



PETRÓLEOS MEXICANOS

INFORME ANUAL 2013

MARZO 2014

SALVAGUARDAS

Este informe contiene proyecciones a futuro. Palabras tal como “se cree”, “se espera”, “se estima” y expresiones similares que se identifican con proyecciones a futuro y reflejan puntos de vista de la empresa acerca de eventos futuros y desempeño financiero. Las proyecciones a futuro pueden describir, entre otras cosas:

- Actividades de exploración y producción,
- Actividades de importación y exportación,
- Proyecciones de inversión y costos, objetivos, ingresos y liquidez.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera del control de la empresa. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- Cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural,
- Efectos causados por nuestra competencia,
- Limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos,
- Eventos políticos o económicos en México,
- Desempeño del sector energético y,
- Cambios en la regulación.

Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no se tiene obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros.

La información financiera presentada en el cuerpo principal de este informe está elaborada observando lo que establece la Ley General de Contabilidad Gubernamental, y de conformidad con las Normas Generales y Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal (NIFGGSP o NIFGESP), por lo que pudiera diferir de la información presentada ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y de otras normas financieras como son las Normas de Información Financiera (NIF) o las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS, por sus siglas en inglés). Las principales diferencias entre información elaborada bajo Contabilidad Gubernamental en relación con la formulada bajo NIF son:

- Criterio de consolidación.- la información bajo Contabilidad Gubernamental no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos en la consolidación; mientras que la información financiera elaborada bajo NIF si incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos en la consolidación.
- Reserva para obligaciones laborales.- la metodología de evaluación y presentación de la reserva para obligaciones laborales bajo Contabilidad Gubernamental presenta diferencias en relación con la información bajo NIF.
- La información operativa se presenta bajo el criterio de línea de negocio. El criterio de organismo subsidiario considera todos aquellos productos elaborados por cada organismo subsidiario; a diferencia del criterio de línea de negocio que presenta el total de cada producto elaborado por los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos en su conjunto.

PRESENTACIÓN	4
1. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS	7
2. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANUAL Y ESTRATÉGICO DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2013	13
3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS	90
4. ENTORNO INTERNACIONAL 2013	93
5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA	96
5.1. Avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional	96
5.2. Tecnología de Información y Procesos de Negocio	96
5.3. Gobierno corporativo	106
5.3.1. Estructura corporativa	106
5.3.2. Órgano de Gobierno	107
5.4. Informe estadístico de asuntos contenciosos de 2013	114
5.5. Normatividad en materia de filiales	116
5.6. Servicios de salud	116
5.7. Donativos y donaciones	124
5.8. Transparencia, rendición de cuentas y mejora de la gestión	129
6. PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS	138
6.1. Principales resultados operativos consolidados	138
6.2. Exploración y desarrollo	139
6.3. Reservas de hidrocarburos	142
6.4. Producción de petróleo crudo y gas natural	142
6.5. Proceso de gas natural y líquidos del gas	147
6.6. Producción de petrolíferos y gas licuado	149
6.7. Producción de petroquímicos	155
6.8. Mercado interno	159
6.9. Mercado internacional	167
7. INVERSIONES	171
7.1. Presupuesto de inversión en flujo de efectivo, consolidado y por organismo subsidiario	172
7.1.1. Ejercicio del presupuesto de inversión	172
7.1.2. Pemex-Exploración y Producción	173
7.1.3. Pemex-Refinación	176
7.1.4. Pemex-Gas y Petroquímica Básica	180
7.1.5. Pemex-Petroquímica	183
7.1.6. Corporativo de Petróleos Mexicanos	185

7.2. Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión al 31 de diciembre de 2013	187
8. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	191
8.1. Seguridad industrial	191
8.2. Protección ambiental	195
9. INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	205
9.1. Situación financiera	205
9.2. Política de financiamiento y estado de la deuda documentada	211
9.3. Estado del régimen de pensiones	213
9.4. Integración de programas y presupuestos	215
9.5. Servicios comunes	219
ANEXO 1 EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	220
ANEXO 2 PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)	223
ANEXO 3 DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2013-2012 DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS BAJO NORMAS GUBERNAMENTALES	233
ANEXO 4 SERVICIOS COMUNES	236
ANEXO 5 AVANCES EN LA ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL	238
ANEXO 6 LITIGIOS RELEVANTES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013	250
ANEXO 7 CONTRATO DE INVERSIÓN CON EL ASTILLERO BARRERAS	256
ANEXO 8 AVANCES EN LA ATENCIÓN A RECOMENDACIONES AL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO	258
ANEXO 9 CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIEP)	
ANEXO 10 INTEGRACIÓN DE LA CADENA CLORO-SOSA/MCV	
ANEXO 11 INFORMACIÓN APROBADA POR LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN DE: PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX-PETROQUÍMICA	

PRESENTACIÓN

Se presenta al H. Congreso de la Unión, a través de la Secretaría de Energía (SENER), el **Informe Anual 2013 de Petróleos Mexicanos**, en cumplimiento con las disposiciones establecidas en el artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos y de los artículos 85 y 86 de su Reglamento.

