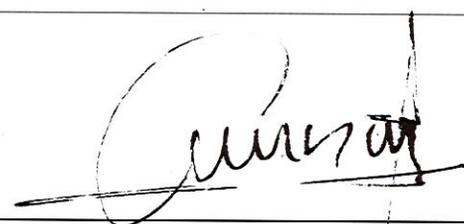


Neus Peniche Sala
Secretaria



Licenciado Moisés I. Orozco García
Subdirector de Planeación

En cumplimiento a los artículos 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.



Ingeniero Alejandro Martínez Sibaja
Director General de Pemex-Gas y Petroquímica Básica

En cumplimiento a los artículos 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.



Informe anual 2012 a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Sesión 152
Asuntos para autorización del Consejo
21 de febrero de 2013

**Informe anual 2012 a que se refiere el
artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos**

Febrero de 2013

Índice

	Página
Introducción.....	2
1. Principales políticas y líneas de acción.....	3
2. Resultados operativos.....	7
a) Producción.....	7
b) Índices de desempeño en plantas de proceso	9
c) Transporte de productos	12
d) Mercados de productos.....	15
3. Resumen ejecutivo del Programa para incrementar la eficiencia operativa (PEO).....	30
4. Situación y avances en los principales proyectos de inversión	38
5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	44
a) Seguridad industrial	44
b) Gestión ambiental	52

Introducción

El artículo 70 fracción I de la Ley de Petróleos Mexicanos, establece la obligación que tiene dicha entidad de presentar en marzo de cada año a la Secretaria de Energía y por medio de ésta al H. Congreso de la Unión, un informe correspondiente al ejercicio inmediato anterior sobre la marcha de la industria petrolera paraestatal.

Por su parte, el artículo 85 del Reglamento de Petróleos Mexicanos señala que su Director General entregará al Consejo de Administración, a más tardar el primer día hábil de marzo de cada año, el informe previamente referido. Asimismo, el artículo 86 de este ordenamiento establece que el reporte presentará la información por cada uno de los organismos descentralizados y en forma consolidada de todos ellos, y que la información de cada Organismo Subsidiario será entregada por cada Director General, previa aprobación del consejo de administración que corresponda.

Para cumplir con las disposiciones anteriores, Pemex-Gas y Petroquímica Básica (Pemex Gas) presenta su informe anual 2012, cuyo contenido atiende lo estipulado por la Dirección Corporativa de Finanzas mediante el oficio número DCF-1063-2012 del 7 de diciembre de 2012, que para pronta referencia se incorpora en el anexo 1 de este informe.

1. Principales políticas y líneas de acción

La Estrategia Institucional de Pemex Gas está alineada a los objetivos y estrategias tanto del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND), como del Programa Sectorial de Energía 2007-2012 (PSE), y en el caso particular de 2012, está alineada además con la Estrategia Nacional de Energía 2012-2026¹ (ENE) así como con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2012-2016 (Plan Pemex)².

En el Eje 2 del PND (Economía competitiva y generadora de empleos) se establece que el sector hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. Para lograr lo anterior, el PSE definió los lineamientos y objetivos del sector energético, mismos que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios atienden a través del Plan Pemex.

La ENE por su parte, se fundamenta en tres *ejes rectores*:

1. Seguridad energética.
2. Eficiencia económica y productiva.
3. Sustentabilidad ambiental.

¹Documento remitido por la Secretaría de Energía al H. Congreso de la Unión, en febrero de 2012.

² Todas las referencias al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, están relacionadas con el Plan 2012-2016 que autorizó el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 5 de julio de 2011. Debe mencionarse que el 12 de julio de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en su sesión 845 aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2013-2017.

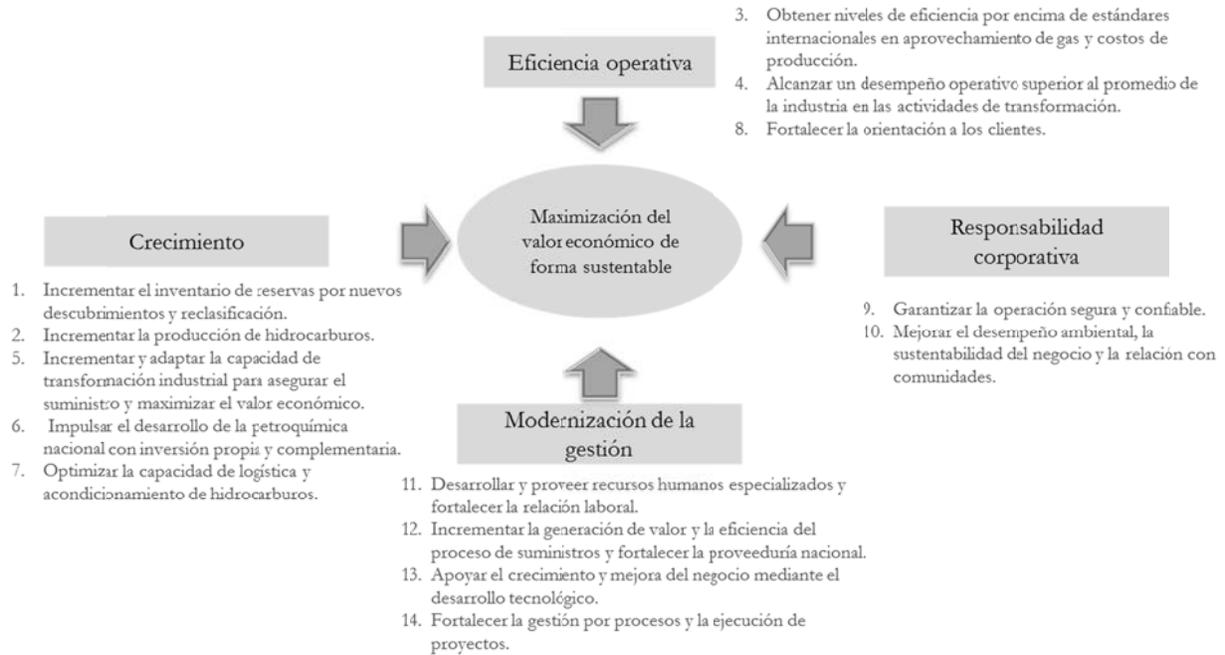
Asociados a los tres ejes rectores, la ENE planteó siete objetivos, siendo en cinco en los que contribuye Pemex Gas:

- Incrementar los niveles de eficiencia en el consumo de energía de todos los sectores.
- Reducir el impacto ambiental del sector energético.
- Operar de forma eficiente, confiable y segura la infraestructura energética.
- Fortalecer y modernizar la infraestructura del sector energético.
- Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica nacional.

En concordancia con los documentos rectores previamente referidos, el Plan Pemex 2012-2016 está orientado a cumplir el mandato de maximizar el valor económico de forma sustentable y considera 14 *objetivos estratégicos*, organizados bajo cuatro líneas de acción:

1. Crecimiento.
2. Eficiencia operativa.
3. Responsabilidad corporativa.
4. Modernización de la gestión.

Líneas de acción y objetivos del Plan Pemex 2012-2016



En el Plan Pemex 2012-2016, Pemex Gas contribuye de manera directa en cinco *objetivos estratégicos*, vinculados a las líneas de acción Crecimiento y Eficiencia operativa.

Objetivos del Plan Pemex con participación directa de Pemex Gas

Línea de acción	Objetivo estratégico
Crecimiento	Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico.
	Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria.
	Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos.
Eficiencia operativa	Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación.
	Fortalecer la orientación a los clientes.

Asimismo, Pemex Gas participa de manera transversal en los objetivos ligados a las líneas de acción Responsabilidad corporativa y Modernización de la gestión, cuya responsabilidad recae en diversas áreas corporativas de Petróleos Mexicanos.

En el capítulo 3 de este informe, se presenta con detalle el avance de las acciones definidas por Pemex Gas en el Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos (PEO), que consideran entre otras premisas, los objetivos plasmados en el Plan Pemex.

2. Resultados operativos

a) Producción

Durante 2012, Pemex Gas procesó 4,382 millones de pies cúbicos diarios de gas (MMpcd), volumen 3.2% inferior al registrado en 2011, esto ocasionado por: una caída de 99 MMpcd en la oferta de Pemex Exploración y Producción (PEP) de gas húmedo amargo en el sureste, así como por la disminución en 56 MMpcd en la oferta de gas húmedo en Burgos y por la transferencia de gas húmedo dulce para bombeo neumático a la región marina de PEP.

Proceso de gas y condensados

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Proceso					
Gas húmedo total (MMpcd)	4,527.4	4,348.4	4,382.0	-3.2	0.8
Gas húmedo amargo	3,445.4	3,388.7	3,395.4	-1.5	0.2
Gas húmedo dulce	1,082.0	959.8	986.7	-8.8	2.8
Condensados ^a (Mbd)	56.6	59.4	45.7	-19.2	-23.0
Producción					
Gas seco (MMpcd)	3,691.6	3,527.6	3,628.3	-1.7	2.9
Gas licuado (Mbd)	185.4	178.9	176.0	-5.1	-1.6
Etano (Mbd)	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Gasolinas (Mbd)	81.7	79.5	72.3	-11.5	-9.0
Azufre (Mt)	636.1	599.9	591.5	-7.0	-1.4

a. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

En comparación con el Programa Operativo Anual (POA), el volumen procesado de gas húmedo fue 0.8% superior a lo esperado, como resultado de la mayor oferta de gas húmedo dulce, principalmente de Burgos (75 MMpcd) y de gas húmedo amargo, principalmente del mesozoico (40 MMpcd).

En el caso de los condensados, se procesó un promedio de 45.7 Mbd, lo que representó un volumen inferior en 19.2% y 23% con respecto al volumen procesado en el año pasado y al programado, respectivamente. Lo anterior se explica por un menor recibo de condensados amargos y dulces de PEP.

La producción de gas seco se ubicó en 3,628.3 MMpcd, volumen inferior en 63.4 MMpcd a la producción de 2011, ocasionado, principalmente, por una menor oferta de gas húmedo amargo en el sureste y del gas húmedo dulce en Burgos.

Respecto a la producción de gas licuado, etano, gasolinas y azufre fueron inferiores con respecto al año anterior, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo marino (52 MMpcd) y mesozoico (47 MMpcd) y a la menor oferta de condensados amargos (6 Mdb) y dulces (4 Mbd). En el caso de la producción de gas licuado y gasolinas también contribuyó el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del complejo Cangrejera de Pemex Petroquímica ya que se dejaron de recibir los líquidos que este complejo envía a Pemex Gas para su fraccionamiento.

Con respecto al POA, la producción de gas seco fue 2.9% superior, debido principalmente a la mayor disponibilidad de gas húmedo dulce de Burgos y de gas húmedo amargo del mesozoico.

En contraparte, un menor recibo de condensados amargos y dulces provocó que la producción de gas licuado, gasolinas naturales y etano resultaran 1.6%, 9% y 5.1% por abajo de lo programado. En este mismo sentido se comportó la producción de azufre que resultó 1.4% por abajo del programa, debido principalmente a un menor proceso de gas húmedo amargo.

b) Índices de desempeño en plantas de proceso

i. Utilización de la capacidad instalada en las plantas de proceso

El nivel de utilización de las plantas de proceso está en relación directa con la disponibilidad de gas húmedo y de condensados. La cadena de valor del proceso de producción de gas y líquidos del gas inicia con el endulzamiento de gas húmedo y de condensados, que consisten en remover los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono. Los procesos subsecuentes como son la recuperación de líquidos, el fraccionamiento y el proceso de gas ácido, dependen de las entregas de gas húmedo dulce de PEP y de los procesos de endulzamiento de gas húmedo amargo y de condensados amargos en el organismo.

Porcentaje de utilización de plantas de proceso

Tipo de proceso	2011	2012			Variación del 2012 vs		
		POA	Real	Referencia ^a	2011	POA	Referencia
Endulzamiento de gas	76.5	75.3	75.4	80	-1.1	0.1	-4.6
Endulzamiento de condensados	29.4	31.2	25.0	80	-4.5	-6.2	-55.0
Recuperación de líquidos	78.0	75.2	75.7	80	-2.3	0.5	-4.3
Fraccionamiento de líquidos	61.8	60.3	57.8	80	-4.0	-2.6	-22.2
Proceso de gas ácido	72.0	67.3	67.6	80	-4.4	0.3	-12.4

a. Solomon Associates, Worldwide Natural Gas Processing Plant Performance Analysis, 2009.

Durante 2012 los índices de utilización presentaron el siguiente comportamiento:

- La utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 75.4%, 1.1 puntos porcentuales inferior a la utilización del año anterior, como consecuencia de la menor oferta de gas amargo proveniente de la región marina por parte de PEP. Respecto al programa (POA) la utilización presenta un ligero incremento por el efecto de la mayor oferta de gas del mesozoico.

- Ante la menor oferta de condensados amargos, provenientes de la región del mesozoico, el índice de utilización de las plantas de endulzamiento de condensados se ubicó en 25%, 4.5 puntos porcentuales por debajo del año anterior y 6.2 puntos porcentuales inferior al programa.
- La utilización de las plantas de proceso de recuperación de líquidos en plantas criogénicas fue de 75.7%, menor en 2.3 puntos porcentuales al año anterior. Respecto al programa la utilización presenta un incremento 0.5 puntos porcentuales.
- Por su parte, el proceso de fraccionamiento de líquidos registró una utilización de 57.8%, cuatro puntos porcentuales inferior al años anterior y 2.6 puntos porcentuales inferior al programa. Este resultado es consecuencia de la reducción en la recuperación de líquidos del gas principalmente porque el complejo procesador de gas Nuevo Pemex salió de operación durante ocho días por una falla eléctrica en la subestación no. 5. También contribuyeron la menor oferta de condensados por parte de PEP y que el complejo petroquímico de Cangrejera no entregó los líquidos correspondientes debido a que la planta reformadora de naftas está fuera de operación por reconfiguración.
- Finalmente, el proceso de gas ácido registró una utilización de 67.6%, 4.4 puntos porcentuales inferior a 2011, debido a la menor oferta de gas amargo proveniente de la región marina.

ii. Autoconsumo de gas en procesamiento y recuperación de propano

Se presentan dos indicadores que permiten evaluar el desempeño del organismo con respecto a referencias internacionales.