El informe incluye los principales resultados operativos, financieros y presupuestales de Petróleos Mexicanos en forma consolidada y en un anexo la información por organismo subsidiario que fue aprobada por sus respectivos consejos de administración.

Se reporta de manera puntual la situación y avances del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, mientras que en el resto del documento se establece la vinculación de los temas que aborda el plan.

Se destaca el cumplimiento de las metas estratégicas del Presupuesto de Egresos de la Federación 2013 (PEF) así como un resumen de los planteamientos expresados en la Reforma Energética 2013.

Se incluye el ejercicio consolidado del presupuesto, con explicaciones elaboradas con relación al PEF, que sirve como marco de referencia para la elaboración de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

De acuerdo a lo expresado en el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, se da cuenta de las políticas seguidas por los administradores, los datos operativos y la ejecución de los principales proyectos por cada uno de los organismos subsidiarios.

En cumplimiento al último párrafo del artículo Décimo Tercero Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se incluyen los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

Se incorporan -en anexo- las principales políticas y criterios contables seguidos en la preparación de la información financiera, de acuerdo con las prácticas contables establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), denominadas Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal (Normas Gubernamentales), que son las aplicables en la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

Los estados financieros que se muestran (bajo Normas Gubernamentales) son consolidados con los organismos subsidiarios (Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex-Gas y Petroquímica Básica y Pemex-Petroquímica).

Se anexa la opinión del auditor externo, sin salvedades, signada en febrero de 2014, así como la opinión del Consejo de Administración sobre la ejecución del programa anual y estratégico y los reportes que elabora el Comisario.

Este informe se presenta al Consejo de Administración el 3 de marzo de 2014, para su aprobación conforme a lo estipulado en el artículo 85 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos. Previa opinión de los Comités correspondientes.




MTRO. EMILIO RICARDO LOZOYA AUSTIN
Director General



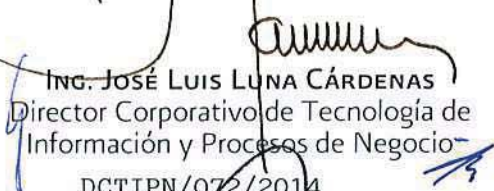
ING. CARLOS RAFAEL MURRIETA CUMMINGS
Director Corporativo de Operaciones



LIC. MARIO ALBERTO BEAUREGARD ÁLVAREZ
Director Corporativo de Finanzas



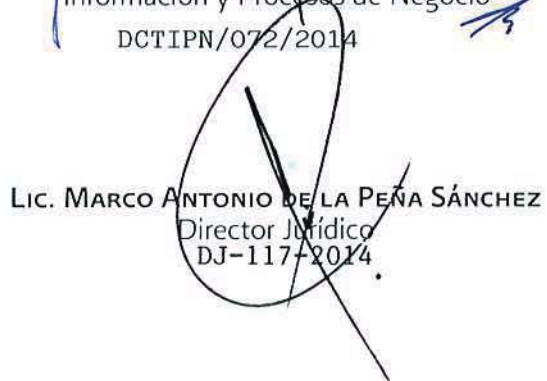
LIC. VÍCTOR DÍAZ SOLÍS
Director Corporativo de Administración



ING. JOSÉ LUIS LUNA CÁRDENAS
Director Corporativo de Tecnología de
Información y Procesos de Negocio
DCTIPN/072/2014



LIC. ARTURO HENRIQUEZ AUTREY
Director Corporativo de Procura y
Abastecimiento



LIC. MARCO ANTONIO DE LA PEÑA SÁNCHEZ
Director Jurídico
DJ-117-2014

Signatarios de acuerdo al artículo 26 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos

1. PERFIL DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto realizar las actividades que le corresponden en exclusiva al Estado en el “área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos.”^{1/}

En este contexto, Petróleos Mexicanos lleva a cabo la exploración, explotación y demás actividades a que se refiere el artículo 2o. de la Ley de Petróleos Mexicanos, y ejerce, conforme a lo dispuesto en este instrumento jurídico, la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera y en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017^{2/} establece su Misión y Visión:

MISIÓN

Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable.

VISIÓN

Ser reconocido por los mexicanos como un organismo socialmente responsable, que permanentemente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es ágil, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y sus operaciones.

Para realizar sus funciones, Petróleos Mexicanos cuenta con cuatro organismos subsidiarios:

- **PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.** Realiza la exploración y aprovechamiento de las reservas de petróleo crudo y gas natural; así como el transporte de los mismos, su almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano. Estas actividades se llevan a cabo en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio nacional: Región Norte, Región Sur (territorio continental), Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste (territorio marino).
- **PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA.** Procesa el gas natural que recibe de Pemex-Exploración y Producción y obtiene gas licuado y productos petroquímicos básicos^{3/} para satisfacer, de

1/ Artículos 2o. y 3o. de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

2/ En julio de 2013 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018. El avance en las metas de 2013 que se presenta posteriormente corresponde al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017, de julio de 2012.

3/ Conforme al artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, los petroquímicos básicos están constituidos por: 1) etano, 2) propano, 3) butanos, 4) pentanos, 5) hexano, 6) heptano, 7) materia prima para negro de humo, 8) naftas (gasolinas naturales) y 9) metano (este último cuando provenga de carburos de hidrógeno), obtenidos de yacimientos

manera eficiente, segura y oportuna, la demanda nacional de estos productos. Asimismo, ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan los mecanismos de coberturas de precios de gas natural.

- **PEMEX-REFINACIÓN.** Realiza los procesos industriales de refinación de petróleo crudo, elaboración de productos petrolíferos y derivados, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. Tiene también a su cargo, la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio que atienden bajo el esquema de franquicia el mercado al menudeo de combustibles automotrices.
- **PEMEX-PETROQUÍMICA.** Elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado. Su actividad fundamental consiste en la realización de los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. Guarda estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes y aditivos, entre otras.

Además Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios mantienen participación accionaria en diversas empresas. La relación completa de estas empresas así como su participación accionaria, donde se indica si es directa o indirecta, se presenta en el anexo 1, clasificada por organismo subsidiario.

Petróleos Mexicanos prepara dos tipos de estados financieros consolidados.

- Los que realiza conforme a las prácticas contables establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, denominadas Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal, NIFGESP o Normas Gubernamentales (NG), y que son utilizados para la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal. En este caso sólo se integran los resultados financieros de los cuatro organismos subsidiarios y los del Corporativo de Petróleos Mexicanos.
- Los que prepara de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS, por sus siglas en inglés) emitidas por el *International Accounting Standard Board* (IASB). La consolidación considera a los organismos subsidiarios y a las compañías subsidiarias y vehículos financieros que se muestran en el cuadro siguiente:

ubicados en territorio nacional y se utilice como materia prima en los procesos industriales petroquímicos. Diario Oficial de la Federación del 13 de noviembre de 1996.

**COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS QUE CONSOLIDAN SUS ESTADOS FINANCIEROS CON
PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

GRUPO PMI	
<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. - P.M.I. Trading Ltd. - P.M.I. Holdings North America, Inc. - P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. - P.M.I. Holdings B.V. - P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. - P.M.I. Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> - P.M.I. Services B.V. - P.M.I. Marine Ltd. - P.M.I. Services North America, Inc. - Pemex Internacional España, S.A. - Pemex Services Europe Ltd. - P.M.I. Field Management Resources, S.L. - Hijos de J. Barreras, S.A.
OTRAS EMPRESAS	VEHÍCULOS FINANCIEROS
<ul style="list-style-type: none"> - Kot Insurance Company AG. - Pemex Procurement International, Inc. - Mex Gas International, Ltd. - PPO Cadena Productiva, S.L. - Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V. - III Servicios, S.A. de C.V. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pemex Finance, Ltd.

El Grupo PMI tiene por objeto principal realizar operaciones comerciales de petróleo crudo y de productos en los mercados internacionales. Las empresas del grupo, dependiendo de las funciones de cada una de ellas, proporcionan servicios especializados, tales como: administrativos, financieros, legales, administración de riesgos, fletamento de buques e inteligencia de mercado.

Para llevar a cabo las actividades de la industria petrolera estatal, Petróleos Mexicanos cuenta con un capital humano conformado por personal altamente especializado en todas las disciplinas requeridas para alcanzar los objetivos planteados.

Al cierre de 2013, el total de plazas ocupadas en Petróleos Mexicanos fue 154,774, con un crecimiento de 4,077 plazas ocupadas (2.7%) si se compara con el cierre del año precedente. Los movimientos tienen su origen principalmente en la aplicación de convenios administrativo-sindicales, tripulación de las nuevas microestructuras y atención de programas y actividades operativas.

Del total, 136,356 plazas eran definitivas y 18,418 temporales. Conforme a su situación contractual, 79.3% eran sindicalizadas y 20.7% de confianza.