El primero relacionado con el porcentaje de autoconsumo en el procesamiento de gas, que en 2012 se ubicó en 5.2%. Con este resultado el indicador presenta

un desempeño superior al año anterior, al programa y a la referencia internacional que ubica el porcentaje de autoconsumo en un 6%.

Por su parte, el indicador recuperación de propano se ubicó en 95.6%, menor en 1.8 y 1.0 puntos porcentuales al establecido en el POA y al registrado en 2011, respectivamente. Este indicador presenta un desempeño ligeramente superior a la referencia internacional.

Los factores que influyeron en la menor recuperación de propano fueron:

- En el complejo procesador de gas de Ciudad Pemex se debió a la disminución de la eficiencia de transferencia de calor de los condensadores, por el taponamiento del filtro de entrada de carga a la caja fría de la planta criogénica 2.
- En el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, las plantas criogénicas 1 y 2 presentaron una reducción en la eficiencia de recuperación de líquidos por problemas operativos en los sistemas de refrigeración; adicionalmente, durante ocho días de diciembre el complejo procesador de gas Nuevo Pemex salió de operación por la falla eléctrica en la subestación no. 5 con su consecuente impacto en el indicador.
- En el complejo procesador de gas Burgos un factor que afectó el desempeño fue el accidente en la estación de medición de gas de PEP que ocasionó que entre el 18 de septiembre y el 25 de octubre el complejo procesador de gas Burgos estuviera fuera de operación.

Indicadores de desempeño

	2011 (1)	2012		Variación		Referencia
		POA	Real	2011	POA	
		(2)	(3)	(3)-(1)	(3)-(2)	
Autoconsumos en procesamiento de gas ^a	5.4	5.3	5.2	-0.1	-0.1	<6.0
Recuperación de propano en los CPG ^b	96.6	97.4	95.6	-1.0	-1.8	95.0

a. Purvin and Gertz, Inc, Analysis of fuel consumption.

b. SRI International, Natural Gas Liquids, Report no. 135.

c) Transporte de productos

Gas natural

El transporte total de gas natural en 2012, se ubicó en 4,705 MMpcd, volumen superior en 54 MMpcd respecto al año anterior. El mayor volumen transportado de gas natural se explica, entre otras cosas, por la regularización del consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Sonora, ya que en 2011 se registraron mantenimientos en sus plantas.

El gas natural transportado en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) se ubicó en 4,625 MMpcd, superior en 43 MMpcd a lo realizado en 2011. De acuerdo con la capacidad de transporte de 5,012 MMpcd, el porcentaje de utilización del SNG fue de 92.3%.

Volumen transportado de gas natural, 2012

millones de pies cúbicos diarios

	2011	2012		Variación % vs 2012	
		POA	Real	2011	POA
Total	4,651	4,780	4,705	1.2	-1.6
Sistema Nacional de Gasoductos	4,582	4,704	4,625	0.9	-1.7
Sistema Naco-Hermosillo	69	76	80	15.9	5.3

En 2012, el ducto Naco-Hermosillo, que está conectado a Estados Unidos, transportó 80 MMpcd, cifra superior en 11 MMpcd con respecto a 2011, debido a que se tuvo un consumo regular por parte de la CFE en Sonora, como ya se comentó previamente.

Durante 2012 se presentaron en el SNG alertas críticas, la mayor parte de ellas derivadas de los incrementos en los consumos de los clientes o de las bajas inyecciones en el sureste del país. Cabe destacar que en septiembre se presentó la alerta crítica de más larga duración, la cual fue resultado del accidente en la estación de medición de gas de PEP ubicada en el norte del país, lo que ocasionó que entre el 18 de septiembre y el 25 de octubre el complejo procesador de gas Burgos estuviera fuera de operación. Adicionalmente, un accidente en la subestación eléctrica número 5 provocó que el complejo procesador de gas Nuevo Pemex estuviera fuera de operación entre el 29 de noviembre y el 8 de diciembre.

Para atenuar los efectos de la disminución en la oferta nacional de gas, Pemex Gas ha utilizado prácticamente al nivel máximo disponible la capacidad de importación en base firme contratada en el sur de Texas y ha incrementado en la medida de lo posible el uso de la capacidad de importación en base variable. Cabe destacar que en el último trimestre de 2012 la importación de gas proveniente del sur de Texas alcanzó niveles históricos. Por su parte, la Secretaría de Energía en conjunto con Pemex, la CFE y la CRE están implementando un mecanismo de importación de gas natural licuado a través de las terminales de Altamira y Manzanillo.

Gas licuado

El volumen total transportado de gas LP fue de 200 Mbd, lo que representó un decremento marginal de 0.5 Mbd respecto al 2011. En el ducto Cactus-Guadalajara se transportaron 183.5 Mbd, volumen ligeramente inferior al reportado el año anterior.

La reducción en el volumen transportado está relacionada con dos alertas críticas que se registraron en el ducto Cactus-Guadalajara. La primera fue el 18 de octubre y la ocasionó un golpe de maquinaria en el ducto de 14” en el tramo Santa Rita-Guadalajara, situación que afectó durante dos días el recibo de gas en la terminal distribuidora de gas licuado de Guadalajara. El segundo evento fue el 22 de octubre y se originó por una toma clandestina en el LPG-Ducto de 20”, tramo Venta de Carpio-Santa Ana, lo que afectó el sistema de transporte gas licuado, ya que fue necesario reducir el transporte en 151 Mbd durante tres días.

Volumen transportado de gas licuado, 2012

miles de barriles diarios

	2011	2012		Variación % vs 2012	
		POA	Real	2011	POA
Total	200.5	181.8	200.0	-0.2	10.0
Cactus-Guadalajara	184.1	166.1	183.5	-0.3	10.5
Hobbs-Méndez	16.5	15.7	16.5	0.3	5.0

En el ducto Hobbs-Méndez se transportaron 16.5 Mbd, cabe destacar que en el último trimestre se observó un incremento de 2.3 Mbd en el volumen transportado en este sistema, lo que permitió revertir la tendencia observada de enero a septiembre de 2012 y provocó que el promedio anual fuera similar a lo transportado en el año anterior.

d) Mercados de productos

Mercado de gas natural

Durante 2012, el mercado de gas natural estuvo determinado por la tendencia a la baja en la oferta de gas seco de campos, así como por los incidentes operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex, previamente comentados; hechos que provocaron un fuerte incremento en las importaciones para satisfacer la demanda total.

Balance de gas seco

millones de pies cúbicos por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	5,603.6	5,641.6	5,692.3	1.6	0.9
Oferta	4,812.7	4,570.1	4,603.1	-4.4	0.7
Oferta de Pemex Gas ^a	3,767.4	3,590.8	3,692.0	-2.0	2.8
Directo de campos	1,045.3	979.4	911.1	-12.8	-7.0
Importación	790.8	1,071.4	1,089.3	37.7	1.7
Destino	5,571.5	5,641.6	5,676.3	1.9	0.6
Consumo Pemex	2,187.5	2,298.2	2,273.1	3.9	-1.1
Ventas a otros organismos	1,895.5	2,000.9	1,998.3	5.4	-0.1
Exploración y Producción	1,242.1	1,260.4	1,313.8	5.8	4.2
Refinación	332.9	412.5	343.5	3.2	-16.7
Petroquímica	320.0	327.5	340.6	6.4	4.0
Corporativo	0.5	0.5	0.3	-25.0	-32.2
Autoconsumo Pemex Gas	292.0	297.3	274.8	-5.9	-7.6
Exportación	1.3	0.0	0.9	-29.4	---
Ventas internas	3,382.7	3,343.4	3,402.3	0.6	1.8
Sector eléctrico	1,884.2	1,885.8	1,902.9	1.0	0.9
Industrial y distribuidoras ^b	1,325.4	1,389.5	1,374.5	3.7	-1.1
Sector Comercializadores	173.1	68.0	124.9	-27.9	83.7
Diferencias ^c	32.0	0.0	16.0	---	---

a. La oferta de Pemex Gas incluye la producción de plantas y el etano inyectado a ductos.

b. Incluye empresas autogeneradoras de electricidad.

c. Incluye las variaciones en el empaque en el Sistema Nacional de Gasoductos y diferencias estadísticas por medición.

Oferta. La oferta total de gas seco fue de 5,692.3 MMpcd, este volumen considera la oferta proveniente de los complejos procesadores de Pemex Gas, el gas seco directo de campos y las importaciones.

La producción de Pemex Gas fue de 3,692 MMpcd, lo que significó un decremento de 75.5 MMpcd respecto al año anterior, como consecuencia principalmente de una menor oferta de gas húmedo amargo del sureste (99 MMpcd) y de una menor oferta de gas húmedo dulce en Burgos (56 MMpcd).

En el rubro de disponibilidad de gas seco de campos continúa la tendencia a la baja; en el 2012 se recibieron 911.1 MMpcd, lo que representó una reducción de 134.2 MMpcd respecto a 2011, lo cual se explica fundamentalmente por una menor producción de gas proveniente del activo Veracruz de PEP (105.8 MMpcd) y una menor producción de gas de Burgos (23.8 MMpcd).

En comparación con el programa, la producción de gas en los complejos de proceso fue superior en 101.2 MMpcd, la mayor producción en las plantas de Pemex Gas se debe al incremento de 75 MMpcd en el gas húmedo dulce de Burgos y al aumento de 40 MMpcd en el gas húmedo amargo del mesozoico. En contraparte, el gas directo de campos resultó 7% inferior al POA, esto es 68.3 MMpcd debido a una menor producción de gas de Burgos (85.8 MMpcd).

Demanda. Durante 2012 la demanda de gas seco total y por sectores se comportó de la siguiente manera:

La demanda total de gas seco, que considera las ventas a terceros, los consumos del sector petrolero y las exportaciones, fue de 5,676.3 MMpcd, volumen superior en 104.8 MMpcd al registrado en el año anterior.

El comportamiento de la demanda se explica por el consumo del sector petrolero con 2,273.1 MMpcd, cifra 3.9% superior a 2011 y que representó un aumento por 85.6 MMpcd; el principal incremento se presentó en PEP en la región marina (71.7 MMpcd), en Pemex Petroquímica en los complejos Cosoleacaque y Morelos (20.6 MMpcd) y en Pemex Refinación en las refinerías de Madero y Salamanca (10.6 MMpcd).

En el rubro de ventas internas se registró un consumo de 3,402.3 MMpcd, lo que representó un ligero incremento de 19.6 MMpcd en comparación con 2011. El crecimiento más importante se presentó en el rubro del sector industrial-distribuidoras que promediaron 1,374.5 MMpcd, volumen superior en 49.1 MMpcd respecto a 2011, lo que se explica por el comportamiento de la industria del acero, que incrementa su producción cuando existe disponibilidad de gas natural.

Por su parte, las ventas en el sector eléctrico promediaron 1,902.9 MMpcd, volumen ligeramente superior (18.7 MMpcd) a 2011. Cabe destacar que fue en el último trimestre de año cuando se registró un mayor consumo en este sector, esto por la menor generación en las plantas hidroeléctricas y por las restricciones en el suministro de gas licuado a CFE.

En contraparte, en el sector comercializadores se observó una reducción de 48.2 MMpcd, debido a los ajustes en los consumos de los clientes que se han tenido que solicitar para mitigar las alertas críticas que se presentaron durante 2012.

Respecto a las alertas críticas en el Sistema Nacional de Gasoductos, estas se suscitaron principalmente por un mayor volumen de extracciones de gas respecto las inyecciones, lo que provocó que en determinados eventos el gas necesario para operar el sistema de ductos (el empaque) haya disminuido por

debajo del límite mínimo de seguridad, con las alertas críticas se busca restablecer el nivel idóneo de empaque en dicho sistema.

En comparación con el POA, la oferta nacional se ubicó 0.7% por arriba de lo esperado debido a una mayor producción en las plantas de Pemex Gas como resultado de un incremento en el gas húmedo dulce de Burgos y en el gas húmedo amargo del mesozoico. Lo anterior, no obstante la declinación en la oferta de gas seco directo de campos por 68 MMpcd, principalmente de Burgos.

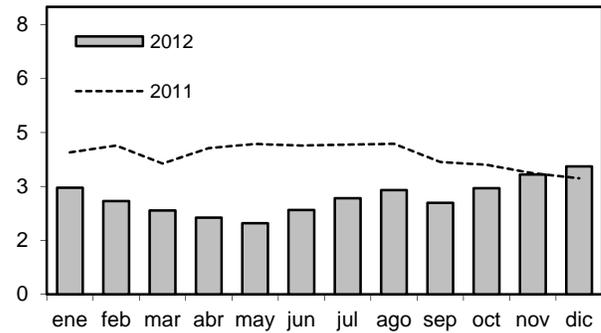
Por su parte el consumo de gas creció en 34.7 MMpcd. El crecimiento se explica por el comportamiento de las ventas internas, que fueron superiores en 59 MMpcd. En contraparte, los consumos en el sector petrolero resultaron inferiores en 25.2 MMpcd a los programados; la reducción más importante se presentó en Pemex Refinación que disminuyó su consumo en 69 MMpcd, principalmente en las refinerías Minatitlán, Tula y Cadereyta. En contraparte, los consumos en Pemex Exploración y Producción fueron superiores en 53.4 MMpcd.

Comercio Exterior. Como resultado principalmente de la menor producción de gas seco de las plantas de Pemex Gas y de la menor disponibilidad de gas directo de campos por parte de PEP, en el 2012 fue necesario importar 1,089.3 MMpcd, lo que representó un incremento de 298.5 MMpcd respecto al año anterior.

Es importante mencionar que, principalmente en el segundo semestre de 2012, como resultado de los problemas operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex, así como por el incremento en la demanda, Pemex Gas ha utilizado prácticamente al máximo la capacidad de importación en base firme contratada con el Sur de Texas y ha incrementado en la medida de lo posible el uso de la capacidad de importación en base variable.

Precios. En 2012, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (sur de Texas) fue de 2.69 dólares por millón de Btu, lo que representó una disminución de 1.17 dólares respecto a lo registrado en 2011.

Dólares por millón de Btu, ene-dic.



Durante 2012, los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios en el mercado norteamericano fueron:

- La producción de Estados Unidos fue de 64.7 MMMpcd, 4% superior al promedio de 2011, lo que representa el nivel más alto históricamente y se explica principalmente por la producción de fuentes no convencionales (shale gas³), segmento que en 2012 representó el 44.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 23.13 MMMpcd en 2011 a 28.64 MMMpcd en 2012.

- La demanda de gas natural en Estados Unidos, promedió 69.7 MMMpcd, superior en 4.1% a la registrada en el año anterior. El incremento se explica principalmente por el crecimiento de la demanda del sector eléctrico, la cual se ubicó en 25 MMMpcd, lo que representó un aumento de 20.6% respecto de 2011; ello como resultado del efecto sustitución en la generación eléctrica a favor del gas natural por su menor precio respecto a otros combustibles. Adicionalmente, se debe

	2011	2012
Total	66.9	69.7
Residencial y comercial	21.6	19.2
Eléctrico	20.8	25.0
Industria	18.4	18.7
Otros consumos	6.2	6.7

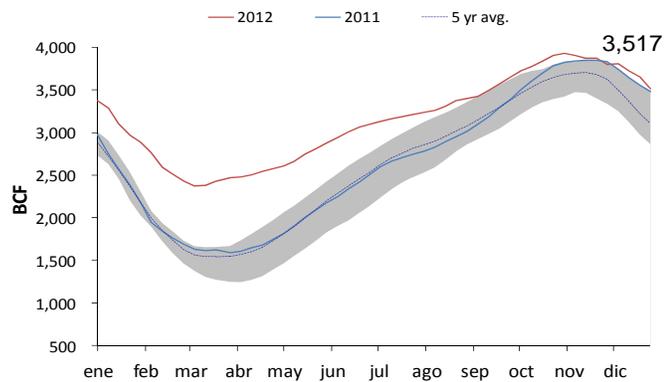
Fuente: PIRA, Energy Group, 21 de diciembre de 2012.

³ El *shale gas* es un gas natural que se obtiene del tipo de roca lutita o pizarra. Es una roca sedimentaria muy porosa y en estos poros se encuentra atrapado el gas.

considerar que como resultado de una regulación más estricta en materia de generación nucleoelectrica se presentaron interrupciones en la operación de las plantas con esta tecnología. En contraparte, el sector comercial y residencial presentaron una reducción de 10.8% en su consumo por un invierno menos frio que el promedio histórico.

- Las importaciones totales de Estados Unidos registraron un promedio de 6.3 MMMpcd, las provenientes de Canadá fueron de 5.8 MMMpcd. Por su parte, las importaciones de gas natural licuado (GNL) fueron de 0.5 MMMpcd, menores a las de 2011, como consecuencia del alto nivel de producción interna y de los menores precios relativos del gas natural en Estados Unidos con respecto a los observados en Europa y Asia.
- El incremento en la producción propició que el inventario se mantuviera elevado; sin embargo, ante la fuerte demanda del sector eléctrico registrada en el verano, el inventario empezó a disminuir en junio y para diciembre se ubicó en un nivel de 3,517 MMMpc, volumen similar al registrado en 2011.

Almacenamiento de gas natural en Estados Unidos, 2012



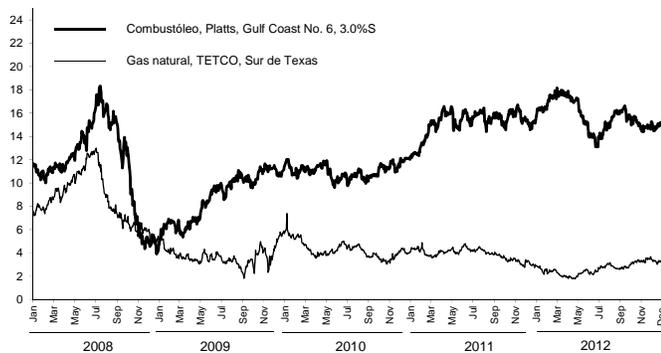
Precios relativos

dólares por millón de Btu

Combustible	2011	2012	Diferencial en dólares
Gasolina	23.087	23.982	21.289
Diesel	20.896	21.815	19.122
Crudo WTI	16.243	16.391	13.698
Propano	15.910	11.634	8.941
Combustóleo	14.895	15.776	13.083
Gas natural	3.860	2.693	--

Precios de referencia del gas natural vs. combustóleo

dólares por millón de Btu



Durante 2012, nuevamente el gas natural se mantuvo como el combustible de menor precio en el mercado. En comparación con el combustóleo su principal competidor, dado que ambos combustibles son sustitutos para la generación eléctrica, el diferencial de precios se mantuvo en niveles similares a los del 2011, por lo que el gas natural fue 13 dólares más barato. En comparación con otros combustibles como el diesel y la gasolina, los precios de estos fueron superiores respecto al precio del gas natural en más de 19 dólares.

Mercado de gas licuado

Durante 2012, el mercado nacional de gas licuado estuvo determinado por una disminución en la oferta. Por su parte, las ventas internas presentaron un comportamiento similar con respecto a 2011 y los precios de referencia fueron inferiores a los que predominaron durante el año anterior.

Balance de gas licuado miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	292.9	293.3	292.0	-0.3	-0.4
Oferta nacional	210.5	208.7	206.4	-1.9	-1.1
Producción Pemex Gas	185.4	178.9	176.0	-5.1	-1.6
Otros organismos	25.1	29.8	30.4	21.0	1.9
Importaciones	82.4	84.6	85.6	3.9	1.2
Consumo total	291.9	293.2	291.0	-0.3	-0.8
Ventas internas	284.8	286.4	285.5	0.2	-0.3
Industriales	0.9	1.0	1.0	5.7	1.3
Otros organismos	3.9	5.4	3.8	-4.0	-30.0
Autoconsumos Pemex Gas	0.7	0.4	0.6	-14.4	43.5
Exportaciones	1.5	0.1	0.1	-92.4	38.3
Variación de existencias ^a	1.0	0.1	1.1	---	---

a. Incluye variación de inventarios, buque-tanques en tránsito, empaque en ductos y diferencias estadísticas.

Oferta. La oferta nacional de gas licuado se ubicó en 206.4 Mbd, volumen inferior en 1.9% al alcanzado en 2011, lo que se explica por una reducción de 5.1% en la producción de Pemex Gas, como resultado de la menor oferta de gas húmedo amargo y de condensados amargos, asimismo influyeron los problemas operativos en los complejos procesadores de gas Burgos y Nuevo Pemex. Adicionalmente, contribuyó el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del complejo Cangrejera de Pemex Petroquímica ya que se dejaron de recibir los líquidos que esta planta envía a Pemex Gas para su fraccionamiento.

En contraparte, las compras a otros organismos aumentaron 21%, principalmente a Pemex Refinación en las refinerías de Tula y Minatitlán.

Con respecto al programa, la oferta nacional de gas LP fue inferior en 2.3 Mbd, debido a que la producción en Pemex Gas presentó una reducción de 2.8 Mbd, efecto que fue parcialmente compensado por la oferta de 0.6 Mbd de otros organismos.

Consumo. Las ventas totales de gas licuado, que consideran las ventas internas, industriales, al sector petrolero y las exportaciones, fueron de 291 Mbd, volumen ligeramente inferior en 0.9 Mbd al registrado en 2011.

Por su parte, las ventas internas fueron de 285.5 Mbd, volumen ligeramente superior al registrado en el año anterior, dicho incremento en la demanda se debe principalmente a mayores consumos en el norte y centro del país. Por su parte, las ventas a otros organismos de Petróleos Mexicanos disminuyeron 0.2 Mbd.

Con respecto al POA el decremento en las ventas totales de gas licuado fue de 2.2 Mbd, la principal reducción se presentó en las ventas internas con 0.9 Mbd y en el consumo de otros organismos de Petróleos Mexicanos (1.6 Mbd), efecto que fue compensado por mayores autoconsumos de Pemex Gas (0.2 Mbd).

Comercio exterior. Las importaciones fueron de 85.6 Mbd, volumen superior en 3.2 Mbd con respecto a 2011. El incremento en las importaciones responde a la reducción en la oferta; así como a factores operativos que afectaron la logística de suministro de gas LP. En este último caso está el accidente en la estación de medición de gas de PEP que ocasionó que entre el 18 de septiembre y el 25 de octubre el complejo procesador de gas Burgos saliera de operación; así como los incidentes en el ducto Cactus-Guadalajara.

Precios. Durante 2012 el precio de referencia internacional del propano promedió 105.9 centavos de dólar por galón (UScts/gal), alcanzó su nivel más bajo en julio con 78.11 UScts/gal, a partir de ese momento cambió la tendencia y en diciembre subió a 92.66 UScts/gal. Este comportamiento está asociado a la estabilización de los precios del crudo y al nivel de inventarios en el mercado norteamericano.

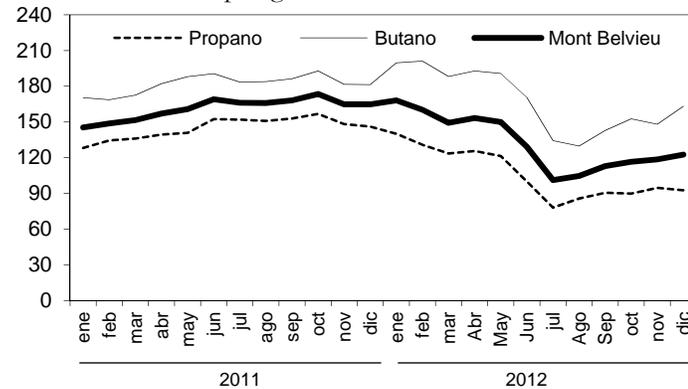
Precios relativos

centavos de dólar por galón, ene-dic

Combustible	2011	2012	Var. %
Propano ^a	144.9	105.9	-26.9
Butano ^a	181.9	167.7	-7.8
Mont Belvieu	161.4	132.1	-18.2

a. Las referencias para el propano y butano son Thomson Reuters, OPIS, Oil Price Information Service.

Precios de referencia del gas licuado vs. Mont Belvieu
Centavos de dólar por galón



El precio promedio de referencia internacional del butano, fue de 167.7 UScts/gal, en el primer semestre de 2012 los precios tuvieron una importante reducción; sin embargo a partir de agosto la tendencia cambió y se revirtió la caída en los precios, esto último derivado del incremento en el consumo de las refinерías en el mercado norteamericano.

Por su parte, el precio de referencia internacional para el gas LP en Mont Belvieu (ponderación 62% propano y 38% butanos) promedió 132.1 centavos de dólar por galón, valor 29.3 UScts/gal inferior al registrado el año anterior.

Mercado de gasolinas naturales

Durante 2012, la oferta de gasolina natural promedió 73.6 Mbd, 11.3% inferior a 2011 debido a una menor oferta de gas húmedo amargo marino y mesozoico, así como por una menor oferta de condensados. Del total de la oferta, 72.3 Mbd provinieron de los complejos procesadores de gas y 1.3 Mbd de otros organismos (complejos petroquímicos y campos de PEP). En el caso de la oferta de Pemex Gas la reducción de 9.4 Mbd se debe principalmente una menor oferta de gas húmedo y de condensados previamente comentado.

Por su parte, las ventas a otros organismos promediaron 2.5 Mbd, volumen inferior (4.5 Mbd) al registrado en el año precedente. La contracción en el consumo persistió durante todo el año como consecuencia principalmente de la menor demanda de Pemex Petroquímica (3.8 Mbd) por el retraso en la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del CPQ Cangrejera.

Balance de gasolina natural

miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	83.0	81.0	73.6	-11.3	-9.1
Oferta Pemex Gas	81.7	79.5	72.3	-11.5	-9.0
Otros organismos	1.2	1.6	1.3	1.1	-18.7
Destino	82.2	81.0	71.9	-12.6	-11.3
Ventas a otros organismos	7.0	22.3	2.5	-64.8	-89.0
Exploración y Producción	1.2	1.0	0.5	-58.1	-50.2
Refinación	1.4	11.9	1.3	-5.3	-89.0
Petroquímica	4.5	9.4	0.7	-85.0	-92.9
Exportación	75.2	58.7	69.4	-7.7	18.3
Variación de existencias	0.8	0.0	1.7	---	---

a. Incluye variación de existencias, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

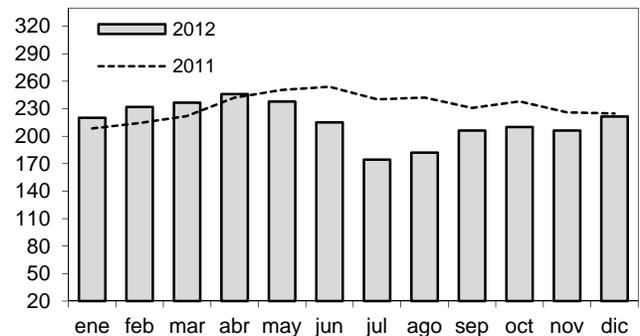
Como resultado de la reducción en la oferta de Pemex Gas, en 2012 las exportaciones se ubicaron en 69.4 Mbd, 5.8 Mbd menores a las registradas el año anterior.

En comparación con el programa, la oferta de gasolina natural fue inferior en 7.4 Mbd a lo esperado, esto por la menor producción de Pemex Gas como resultado de menor oferta de condensados amargos y dulces.

Por su parte, las ventas a otros organismos resultaron inferiores en 19.9 Mbd a lo programado, porque no se pudieron entregar 9 Mbd de naftas a Pemex Petroquímica debido al retraso de la entrada en operación de la planta reformadora de naftas del CPQ Cangrejera. Mientras que en el caso de Pemex Refinación se había programado un consumo adicional de 10 Mbd, el cual no se realizó ya que este organismo no ha terminado de rehabilitar la infraestructura de transporte requerida para que se le pueda suministrar la gasolina natural.

Precios. Durante 2012, el precio promedio de la gasolina natural se ubicó en 215.5 centavos de dólar por galón, 7.5% menor al valor registrado en 2011. Este producto se emplea como componente en la mezcla de la gasolina automotriz, por lo tanto el precio se ve afectado por los precios de la gasolina automotriz.

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



Mercado de etano

La oferta de etano fue de 115.3 Mbd, volumen 4.4% inferior con relación a 2011, lo que representó una disminución de 5.3 Mbd por una menor oferta de gas húmedo amargo marino y del mesozoico.

Por su parte, la demanda de Pemex Petroquímica presentó un comportamiento similar al registrado en 2011, por lo cual ante la reducción de la oferta, los excedentes inyectados a ductos de gas seco fueron de 42 Mbd, cifra inferior en 11.4% a lo registrado en el año anterior.

Balance de etano

miles de barriles por día

	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Producción Pemex Gas	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.1
Destino	120.6	121.4	115.3	-4.4	-5.0
Otros organismos	73.2	81.6	73.3	0.2	-10.2
Inyectado a ductos	47.4	39.8	42.0	-11.4	5.6
Diferencia Estadística	0.0	0.0	-0.1	---	---

Con relación al POA, la producción resultó inferior en 6.1 Mbd debido a la menor oferta de gas marino. En tanto que los consumos de Pemex Petroquímica resultaron inferiores en 8.3 Mbd, debido a los altos niveles de inventarios de etileno, a problemas operativos en los complejos petroquímicos de Morelos y Pajaritos y por la salida de operación de la planta Swing ubicada en Morelos. Por lo anterior, como resultado de la disminución en la demanda las inyecciones de etano a los ductos de gas seco fueron superiores en 2.2 Mbd.

Mercado de azufre

La oferta de azufre se ubicó en 1,006.5 Mt, 5.3% superior a lo registrado en 2011, debido principalmente a que Pemex Refinación aumentó su oferta en 94.2 Mt, principalmente en las refinerías de Minatitlán, Madero y Cadereyta.

Por su parte, las ventas internas se incrementaron en 1.3 Mt. En tanto que como resultado del incremento en la producción de Refinación las exportaciones crecieron en 61.5 Mt.

Balance de azufre miles de toneladas					
	2011	2012		Variación %	
		POA	Real	2011	POA
Origen	956.0	1,094.2	1,006.5	5.3	-8.0
Producción Pemex Gas	636.1	599.9	591.5	-7.0	-1.4
Pemex Refinación	319.8	494.3	413.9	29.5	-16.3
Pemex Exploración y Producción	0.2	0.0	1.0	469.4	0.0
Consumo total	945.0	1,094.2	1,007.7	6.6	-7.9
Ventas internas	647.8	752.6	649.1	0.2	-13.8
Exportación	297.2	341.6	358.7	20.7	5.0
Variación de existencias ^a	11.0	0.0	-1.2	---	---

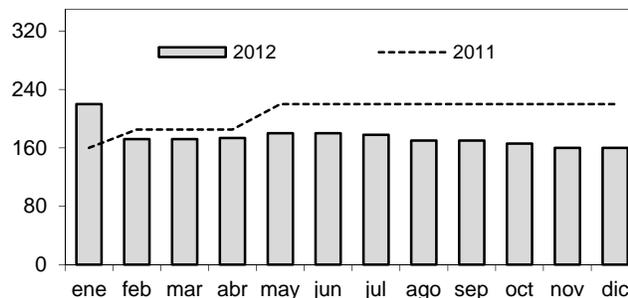
a. Incluye variación de inventarios, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

En comparación con el programa, la oferta de azufre fue 87.7 Mt inferior a lo estimado, lo que se explica principalmente por la menor oferta por parte de Pemex Refinación en Minatitlán, Cadereyta, Madero y Salina Cruz (80 Mt).

Por su parte, las ventas internas registraron una disminución de 103.5 Mt debido a que en el programa se consideró una mayor demanda de azufre para la industria química. Como resultado de la reducción en la demanda, las exportaciones de azufre fueron superiores en 17.1 Mt con respecto a lo programado.

Precios. En 2012 el precio contractual del azufre registró un comportamiento a la baja, sobre todo en el último trimestre del año, lo que es reflejo de la reducción en el precio de referencia y de la sobre oferta del producto en el mercado internacional.

Precio contractual en Tampa
dólares por tonelada larga



3. Resumen ejecutivo del Programa para incrementar la eficiencia operativa (PEO)

El Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2008-2012 (PEO) contiene indicadores cuantificables, objetivos verificables y metas asociadas, que están basados en estándares internacionales. El programa fue presentado al Congreso de la Unión el 30 de junio de 2008 conforme a lo dispuesto en el artículo noveno transitorio de la Ley Federal de Derechos.

El PEO abarca las actividades que integran la cadena de valor de la empresa, las correspondientes a las áreas de soporte de la entidad y las desarrolladas por las áreas corporativas que tienen mayor impacto en sus resultados. Para Pemex Gas, el PEO agrupa 12 objetivos, de los cuales siete son genéricos para atención de todos los organismos subsidiarios y cinco le aplican exclusivamente a este organismo.

Objetivos genéricos para los organismos subsidiarios:

1. Menores diferencias porcentuales entre la producción observada y estimada en los proyectos de inversión.
2. Reducir brechas entre costos observados y estimados.
3. Incrementar la productividad del personal.
4. Acelerar la incorporación de tecnologías disponibles.
5. Mejorar los índices de seguridad.
6. Mejorar la planeación y coordinación operativa.
7. Mejorar los resultados financieros.

Objetivos específicos de Pemex Gas:

1. Incrementar la productividad por millar de pie cúbico procesado.
2. Mejorar el desempeño operativo de los complejos procesadores de gas.
3. Mejorar la calidad de los productos de los complejos procesadores de gas.
4. Propiciar mejoras en el desempeño de los sistemas de transporte y distribución de gas y petroquímicos básicos.
5. Mejorar la medición de mermas y pérdidas de combustibles y reducir sus niveles de manera sostenida.

Emanados de los objetivos anteriormente descritos, se establecieron 21 acciones y 30 indicadores, cuyos avances y resultados se reportan trimestralmente a la Secretaría de Energía, quien a su vez los remite al Congreso de la Unión. Asimismo, en el reporte de resultados se explican, en su caso, las causas de las desviaciones para cumplir con las metas y las medidas correctivas implementadas.

Desde el inicio de este programa, Pemex Gas ha presentado dieciocho informes: dos trimestrales en 2008, cuatro en 2009, cuatro en 2010, cuatro en 2011 y cuatro más en 2012.

De las 21 acciones consideradas originalmente en el programa, 10 acciones estaban concluidas al iniciar 2012 y tres se concluyeron como resultado de las actividades realizadas por el organismo en el ejercicio 2012, siete están en proceso de atención y una se reprogramó.

A continuación se presenta la situación de las acciones del PEO clasificadas de acuerdo a su contribución a las líneas de acción del Plan de Negocios.

Línea de acción: Crecimiento

No.	Descripción	Avance
2	Desarrollar el proyecto de ampliación y confiabilidad operativa del CPG Poza Rica.	En fase de terminación. El proyecto de construcción de la planta criogénica presenta un avance físico del 99.9% del proyecto original; sin embargo, considerando los ajustes al mismo, derivados de volúmenes de obra adicional, correspondientes al segundo convenio de ampliación el avance es de 96.2%. El arranque de la planta inició el 9 de noviembre y las pruebas de desempeño se llevaron a cabo durante diciembre de 2012. Falta terminar trabajos en lo referente a la subestación eléctrica 115, la cual se encuentra concluida desde la segunda semana de diciembre de 2012, quedando pendientes las pruebas de funcionamiento y la puesta en operación, lo cual se llevará a cabo a finales de febrero de 2013, fecha en la que se espera concluir la construcción de la línea que suministrará de energía eléctrica a dicha subestación.
3	Incrementar la producción de líquidos en la planta criogénica e instalar sección de fraccionamiento en el CPG Arenque.	Reprogramada. Con base en los escenarios de oferta de gas húmedo de PEP, actualizados en el Ciclo de Planeación 2012, será hasta 2016 cuando se requiere contar con capacidad criogénica incremental en el CPG Arenque.

Línea de acción: Eficiencia operativa

No.	Descripción	Avance
4	Construir una planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.	En fase de terminación. Al cierre de 2012, el proyecto de cogeneración en Nuevo Pemex presenta un avance físico real del 99.7% encontrándose en periodo de pruebas de desempeño. Se tiene como nueva fecha estimada de terminación febrero de 2013.
10	Desarrollar el esquema comercial de gas LP ante el nuevo entorno regulatorio.	En proceso. Continúa pendiente la aprobación de los Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano (TYCVPM). El 6 de julio de 2012, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) requirió a Pemex Gas la presentación de la versión definitiva de los TYCVPM de gas LP y de sus respectivos Lineamientos Operativos de Condición Financiera y Suspensión de Entrega (LOCFSE). Por lo anterior, el 27 de agosto de 2012 mediante oficio PEMEX GAS-SP-GR-475-2012, se entregó la versión definitiva de la propuesta de ambos documentos. La versión incluye la propuesta de asignación impulsada

No.	Descripción	Avance
		<p>por Pemex Gas, con lo que se espera la publicación por parte de la CRE para su aplicación.</p> <p>En noviembre de 2012 y con el objetivo de evitar la <i>negativa ficta</i> al cabo de tres meses de su entrega, se consultó a esta autoridad sobre el estatus de la propuesta presentada, tanto de TYCVPM como de sus lineamientos financieros, LOCFSE. Se espera el análisis y, en su caso, aprobación por parte del pleno en las próximas fechas para estar en condiciones de presentarla a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Economía como una propuesta única por parte de Pemex Gas y de la CRE. Al cierre de 2012 no se han recibido comentarios de la Comisión.</p> <p>Por lo que respecta a la Directiva de Precios, la CRE emitió en mayo de 2012, la resolución RES/149/2012, mediante la cual autorizó a Pemex Gas la aplicación de los costos de internación a que se refiere la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano para los puntos de internación del gas LP.</p> <p>Dichos costos, constituyen uno de los componentes metodológicos de la Directiva de Precios de Venta de Primera Mano que se sustituyen en virtud de la política de precios emitida por el Ejecutivo Federal mediante Decreto.</p> <p>Debido a que no se autorizó el cambio de metodología para el cálculo de precios durante septiembre de 2012 como estaba previsto, los precios del último trimestre de 2012 se determinaron conforme a los Decretos y Resoluciones mensuales correspondientes, estos precios continúan calculándose con el mecanismo vigente en la Directiva DIR-GLP-001-2008.</p>

Línea de acción: Responsabilidad corporativa

No.	Descripción	Avance
6	Construir los libramientos de Xalapa, Veracruz; Morelia, Michoacán y El Durazno, Guanajuato.	<p>En proceso. El libramiento de Xalapa⁴ acumuló un avance físico de 95%. El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato para la terminación del libramiento con la empresa Líneas de Producción, S.A. de C.V. / LIPSA Industrial, S.A. de C.V, la empresa inició los trabajos el 12 de marzo y a diciembre del 2012 se tiene un avance físico de 23%.</p> <p>La construcción del libramiento de Morelia, Michoacán tiene un avance de 99%. No obstante que el ducto está</p>

⁴ El libramiento Xalapa por sus características forma parte de la línea de acción de crecimiento.

No.	Descripción	Avance
		<p>mecánicamente terminado aún se están atendiendo algunas observaciones y hallazgos determinados por la empresa Verificadora Lloyd Germánico.</p> <p>Por otra parte, la construcción del libramiento El Durazno, Guanajuato se encuentra totalmente terminado. Actualmente se realizan trabajos complementarios de integración de las trampas de diablos con la interconexión del libramiento.</p>
7	Mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa-Chihuahua.	<p>En proceso. Se concluyeron las fases I y II del mantenimiento integral al gasoducto 24" Reynosa-Chihuahua, la primera fase consistió en la inspección, rehabilitación y certificación de 119 km de ductos, y la fase II en la inspección, rehabilitación y certificación de 352 km.</p> <p>La fase III considera inspeccionar, rehabilitar y certificar 485 km de los tramos de Los Herrera-Cadereyta y Chávez-Chihuahua. A diciembre de 2012 se han inspeccionado con equipos instrumentados los tramos: Los Herrera-Cadereyta, Zavalza-Camargo y Camargo-Chihuahua. En 2013 se inspeccionará el tramo Chávez-Zavalza, así como la rehabilitación y certificación de los cuatro tramos.</p> <p>El avance global de las tres fases a diciembre de 2012 es de 74.57%.</p>
14	Modernizar redes contra incendio en los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.	<p>En proceso. La modernización de las redes contra incendio de los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex presenta un avance de 83.1% y 79.5%, respectivamente (el avance físico se actualizó de conformidad con el convenio de ampliación de plazo D-4).</p> <p>Para la red en el CPG Nuevo Pemex la nueva fecha de término de acuerdo a este nuevo convenio de ampliación es para el 28 de febrero de 2013.</p> <p>En el caso de la red contra incendio del CPG Ciudad Pemex, con la formalización del convenio de ampliación D-4, la nueva fecha de término es para el 24 de julio de 2013.</p>
15	Modernizar los sistemas de desfogue en el CPG Ciudad Pemex.	<p>En proceso. Como consecuencia de la desviación registrada entre los avances físico y financiero programados y reales de la obra y con base en la normatividad correspondiente, con fecha 28 de marzo de 2011 Pemex Gas notificó la rescisión del contrato a la compañía DICA, Infraestructura, S.A. de C.V., asimismo el 28 de junio de 2011 ratificó la determinación de rescindir el contrato y se inició el proceso de finiquito correspondiente.</p> <p>Durante el segundo semestre del año se llevó a cabo el diagnóstico para determinar el estatus en que el</p>

No.	Descripción	Avance
		<p>contratista dejó las obras. Adicionalmente, se trabajó en la definición de las bases de usuario de la obra que quedó pendiente por ejecutar y con ello convocar a una nueva licitación.</p> <p>En julio de 2012 se sometió a aprobación la contratación de la primera etapa en la sesión extraordinaria del Grupo de Trabajo de apoyo del Subcomité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. El día 27 de agosto 2012 se firmó el contrato PEMEX GAS-SP-GRM-0027/2012 con la compañía Tradeco Industrial S.A. de C.V para la terminación de la obra con un plazo de 127 días naturales a partir de esta fecha.</p> <p>Para esta primera etapa se cuenta con un avance del 90% en el suministro de materiales para los trabajos de integración de los servicios principales (gas combustible y tubería para líquidos) y un avance del 40% en la ejecución de los trabajos de obra.</p>
16	Realizar el proyecto de seguridad física en las instalaciones de los complejos procesadores de gas.	<p>En proceso. Durante 2012 se realizaron las siguientes actividades:</p> <p>Se concluyó con los paquetes documentales requeridos por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con el objeto de generar el alta de un proyecto de inversiones para la modernización y reforzamiento de la infraestructura de seguridad física en los complejos procesadores de gas que integran la Subdirección de Producción. Esta documentación se está consolidando para su entrega a la SHCP.</p> <p>El área corporativa de recursos humanos realizó las gestiones para integrar la plantilla de personal de confianza, responsable de la función de seguridad física en los complejos procesadores de gas. Para su aplicación en enero de 2013.</p> <p>Se finiquitaron los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo a los sistemas de acceso y control de asistencia (SAYCA) de los CPG, efectuándose los cierres documentales correspondientes. Asimismo se preparan los requerimientos de servicio y refaccionamiento asociado para el mantenimiento preventivo del ejercicio 2013 para todos los CPG.</p> <p>El avance al cierre de 2012 se mantiene en 54%.</p>

Línea de acción: Modernización de la gestión

No.	Descripción	Avance
13	Mejorar las aplicaciones de tecnologías de información para la comercialización de gas natural y gas LP.	<p>Concluido. Avance de las principales actividades durante 2012:</p> <p>Se realizó el proyecto de Bóveda Única para la emisión de facturas para todo Petróleos Mexicanos en donde están incluidas las operaciones de Pemex Gas en el rubro de facturación. Estas consideran los últimos requerimientos del SAT en materia de facturación con los CFDI bidimensionales certificados. Desde septiembre de 2012 se encuentra operando normalmente.</p> <p>El fideicomiso para la reposición de activos está operando normalmente. Durante 2012 sólo se solicitaron algunos cambios para la reincorporación de clientes y para aumentar el margen de tolerancia.</p> <p>Se terminaron los siguientes desarrollos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El Transport Allocation, que consistió en el desarrollo de una aplicación en R3-SAP para la asignación de compras en los diferentes contratos de transporte en base a sus capacidades, costos, rutas, etc. • El Trading Application que consistió en el desarrollo de una aplicación para capturar y administrar en R3-SAP las compras y ventas en base a los requerimientos y necesidades del Sistema Nacional de Gasoductos. • El Electronic Data Interchange (EDI) módulo integrado a SAP que envía el resultado de la asignación de transporte "Transport Allocation" a través del EDI vía el adaptador de la North American Energy Standards Board (NAESB), el cual es el estándar internacional de la industria del gas natural, directamente al gasoducto americano.
19	Reducir costos de suministro de bienes y servicios.	<p>En proceso. Como consecuencia de la transferencia de las funciones de tecnologías de información al Corporativo de Petróleos Mexicanos en 2012 el desarrollo del Sistema Integral de Información de Adquisiciones y Obras Públicas (SIIAOP), no registró ningún avance, en razón de que el área responsable en la Dirección Corporativa de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio no contó con los recursos necesarios para dar continuidad al proyecto, motivo por el que se canceló dicho desarrollo.</p>

No.	Descripción	Avance
		<p>Como parte de la estrategia de suministros, la Dirección Corporativa de Operaciones de Petróleos Mexicanos, a través de la Subdirección de Suministros implementó Contratos Preparatorios Nacionales, con el objeto de proporcionar bienes y servicios a los organismos subsidiarios con proveedores primarios que cuentan con los derechos exclusivos de marca y/o patente.</p> <p>Durante 2012, Pemex Gas se adhirió a cinco Contratos Preparatorios Nacionales.</p> <p>Durante este periodo, se continuó el proceso de actualización de la documentación legal con la que los proveedores acreditan los derechos exclusivos de suministro de bienes y servicios; y se realizó el alta en el catálogo electrónico de dos proveedores que presentaron la titularidad de los derechos exclusivos.</p> <p>De lo anterior resultó que en 2012 se tienen 49 convenios para la transmisión y recepción de información a través de medios electrónicos, que consideran la inclusión de los precios y condiciones de los bienes y servicios que proporciona el proveedor primario incorporados en el catálogo electrónico pactado con Pemex Gas.</p> <p>Con respecto a los mecanismos de colaboración y relación con los clientes internos. Durante 2012 se continuó trabajando con las áreas de contratación en las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualización de condiciones y términos de contratación. • Especificaciones técnicas sobre mantenimiento vehicular. • Prontuario sobre beneficios de las Disposiciones Administrativas de Compras (DAC). • Desarrollo de la solución tecnológica denominada eRoom, herramienta que permitirá, por vía remota (RED), revisar los requerimientos de contratación y los documentos soporte, antes de su admisión en el Módulo de Recepción de Requerimientos (MRR), involucrando a todas las áreas responsables: Administradora del Proyecto, Planeación, Proyecto y Construcción, Jurídico, Finanzas, Recursos Materiales, todas como Áreas Supervisoras, con el objeto de fortalecer, complementar, observar y enriquecer los proyectos, previo al inicio del procedimiento de contratación.

4. Situación y avances en los principales proyectos de inversión

Pemex Gas ha diseñado un portafolio de proyectos que le permite, entre otros aspectos, disponer de una adecuada infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de PEP, contar con una flexibilidad operativa en el sistema de transporte, aprovechar el potencial de cogeneración eléctrica, así como atender la demanda de etano requerida por el mercado. Destacan los siguientes proyectos:

- Estación de compresión Emiliano Zapata y libramiento a Xalapa.
- Planta criogénica de 200 MMpcd en el CPG Poza Rica.
- Cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.
- Etileno XXI.
 - Contrato de suministro.
 - Contrato de servicio para el transporte de etano.

Es conveniente señalar que en reportes anteriores Pemex Gas reportaba dos proyectos: Ductos Petroquímicos Vía Agave y Transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos, ambos asociados al proyecto Etileno XXI; sin embargo, debido a que dichos proyectos serán realizados por un tercero y Pemex Gas firmará un contrato de servicios para el transporte de etano, en este documento se reporta el contrato en cuestión.

A continuación, se presentan las cédulas para cada uno de los proyectos previamente referidos, en las que se detalla su evolución, alcance, montos de inversión, calendario de ejecución e indicadores de rentabilidad.

Estación de compresión Emiliano Zapata y libramiento a Xalapa

Objetivo

Incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48" Cempoala-Santa Ana de 1,014 a 1,270 MMpcd¹.

1. La capacidad de transporte de esta infraestructura se ajustó con base en los resultados del Ciclo de Planeación 2012, lo cual motivó que se modificara de 1,389 a 1,270 MMpcd.

Alcance

Construcción de una estación de compresión, con dos unidades rehabilitadas de 17,500 HP cada una, en Emiliano Zapata, Ver., y un libramiento a la Ciudad de Xalapa de 22 km, en el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana.

Contratista

- Estación de Compresión: Ática Corp., S.A. de C.V.
- Libramiento: Condux, S.A. de C.V. y
- Líneas de Producción S.A. de C.V.

Tipo de contrato

Estación de compresión y libramiento: precios unitarios.

Actividades relevantes

Actividades	Fecha	
	Inicio	Término
Ing. básica y de detalle	jul/04	sep/04
Adquisición tubería	oct/06	abr/07
Procura y construcción	nov/08	mar/13
Interconexión	mar/13	mar/13
Inicio de operación		abr/13

Indicadores económicos* mm\$

Costo total (proyecto en ejecución)	1,853
VPN	2,721
TIR (%)	20

* Resultados correspondientes al Ciclo de Planeación 2012. Los indicadores de rentabilidad (VPN y TIR) se incrementaron como resultado de un manejo de gas promedio anual superior al estimado en el ciclo anterior.

Inversión*

mm\$

Concepto	Ejercido			Programa 2013	Total
	Acum. a 2010	Cierre 2011	Ene-Dic 2012		
Est. comp.	512	16	-	-	528
Libramiento e interconexión	1,106	11	93	115	1,325
Total	1,618	27	93	115	1,853

* Cifras en pesos constantes 2012.

Fuente: Acum. a 2010 y cierre 2011: reportes anuales de Cuenta Pública.
Ene-Dic 2012: Ejercicio de cierre preliminar al 11 de enero de 2013.
2013: estimado para finalizar el proyecto.

Concepto	Físico		Financiero	
	Prog.	Real	Prog.	Real
Est. comp.	-	100	-	100
Libramiento e interconexión	92	90	91	91
Total	92	90	93	93

* Avance al cierre de diciembre de 2012. La diferencia entre los avances físico y financiero del proyecto global, se debe a que las compañías contratistas (construcción de libramiento e interconexión) aún no devengan los anticipos que se le pagaron.

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2012:

- La estación de compresión está concluida y operando.
- La empresa Condux S.A. de C.V. construyó el 63% del libramiento Xalapa, sin embargo, debido a los atrasos que presentó, el 17 de junio de 2011 se firmó unilateralmente el acta de finiquito con esta empresa.
- El 7 de marzo de 2012 se formalizó el contrato con la empresa Líneas de Producción S.A. de C.V. (LIPSA) para realizar las obras complementarias del libramiento. Los trabajos del libramiento se retomaron el 12 de marzo y la conclusión de la parte mecánica se estima para marzo de 2013. El monto del contrato asciende a 94 millones de pesos.
- Por otra parte, una vez que se concluya el libramiento se iniciarán los trabajos de interconexión con el gasoducto de 48" Cempoala-Santa Ana. La interconexión se asignó, a través de una licitación internacional, a la empresa T.D. Williamson de México, S.A. de C.V. Para ello, ya se cuenta con todos los accesorios requeridos en sitio.
- Actualmente está en proceso de autorización un convenio de ampliación con la compañía LIPSA. Con base en lo anterior, se tiene previsto que la interconexión se realice en marzo de 2013 y la operación del libramiento inicie a partir de abril de 2013.

Planta criogénica de 200 MMpcd en el CPG Poza Rica

Objetivo

Contar con la infraestructura requerida para procesar 200 MMpcd de gas húmedo dulce del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

Alcance

Construcción de una planta criogénica de 200 MMpcd en terreno de Pemex Gas y Petroquímica Básica, aprovechando la infraestructura del Complejo Procesador de Gas Poza Rica. Construcción de dos esferas para almacenar gas licuado, de 20 Mb cada una.

Contratista

ICA Flúor Daniel, S. de R.L. de C.V. y Linde Process Plants, Inc.

Tipo de contrato

Contrato mixto (precio alzado y precios unitarios).

Actividades relevantes^a

Actividades	08	09	10-11	12
Bases de usuario	may			
Bases de licitación IPC ^b	nov			
Contratación del IPC		jun		
Procura y construcción		ago		sep
Pruebas y arranque				dic

a. De acuerdo al último estimado realizado con el contratista derivado de la necesidad de ejecutar obra extraordinaria.

b. IPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total	4,890
VPN	6,355
TIR (%)	24

Avance del proyecto(%)*

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
100.0	99.9	99.3	97.9

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido				Programa	Total
	2009	2010	2011	2012	2013	
Total	722	1,902	1,141	801	324	4,890
Estudios	-	-	-	-	-	-
Ejecución	722	1,902	1,141	801	324	4,890

* Cifras en pesos constantes 2012. 2009-2011 reportes de Cuenta Pública, 2012: Ejercicio de cierre preliminar del 11 enero de 2013. 2013: Estimado para concluir el proyecto y finiquito.

* La diferencia entre los avances físico y financiero obedece a que, a partir de 2012, se modificó la referencia para estimar el avance financiero, al pasar del costo autorizado por la SHCP al costo planeado o estimado para concluir el proyecto.

Observaciones

Al cierre de diciembre 2012, se han presentado los siguientes avances:

- Se completó el protocolo para verificar colegiadamente la no-existencia de condiciones de riesgo, el cual es un requisito para poder llevar a cabo las actividades relativas a: la prueba de hermeticidad, el secado con gas natural seco y la puesta en operación de la planta.
- Se llevó a cabo la prueba de hermeticidad de la planta, la cual fue satisfactoria.
- Se concluyó el proceso de secado de la planta.
- El arranque de la planta inició el 9 de noviembre y la prueba de desempeño se llevó a cabo la primera semana de diciembre de 2012, misma que fue satisfactoria.
- En lo referente a la subestación eléctrica 115, ésta se encuentra concluida desde la segunda semana de diciembre de 2012, quedando pendientes las pruebas de funcionamiento y la puesta en operación, lo cual se llevará a cabo a finales de febrero de 2013, fecha en la que se espera concluir la construcción de la línea que suministrará de energía eléctrica a dicha subestación.
- Con respecto al cierre administrativo del contrato, éste se llevará a cabo en marzo de 2013.

El avance físico se refiere al proyecto global, considera obra contratada más nuevas actividades no previstas en el alcance original asociadas al cambio de especificaciones del gas que suministrará PEP. El avance físico de la obra contratada del proyecto (pedido GOPL01309P) es del 96.2%, el cual considera los ajustes derivados de volúmenes de obra adicional, formalizados a través del segundo convenio de ampliación de monto y plazo (CP-2/D-2) de fecha 28 de junio de 2012; la diferencia respecto al avance físico del proyecto global estriba en que se encuentra en revisión los precios unitarios de la obra adicional.

Cogeneración en el CPG Nuevo Pemex

Objetivo

Aprovechar el potencial de cogeneración del complejo procesador de gas Nuevo Pemex, a fin de generar energía eléctrica y vapor con alta eficiencia y confiabilidad, así como suministrar energía eléctrica a bajo costo a otros centros de trabajo de Pemex.

Alcance

Construcción, por parte de un tercero, de una planta para generar 300 MW de energía eléctrica y un rango de 550 a 800 t/h de vapor, así como la instalación de líneas de transmisión de energía eléctrica para la integración al Sistema Eléctrico Nacional.

Prestador del servicio

Abengoa Cogeneración Tabasco, S. de R.L. de C.V. (ACT)*

* El 8 de septiembre de 2009, el licitante ganador constituyó esta empresa para el desarrollo del proyecto. En junio de 2010, se integró a la sociedad la empresa GTPSTW Holdings, S. de R.L. de C.V., filial de GE Energy Capital Services.

Actividades relevantes

Actividades	08	09	12	13
Bases de usuario	ago			
Bases de licitación IPC	ago			
Contratación del IPC ^a		sep		
Desarrollo de las instalaciones		sep	dic	
Inicio prestación del servicio ^b				feb

a. Las fases de contratación y desarrollo de ingenierías se incluyen en el paquete IPC, por lo que serán desarrolladas por la compañía ganadora de la licitación. (IPC: ingeniería, procura y construcción).

b. Fecha establecida en el contrato con ACT, 18 de septiembre de 2012.

Tipo de contrato

Contrato de servicio.

Indicadores económicos* mm\$

Costo total	6,409
VPN	3,320
TIR (%)	16.4

*Después de impuestos. Incluye el beneficio de cogeneración eficiente. El tipo de cambio considerado en la evaluación es de 12.76 pesos por dólar (paridad utilizada para el ciclo de planeación 2012).

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido				Total
	Acum. a 09	10	11	12	
Total	-	-	-	-	6,409
Estudios	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	6,409

*Cifras en pesos constantes 2012. Incluye inversión física por un monto de 461.1 millones de dólares (oferta ganadora), equivalente a 5,884 MM\$, a un tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar. Adicionalmente, considera gastos por reembolsar (derechos de paso y consultoría a CFE) por un monto de 525 MM\$.

Avance del proyecto (%)

Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
100	99.66	100	99.66

Observaciones

Al cierre de diciembre de 2012, se cuenta con los siguientes avances:

- Las pruebas funcionales de los generadores de vapor de los recuperadores de calor HRSG-1 se concluyeron en noviembre de 2012 y para el HRSG-2 se concluirán en enero de 2013.
- En lo que respecta al sistema automático de control de temperatura de gas combustible para los turbo generadores, se estima concluirlo a finales de enero de 2013.
- El soplado y la interconexión definitiva del sistema de vapor se concluirá a finales de enero del 2013, por lo que las pruebas de operación y desempeño se estima que finalicen la tercera semana de febrero de 2013.
- Por otra parte, las cuatro subestaciones eléctricas (SE) se encuentran energizadas. Con respecto a las siete líneas de transmisión, seis están concluidas y energizadas. En lo referente a la línea de transmisión faltante (Cactus Switcheo-Tamulté), actualmente en construcción, por necesidades operativas deberá energizarse después del inicio de la prestación del servicio de la planta de cogeneración.

El 29 de noviembre de 2012 se firmó un Convenio Modificatorio del contrato de prestación de servicio entre Pemex y el proveedor. Derivado de dicho convenio, se reprogramó la fecha de inicio de prestación del servicio para el 17 de enero del 2013; sin embargo, debido a que se suscitó un incendio en la SE-5 el día 29 del noviembre del 2012 en el CPG Nuevo Pemex, que ocasionó el paro total del Complejo y como consecuencia la interrupción del suministro de gas combustible para la realización de las pruebas de puesta en marcha de la planta de cogeneración, se retrasaron las actividades de puesta en servicio. Por lo antes expuesto, se estima que la prestación del servicio inicie la tercera semana de febrero del 2013.

Etileno XXI: Contrato de suministro

Objetivo

Subasta de un contrato de suministro de etano a largo plazo para la construcción y operación de una planta de desintegración térmica de etano (*cracker*) por inversionistas privados, con capacidad de hasta un millón de toneladas por año, así como otras instalaciones para producir derivados de dicho producto petroquímico.

Alcance

Asignar, a través de una subasta, un contrato de suministro de largo plazo (20 años) para otorgar la materia prima necesaria para llevar a cabo el proyecto.

Actividades relevantes*

Actividades	08	09	10	11	12	13	14
Distribución de paquete informativo	ago						
Presentación de la propuesta técnica		mar-sep					
Fallo de la subasta		nov					
Reorganización societaria del consorcio ganador y formalización del contrato de suministro			feb				
Construcción				inicio			dic

Indicadores económicos

No aplica, puesto que el proyecto será desarrollado por un inversionista privado.

* El proyecto es de carácter privado, por lo que las fechas de inicio y fin de construcción son estimadas y pueden variar constantemente.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido				Progra-	Total
	Acum. a 09	10	11	12	mado 13+	
Total	-	-	-	-	-	40,832
Estudios	-	-	-	-	-	-
Ejecución	-	-	-	-	-	-

* Cifras en millones de pesos constantes 2012.

Fuente: Inversión estimada en 3,200 millones de dólares (cifra actualizada por el consorcio). Tipo de cambio: 12.76 pesos por dólar. (paridad considerada para el Ciclo de Planeación 2012). El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado.

Observaciones

El 6 de noviembre de 2009, Pemex Gas suscribió un acuerdo de entendimiento con Braskem S.A. de Brasil y el grupo mexicano IDESA, S.A. de C.V., quienes resultaron ganadores de la subasta para que, en un plazo inicial de 90 días, se reorganizaran societariamente; este plazo se modificó a 105 días.

El 11 de febrero de 2010, la CRE emitió la resolución RES/036/2010, en la que autorizó la fórmula aplicable al contrato de suministro, así como los términos y condiciones del mismo. El contrato de suministro se formalizó el 19 de febrero de 2010 por 66 Mbd.

En sesiones de trabajo realizadas en la SENER con Braskem-Idesa, personal de Pemex Gas y la Dirección Jurídica de Petróleos Mexicanos, analizaron y acordaron diversos puntos de orden contractual que incidían en la consideración de las partes financieras, para otorgar el financiamiento respectivo, además de analizar las alternativas para sustituir la garantía corporativa originalmente solicitada.

Contrato de servicio para el transporte de etano

Objetivo

Contratar un servicio de transporte de etano líquido y gaseoso desde los Complejos Procesadores de Gas de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos y garantizar el suministro de este petroquímico al proyecto Etileno XXI y a Pemex Petroquímica.

Alcance

Pemex Gas firmará un contrato de servicio de largo plazo (21 años: 20 años de operación comercial más uno de pruebas) con Gasoductos del Sureste S. de R.L. de C.V., para el transporte de hasta 105.6 Mbd de etano. Este sistema de transporte implicará la construcción de un ducto de aproximadamente 74 km para movimiento de C₂+ del CPG Ciudad Pemex al CPG Nuevo Pemex, así como un ducto del 148 km para el transporte de etano gas de los CPG Nuevo Pemex y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalcos.

Actividades relevantes*

Actividades	12	13	14
Contratación del prestador del servicio	sep-dic		
Localización trazo y perfil, estudios topográficos e ingeniería básica	oct	mar	
Trámites ambientales y compra de DDV estratégicos	oct	dic	
Procura y construcción		ene	jun
Pruebas y puesta en operación			abr-jun
Inicio de prestación de servicios			jul

*A excepción de la contratación del prestador del servicio por parte de Pemex Gas, el resto de las actividades correrán a cuenta del prestador del servicio de transporte.

Indicadores económicos mm\$

Costo *	3,818
VPN**	9,605
TIR (%)**	28

* Valor presente del pago de servicio de transporte.
** Después de impuestos. El indicador incluye el beneficio que aportarán las obras de proceso.

Inversión*

mm\$

Monto	Ejercido		Programado		Total
	Acum. a 11	12	13	14	
Total					3,502

* Cifras en pesos constantes 2012.

El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado. Estimado de costo Clase IV.

Observaciones

- Las actividades se programaron con el fin de concluirlo antes de las pruebas de operación del proyecto Etileno XXI (finales de jun-2014).
- El 10 de agosto de 2012, el GTI-Pemex ratificó la acreditación de la etapa FEL I.
- El 29 de agosto de 2012 el SubCAAOS de Pemex Gas dio su opinión favorable para la contratación, por lo que, el 17 de septiembre de 2012 se obtuvo la opinión favorable del CAAOS de Pemex Gas con relación a la contratación del servicio y dictaminó procedente la excepción a la licitación.
- El 28 de septiembre de 2012 el Consejo de Administración de Pemex Gas aprobó los términos y condiciones del contrato de "Servicio de transporte de etano" y determinó los términos y condiciones que no podrán ser modificados sin su consentimiento.
- El 9 de octubre de 2012 el CAAOS de Petróleos Mexicanos opinó favorablemente respecto al contrato.
- El 29 de octubre de 2012, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el contrato de "Servicio de transporte de etano" y determinó que los términos y condiciones de dicho contrato no podrán ser modificados sin su consentimiento".
- El 13 de diciembre de 2012 se firmó el contrato para la prestación del servicio de transporte de etano entre Pemex Gas y Gasoductos del Sureste.
- El 21 de diciembre de 2012 se firmó el contrato del IPC entre Gasoductos del Sureste y Techint.

5. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

a) Seguridad industrial

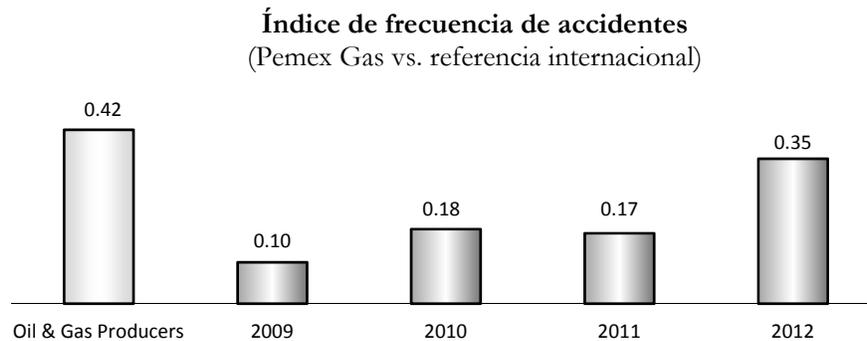
Durante 2012, Pemex Gas registró diez accidentes incapacitantes en sus instalaciones; el 7 de febrero en el complejo procesador de gas Nuevo Pemex, el 14 de febrero en el sector ductos Salamanca, el 12 de abril en el complejo procesador de gas Cactus, el 19 de abril en el complejo procesador de gas Poza Rica, el 11 de julio en el sector ductos Chihuahua, el 4 de agosto en el complejo procesador de gas Matapionche, el 8 de octubre y el 9 de noviembre en el complejo procesador de gas Área Coatzacoalcos, el 15 de noviembre en el sector ductos Mendoza y el 29 de noviembre en el complejo procesador de gas Poza Rica.

Conforme a los eventos registrados, al concluir 2012, el índice de frecuencia se ubicó en 0.35, superior al 0.17 observado al cierre del año anterior y superior a la meta establecida de 0.16; por su parte, el índice de gravedad se ubicó en 21.31, superior al 15.35 del cierre de 2011 y mayor a la meta establecida en 20.

Resumen de accidentalidad en Pemex Gas, 2011 – 2012

	Número de accidentes		Trabajadores lesionados		Fatalidades		Días perdidos		Índice de frecuencia		Índice de gravedad		Días desde el último accidente
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	
Total Pemex Gas	4	10	3	11	2	0	464	662	0.17	0.35	15.35	21.31	32
Producción	3	7	3	8	0	0	104	488	0.14	0.38	5.02	23.08	32
Ductos	1	3	0	3	2	0	360	174	0.39	0.56	70.56	32.30	46
Gas Licuado y PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	3,631
P. A. Texistepec	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	3,010
Oficinas Centrales	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	2,192
Contratistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	0	1,517

La International Association of Oil & Gas Producers (OGP) determinó para 2011 una referencia para el índice de frecuencia de accidentes de 0.42⁵. En Pemex Gas, al cierre de 2012 se registraron 11 trabajadores lesionados, no obstante, el índice de frecuencia (0.35) se ubicó por debajo de la referencia internacional.



Los diez accidentes que se presentaron durante 2012 se describen a continuación:

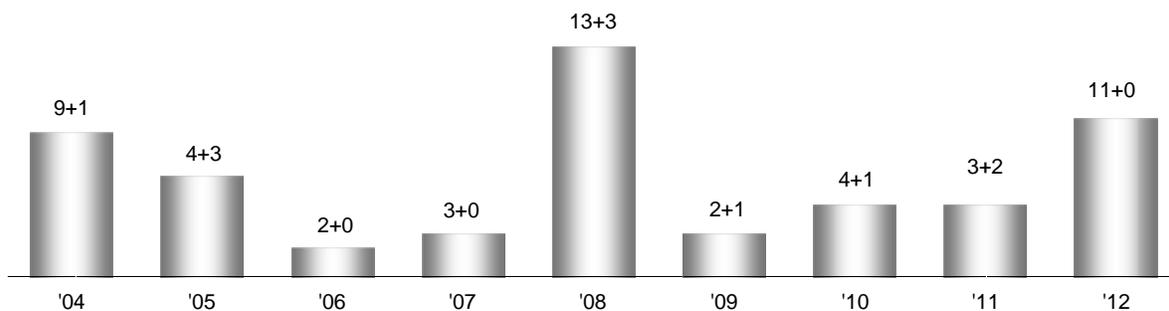
1. El 7 de febrero en el CPG Nuevo Pemex, un operador que realizaba maniobras de izaje para la extracción del rotor de un turbogenerador sufrió una lesión en los dedos anular y medio de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 10 de octubre de 2012.
2. El 14 de febrero en el sector de ductos Salamanca, durante los trabajos de integración del libramiento Morelia (gasoducto de 24" Valtierra-Lázaro Cárdenas), un ayudante de operador, mientras apoyaba un polín en la parte baja de un tubo se lesionó los dedos anular y medio de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 22 de abril.

⁵El índice de frecuencia se calcula a partir del número de trabajadores lesionados por millón de horas hombre laboradas. La referencia de la International Association of Oil & Gas Producers considera el promedio de las principales compañías que integran dicha asociación.

3. El 12 de abril en el CPG Cactus, durante los trabajos de mantenimiento en un separador de gas amargo, un trabajador se resbaló del peldaño superior de la escalera y en la caída se golpeó en la cadera y en el brazo derecho contra el muro de concreto. El trabajador recibió el alta médica el 8 de agosto.
4. El 19 de abril, en el CPG Poza Rica, cuando se realizaba el mantenimiento de la subestación eléctrica número 10 de la planta criogénica, un brinco de corriente en el interruptor de una motobomba provocó un arco eléctrico, lo cual lesionó a un trabajador en la mejilla izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 27 de abril.
5. El 11 de julio, en el sector de ductos Chihuahua, durante las labores para corrección de un deslave en el km 31+200, un obrero que realizaba maniobras para retirar piedras en el derecho de vía se lesionó el dedo anular de la mano izquierda. El trabajador recibió el alta médica el 9 de septiembre.
6. El 4 de agosto, en el CPG Matapionche, cuando se realizaban los trabajos de cimbra en el interior de una cámara de combustión, a un trabajador se le resbaló un martillo y se lesionó el dedo medio de la mano izquierda. El trabajador recibió alta médica el 6 de agosto.
7. El 8 de octubre en el CPG Área Coatzacoalcos, un obrero que realizaba maniobras de desmontaje en un cambiador de calor de la planta criogénica de Pajaritos, se lesionó el mentón y el tobillo derecho al ser proyectado por efecto de la tensión del carrete. El trabajador recibió el alta médica el 6 de enero de 2013.
8. El 9 de noviembre en el CPG Área Coatzacoalcos, un operador que realizaba trabajos en el taller mecánico de piso, al intentar quitarle el filo al resorte de la válvula PSV se lesionó el dedo índice de la mano izquierda con la piedra abrasiva de un esmeril. El trabajador recibió alta médica el 21 de diciembre de 2012.

9. El 15 de noviembre, en el sector de ductos Mendoza, un obrero que realizaba un recorrido de revisión de las condiciones de operación de los sistemas de la estación 3 Arroyo Moreno, perdió el equilibrio y se lesionó el brazo derecho al intentar bajar tres escalones después de revisar el nivel de agua del calentador de gas del oleoducto. El trabajador tiene incapacidad médica el 12 de febrero del 2013.
10. El 29 de noviembre, en el CPG Poza Rica, un operario y un ayudante que realizaban trabajos para desviar condensados a la torre de enfriamiento sufrieron quemaduras de segundo grado en piernas y brazos, cuando les cayó condensado en diversas partes del cuerpo. Los trabajadores recibieron el alta médica el 21 de diciembre de 2012 y el 2 de enero de 2013.

Total de trabajadores con lesiones incapacitantes + trabajadores fallecidos, en Pemex Gas



Con la finalidad de mejorar la seguridad industrial, Pemex Gas desarrolla acciones orientadas a eliminar fallas y disminuir las circunstancias que impiden contar con escenarios o ambientes laborales óptimos; en este sentido, las líneas de negocio, en coordinación con la Gerencia de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, realizaron un programa durante 2012 para disminuir la accidentalidad laboral, con las siguientes iniciativas:

- Reforzamiento del Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA).
- Implantación del segundo ciclo de mejora del SSPA.

- Capacitación básica en SSPA a personal de nuevo ingreso.
- Talleres de reforzamiento de herramientas preventivas de Pemex-SSPA y la aplicación de las mismas:
 - a. Planeación de los trabajos con riesgos.
 - b. Análisis de seguridad del trabajo.
 - c. Auditorías efectivas como parte obligatoria durante la supervisión de trabajos.
 - d. Durante cambios en la planeación de los trabajos; suspender, replantear y analizar los nuevos riesgos asociados.
 - e. Inspección preventiva de riesgos contra cumplimiento de normatividad vigente en equipos, accesorios e instalaciones críticas de proceso, para que el personal ingrese, opere, mantenga y supervise en forma segura.
- Supervisión permanente de trabajos con riesgo mediante acciones para eliminar y/o administrar los riesgos.
- Campañas de izaje, manejo de cargas y seguridad del personal basado en comportamiento.
- Difusión de los análisis causa raíz e implementación obligatoria de recomendaciones en instalaciones similares.
- Capacitación para el personal de Pemex en la administración de la seguridad de los contratistas.

Con el propósito de reducir los índices de accidentalidad registrados durante 2012, Pemex Gas ha programado para 2013 las siguientes acciones:

- Reforzamiento a la línea de mando en el sistema Pemex SSPA.
- Homologación de la función de SSPA en los centros de trabajo.

- Reforzamiento de la cultura, mejora de la calidad y el compromiso de la organización en el proceso de auditorías efectivas.
- Aplicación de la *campana cero tolerancia* de actos y condiciones inseguras.
- Mejoramiento del proceso de disciplina operativa en los procedimientos de operación y prácticas seguras, con estricto cumplimiento a nivel gerencial, y mandos medios (confianza y sindicalizados).
- Realización de auditorías a los programas de inspección con expertos en integridad mecánica, integridad eléctrica, contra incendio, análisis de riesgos y administración de cambios.
- Cumplimiento estricto al proceso de investigación y análisis de incidentes, atención de recomendaciones y difusión de incidentes.
- Establecimiento del sistema de reconocimientos y sanciones del personal.

Pemex Gas participa en el Programa de Autogestión en Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), que promueve la Secretaría del Trabajo y Previsión Social para la obtención del certificado de empresa segura. Como parte de este programa, al cierre de diciembre de 2012 se han otorgado al organismo 12 certificados: cuatro certificados de nivel 2 a los complejos procesadores de gas Arenque y La Venta y a las terminales de distribución de gas licuado Abasolo y Monterrey; y ocho certificados nivel 1 a los complejos procesadores de gas Burgos y Ciudad Pemex y a las terminales de distribución de gas licuado Puebla, Tepeji del Río, Tula, Poza Rica, Juárez y Zapopan.

Como resultado del esfuerzo para realizar las operaciones bajo normas de seguridad y protección ambiental, al cierre de diciembre, los complejos procesadores de gas Arenque y Burgos cumplieron más de siete años sin accidentes incapacitantes.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en CPG, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Poza Rica	32	0.1
Área Coatzacoalcos	52	0.1
Matapionche	149	0.4
Cactus	263	0.7
Nuevo Pemex	328	0.9
Ciudad Pemex	672	1.8
La Venta	1,720	4.7
Arenque	2,598	7.1
Burgos	3,129	8.6

Por su parte, sin considerar a la terminal de gas LP de Monterrey que inició operaciones a partir de 2007, en todas las terminales de distribución de gas licuado se ha erradicado la accidentalidad laboral durante más de 9 años. Destacan trece terminales con más 15 años sin accidentes incapacitantes.

Número de días sin accidentes incapacitantes en terminales de gas LP, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Monterrey ¹	1,834	5.0
Topolobampo	3,631	9.9
Matapionche	5,812	15.9
Tula	5,836	16.0
TT Salina Cruz	6,153	16.9
Representación comercial gas licuado	6,209	17.0
Tepeji del Río	6,339	17.4
Poza Rica	6,451	17.7
Puebla	6,550	17.9
Zapopan	6,557	18.0
Rosarito	6,574	18.0
Abasolo	6,830	18.7
Cactus	7,057	19.3
Ciudad Juárez	7,107	19.5
Ixhuatepec	7,829	21.4

1. A partir de julio del 2009, se incluye la TDGL Monterrey a las estadísticas del Organismo, la cual desde su entrada en operación (diciembre de 2007) no ha registrado accidente alguno.

Los sectores de ductos Madero y Torreón y la unidad de apoyo técnico Sur (UAT Sur), cumplieron 16 años o más sin accidentes incapacitantes. Otras dos unidades de apoyo técnico (UAT Centro y Norte) cumplieron más de 14 años sin accidentes ocupacionales.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en sectores de ductos, al 31 de diciembre de 2012

	días	años
Mendoza	46	0.1
Chihuahua	173	0.5
Salamanca	321	0.9
Minatitlán	564	1.5
Venta de Carpio	768	2.1
Monterrey	1,226	3.4
Reynosa	1,665	4.6
Veracruz	1,723	4.7
Cárdenas	2,510	6.9
San Fernando	3,337	9.1
Guadalajara	3,948	10.8
Tlaxcala	4,437	12.2
Nuevo Pemex	4,749	13.0
UAT Centro	5,451	14.9
UAT Norte	5,461	15.0
Torreón	5,836	16.0
UAT Sur	6,177	16.9
Madero	6,210	17.0

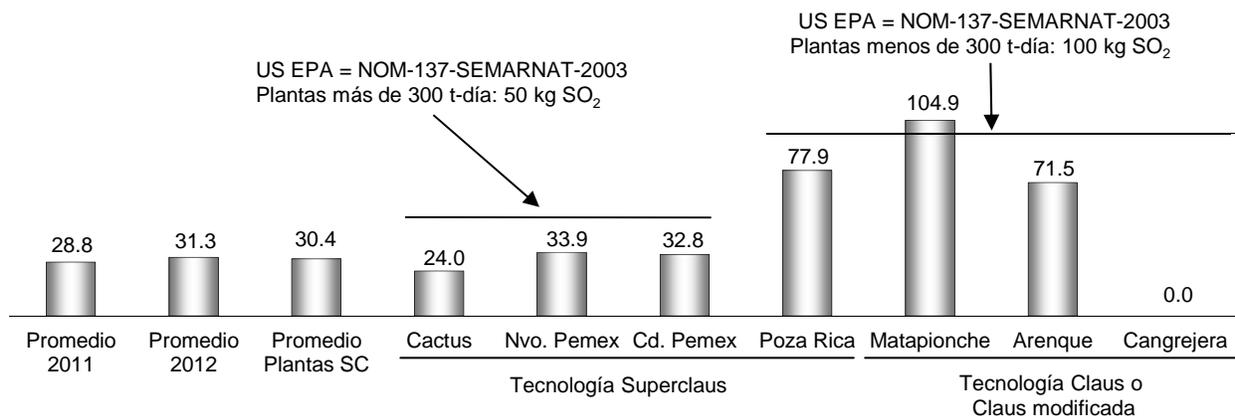
b) Gestión ambiental

Bióxido de azufre

En 2012, las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas se ubicaron, en promedio mensual, en 31.3 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado, cifra ligeramente superior a la registrada en el mismo periodo de 2011 (28.8 kg/t).

El incremento en las emisiones de bióxido de azufre se explica por la disminución de la eficiencia en plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex; como medida correctiva estas plantas se repararon durante noviembre y diciembre de 2012, como se observa en la gráfica siguiente ambos complejos procesadores cumplen con la NOM-137-SEMARNAT-2003.

Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 2012
kg de SO₂ por cada tonelada de azufre procesado

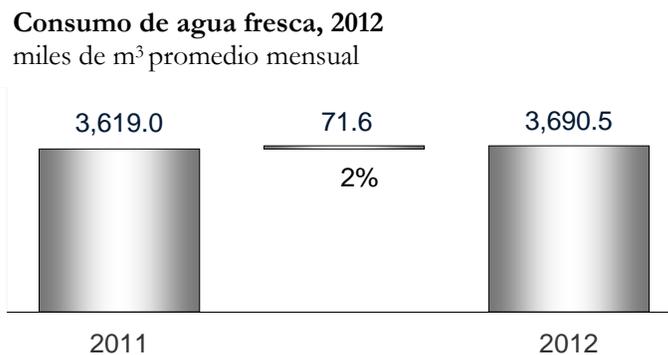


Por su parte, los complejos procesadores de gas Poza Rica y Arenque registraron emisiones por debajo del límite de 100 kg de SO₂ que contempla dicha norma para plantas recuperadoras con capacidad menor a 300 toneladas por día.

En el caso del complejo procesador de gas Matapionche, como resultado de las medidas operativas implementadas en la planta recuperadora de azufre número 2 y por la salida de operación de la planta recuperadora de azufre número 1 se logró disminuir en 77.1 kilogramos el bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado con respecto a lo reportado en 2011. Con lo anterior, la eficiencia promedio de la planta es de 94.77%, superior a la eficiencia mínima calculada en 94.27% conforme a su capacidad de diseño de acuerdo a lo establecido por la NOM-137-SEMARNAT-2003. Cabe aclarar que las emisiones de SO₂ de este complejo se ubican ligeramente por arriba del promedio establecido para las plantas de Pemex Gas con capacidad menor a 300 toneladas por día.

Consumo de Agua

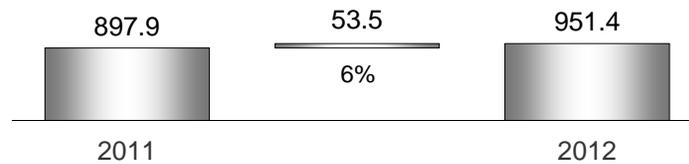
Durante 2012, Pemex Gas consumió 3,690.5 mil metros cúbicos de agua en promedio mensual, volumen similar al reportado en 2011.



Descargas de agua

En 2012 las descargas de aguas residuales fueron de 951.4 mil metros cúbicos en promedio mensual, volumen 6% mayor a las registradas en 2011. Cabe señalar que dichos parámetros están dentro de los límites establecidos en la normatividad aplicable, por lo que los centros de trabajo de Pemex Gas no han tenido que realizar pagos por multas impuestas por la autoridad.

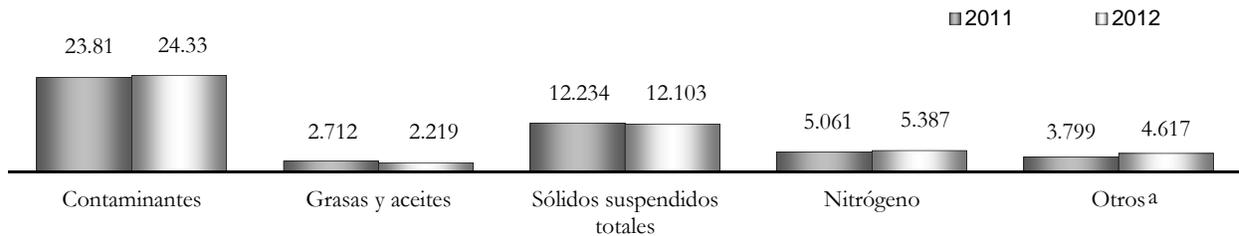
Descargas de agua, 2012
miles de m³ promedio mensual



Los contaminantes contenidos en las descargas de agua residual de los centros de trabajo de Pemex Gas, aumentaron 2% al pasar de 23.81 toneladas en promedio mensual en 2011 a 24.33 toneladas en 2012.

Cabe señalar que las descargas de agua residual de Pemex Gas cumplen con los límites establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996.

Contaminantes en las descargas de aguas residuales, 2012
toneladas, promedio mensual



a. Fosfatos, sulfuros y metales.

Pasivos ambientales

Pemex Gas tiene declaradas 15.1 hectáreas (has) como pasivo ambiental, de las cuales, 11.5 has se encuentran en el complejo procesador de gas Reynosa, 2.9 has en La Venta y 0.7 has en Arenque. Para atender esta situación, durante 2012 se realizaron las siguientes acciones:

1. En el caso del complejo procesador de gas Reynosa, en cumplimiento al compromiso contraído en la reunión de trabajo del 22 de julio de 2011 con la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), y como parte de las actividades definidas en el programa de trabajo 2012-2014, durante el año continuó la recuperación de hidrocarburo en fase libre, se obtuvieron 39,816 litros de dichos hidrocarburos con trazas de agua.

Programa de trabajo 2012-2014

Actividades	Periodo
Recuperación de hidrocarburo en fase libre.	2012 a 2013
Estudio de riesgo ambiental.	Enero a diciembre de 2012
Reunión Pemex-SEMARNAT para revisión y análisis de las alternativas de remediación restauración.	Enero de 2013
Entrega del programa de remediación a la SEMARNAT.	Abril de 2013
Acuerdos con la Comisión Nacional del Agua.	Abril de 2013
Proceso concursal.	Abril a junio de 2013
Remediación-restauración del sitio.	Julio de 2013 a diciembre de 2014

En lo que se refiere al resto de las actividades del programa 2012-2014, en una reunión efectuada en octubre de 2012 con la autoridad competente, Pemex Gas propuso una redefinición y recalendarización de las actividades, debido a que el organismo se encuentra en proceso de definición de la estrategia a seguir, ya sea para proceder a la remediación del suelo, subsuelo

y manto freático ya declarado o en su caso para proceder a las actividades inherentes al proceso de abandono de sitio. Esta reprogramación será definida en 2013.

2. Referente al complejo procesador de gas La Venta, el 29 de febrero se llevó a cabo una reunión con la DGGIMAR en la que se presentaron los siguientes resultados: tratamiento del suelo contaminado en las tres fosas construidas; así como del monitoreo del sitio donde se extrajo el suelo para su tratamiento. Dichos resultados, demuestran que ya no existe contaminación y que se cumple con la normatividad tanto en el suelo tratado contenido en las celdas, como en el área de donde fue extraído.

Conforme a lo acordado en dicha reunión, mediante oficio PGPB-ASIPA-314-2012, el 11 de mayo de 2012, se entregó a la DGGIMAR el “Informe de conclusión de los trabajos de remediación del sitio contaminado del CPG La Venta”, correspondiente a 2.94 hectáreas. Adicionalmente se entregó la documentación probatoria del cumplimiento de las condicionantes de la autorización del Programa de Remediación (DGGIMAR.710/006557 del 08.10.2007).

En este sentido la DGGIMAR mediante oficio (DGGIMAR.710/005952) solicitó información adicional, la cual fue atendida el 7 de noviembre de 2012 con oficio PGPB-ASIPA-716-2012. Esta documentación se encuentra en revisión, por lo que, en caso de que la autoridad resuelva favorablemente, en el sentido de que se cumplieron los objetivos del programa, se procederá a la baja de este pasivo de la matriz de registro de sitios contaminados y pasivos ambientales.

3. Referente al complejo procesador de gas Arenque, se concluyó la revisión del informe final de los trabajos de remediación de 0.7 has del área de proceso, así como con el retiro parcial de material subsólido superficial del área de quemadores para su entrega a una planta de tratamiento.

Mediante oficio PGPB-ASIPA-315-2012, el 11 de mayo de 2012, se entregó a la DGGIMAR el “Informe de Conclusión de los Trabajos de Remediación del Sitio Contaminado del CPG Arenque”, correspondiente a 0.7 hectáreas del área de proceso. Anexo a este informe se entregó la documentación probatoria del cumplimiento de las condicionantes de la autorización del programa de remediación (DGGIMAR.710/006257 del 24.09.2007). Actualmente, este informe continúa en revisión por parte de la autoridad ambiental.

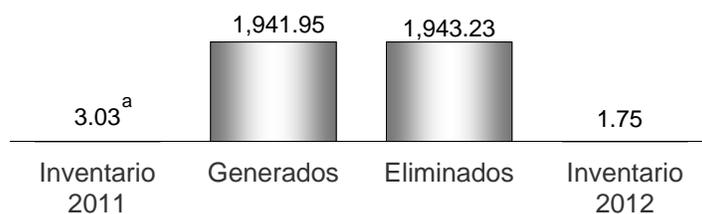
Con relación al área de quemadores, el 29 de febrero de 2012 se llevó a cabo una reunión con representantes de la DGGIMAR en la que el personal del centro de trabajo realizó una presentación de la metodología y de los resultados del estudio de caracterización efectuado después del retiro del material subsólido superficial en aproximadamente seis hectáreas del suelo subyacente.

Conforme a los acuerdos de dicha reunión, el centro de trabajo procedió a la integración del programa de remediación y propuesta de plan de manejo de los hidrocarburos semisólidos remanentes en el sitio, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y tomando en consideración los resultados del “Estudio de caracterización efectuado a aproximadamente 6 hectáreas del suelo subyacente, después del retiro del material semisólido superficial”, proceso en el que se registra un avance de 30%.

Residuos peligrosos

En 2012 se generaron 1,941.95 toneladas de desechos industriales clasificados como peligrosos y se eliminaron 1,943.23, con ello, el inventario al cierre del año se ubicó en 1.75 toneladas.

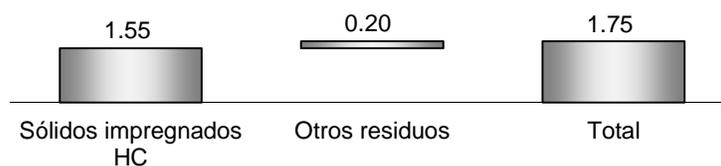
Evolución del inventario de residuos peligrosos, 2012
toneladas



a. Dato corregido en septiembre de 2012 como resultado de la revisión del sistema de información SISPA.

La mayor parte del inventario de residuos peligrosos son sólidos impregnados de hidrocarburos.

Clasificación del inventario de residuos peligrosos, 2012
toneladas



Derrames y fugas⁶

Durante 2012, Pemex Gas registró cinco fugas de hidrocarburos en sus instalaciones:

- El primero de febrero en el sector ductos Mendoza; el personal de la empresa Cal Química reportó al centro de trabajo un golpe con la maquinaria de dicha empresa al ramal de 8” por 12.038 kilómetros de longitud que le suministra gas natural y provocó una fuga de aproximadamente 0.87 MMpc de gas natural.
- La segunda fuga se registró el 22 de marzo en el gasoducto de 24” Chávez-Chihuahua en el derecho de vía compartido con Pemex-Refinación y ocasionó una pérdida de 52.3 MMpc de gas natural.
- El 22 de junio en el gasoducto de 18” Poza Rica - Venta de Carpio en el km 190+626, se presentó una fuga ocasionada por un tercero, cuando colocaba una carpa cerca del derecho de vía con un puntal metálico golpeó y perforó el ducto y ocasionó la pérdida de 4.494 MMpc de gas natural.
- El 18 de octubre, se presentó en el sector ductos Guadalajara una fuga de gas LP, la cual fue causada por personal de la empresa Cobra Construcciones mientras realizaba trabajos de despalme de terreno para la construcción de un acceso a la nueva terminal de almacenamiento de gas LP Zapotlanejo, el personal de la empresa golpeó con una maquinaria el LPG ducto de 14” Cactus-Guadalajara, tramo Santa Rita-Puente Grande, lo que provocó la fuga y quema de 4.99 Mb.
- El 13 de diciembre se presentó una fuga de gas natural en el km 217+750 del Gasoducto de 16” Chihuahua-Juárez en el tramo La Escuadra – Candelaria,

⁶ Se basa en lo establecido por el lineamiento corporativo, número 800-80000-L-DCSIPA-001, del 16 de febrero de 2001, mediante el cual se reportan este tipo de eventos a las autoridades externas como SEMARNAT y PROFEPA.

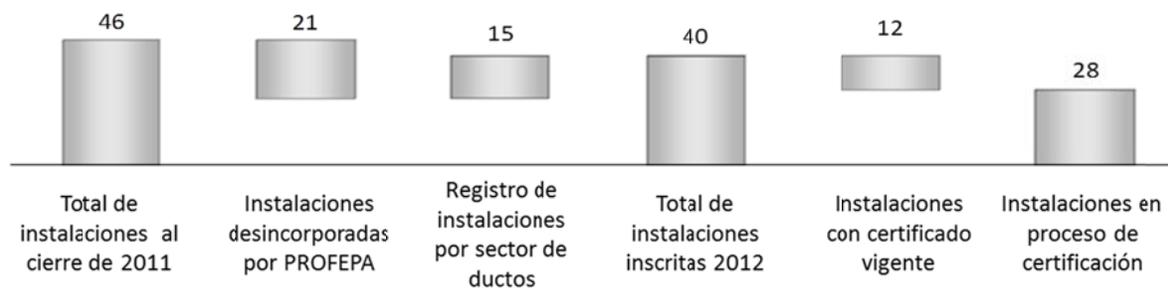
en el municipio de Ahumada, Chihuahua, el incidente se originó por un golpe de maquinaria agrícola, en dicho incidente se fugaron 4.9 MMpc de gas natural.

Es importante mencionar que en dichos eventos no se presentaron daños al personal ni a la comunidad y que Pemex Gas continúa reforzando los planes de acción orientados a prevenir fallas.

Industria Limpia

Conforme a las modificaciones del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Autorregulación y Auditoría Ambiental, al inicio de 2012, Pemex Gas tenía registradas 46 instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales (PNAA).

Evolución de las instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales



Durante 2012, la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) en cumplimiento al nuevo reglamento notificó la desincorporación de 21 instalaciones del PNAA. Al respecto, la Subdirección de Ductos gestionó la migración de las auditorías ambientales realizadas en años anteriores bajo el esquema de tramo de derecho de vía por un nuevo esquema que contempla

auditar cada sector de ductos, por lo que la autoridad solicitó que los 15 sectores de ductos se registraran en el programa para validar las nuevas auditorías ambientales; derivado de ello, el organismo tiene un total de 40 instalaciones inscritas.

Del total de instalaciones inscritas, 12 cuentan con certificados vigentes, tres complejos procesadores de gas (Ciudad Pemex, Poza Rica y La venta) y nueve terminales de distribución de gas licuado.

Instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales, 2012

	Instalaciones con certificado vigente	Instalaciones en proceso de certificación	Total de instalaciones al cierre de 2012
Complejos procesadores de gas	3	10	13
Sectores de ductos	0	15 ¹	15
Terminales de distribución de gas licuado	9	3	12
Total	12	28	40

De las 28 instalaciones en proceso de certificación, se reportan los siguientes avances:

- Los complejos procesadores de gas Burgos y Matapionche concluyeron el plan de acción y están en proceso de atender las recomendaciones realizadas al informe final de auditoría por la PROFEPA Central. Mientras que los complejos procesadores de gas Arenque, Cactus, Nuevo Pemex y los sectores Cangrejera, Morelos y Pajaritos, la terminal refrigerada Pajaritos y la terminal marítima de almacenamiento y distribución de Azufre correspondientes al Área Coatzacoalcos, entregaron el informe de auditoría en las Delegaciones Estatales y están en proceso de atención del plan de acción.
- Los 15 sectores de ductos que fueron incorporados al PNAA, entregaron su informe de auditoría ambiental a las Delegaciones Estatales correspondientes;

de estos, 9 fueron aprobados por la PROFEPA Estatal y 6 están en proceso de revisión por la autoridad ambiental.

- Con relación a las terminales de gas licuado Rosarito y Tepeji están en proceso de atención al plan de acción, mientras que la de Matapionche entregó el informe de auditoría a la delegación de PROFEPA en el Estado de Veracruz, el cual se encuentra en proceso de revisión por la autoridad ambiental.