Por organismo subsidiario, 34.5% del total de plazas ocupadas correspondió a Pemex-Exploración y Producción, 31% a Pemex-Refinación, 17.3% al Corporativo de Petróleos Mexicanos, 8.9% a Pemex-Petroquímica y 8.3% a Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

PLAZAS OCUPADAS EN PETRÓLEOS MEXICANOS

	2012	2013	VARIACIÓN % 2013/2012
PETRÓLEOS MEXICANOS	150,697	154,774	2.7
Confianza	30,344	32,017	5.5
Sindicalizado	120,353	122,757	2.0
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	51,998	53,404	2.7
Confianza	11,308	12,320	8.9
Sindicalizado	40,690	41,084	1.0
PEMEX-REFINACIÓN	46,236	47,980	3.8
Confianza	6,530	7,092	8.6
Sindicalizado	39,706	40,888	3.0
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	12,191	12,905	5.9
Confianza	2,286	2,449	7.1
Sindicalizado	9,905	10,456	5.6
PEMEX-PETROQUÍMICA	13,487	13,758	2.0
Confianza	1,841	1,900	3.2
Sindicalizado	11,646	11,858	1.8
CORPORATIVO	26,785	26,727	-0.2
Confianza	8,379	8,256	-1.5
Sindicalizado	18,406	18,471	0.4

Fuente: Base de Datos Institucional.

Para el desarrollo de sus actividades, la empresa cuenta con una extensa infraestructura para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural; refinерías, complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos para la transformación de hidrocarburos; una amplia red de ductos, instalaciones de almacenamiento y equipos de transporte; además de instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones.

Para el otorgamiento del servicio médico a sus trabajadores y a sus familiares, Petróleos Mexicanos cuenta con hospitales centrales, hospitales generales, hospitales regionales, clínicas-hospitales, clínicas satélite, unidades médicas de consulta externa, unidades médicas en centros de trabajo y consultorios en Centros de Desarrollo Infantil (CENDI). Además, como parte de los apoyos que otorga Petróleos Mexicanos a sus trabajadores, cuenta con Centros de Desarrollo Infantil y escuelas (Artículo 123), en estas últimas se imparte educación primaria a los hijos de los trabajadores.

En telecomunicaciones la empresa cuenta con infraestructura de vanguardia mediante la cual se agrega valor a los procesos sustantivos y de apoyo de la industria petrolera. Los diversos servicios incluyen radiocomunicación, comunicación de datos, intercomunicación y voceo, Internet, telefonía, videoconferencia, voz empresarial, mensajería instantánea, además de servicios técnicos especializados de vanguardia, soporte a sistemas industriales, y soluciones integrales de automatización y medios de enlace.

INFRAESTRUCTURA PETROLERA 2012-2013 PRINCIPALES INSTALACIONES

	2012	2013		2012	2013
PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN			PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA		
Campos en producción	449	454	Complejos procesadores de gas	11	11
Plataformas marinas	232	254	Endulzadoras de gas	20	20
Pozos en explotación	9,476	9,379	Plantas criogénicas	21	21
Oleoductos (km)	4,992	4,751	Plantas fraccionadoras	9	9
Gasoductos (km)	8,295	7,763	Endulzadoras de condensados	6	6
			Recuperadoras de azufre	14	14
			Terminales de distribución de gas licuado	18	19
PEMEX-REFINACIÓN					
Refinerías	6	6			
Destilación primaria	18	18	Gasoductos (km)	9,038	9,038
Destilación al vacío	18	17	Ductos de productos (km)	3,640	3,640
Desintegración catalítica	11	11			
Reducción de viscosidad	2	2			
Reformadoras	13	13	PEMEX-PETROQUÍMICA ^{3/}		
Alquilación e isomerización	14	15	Complejos petroquímicos	8	8
Hidrosulfuradoras	40	41	Plantas de proceso	37	37
Coquizadoras	3	3	Amoniaco	5	5
			Etileno	4	4
Terminales de almacenamiento y reparto	77	77	Polietilenos de alta y baja densidad	6	6
Ductos de crudo (km)	5,223	5,223	Óxido de etileno	2	2
Ductos de productos (km)	8,917	8,952	Cloruro de vinilo	2	2
Buquetanques propios ^{1/}	17	21	Reformadora BTX	1	1
Autotanques propios ^{2/}	1,360	1,360	Estireno	1	1
Estaciones de servicio (propias y terceros)	10,042	10,416	Otras ^{4/}	16	16

1/ Incluye 14 en arrendamiento financiero, tres arrendados y uno en proceso de desincorporación.

2/ Además de 3,281 arrendados.

3/ Incluye plantas fuera de operación, en proceso de baja y cuatro que pertenecieron a Pemex hasta el 11 de septiembre de 2013

4/ Acetaldehído 2; oxígeno 2; hidrógeno 1; acilonitrilo 3; metanol 2; especialidades petroquímicas 1; propileno 1 y dicloroetano 4.

Fuente: Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

REFORMA ENERGÉTICA

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Reforma Energética); mediante el cual se señala, entre otros puntos, que:

- El Gobierno Federal mantiene la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan;
- Se normará la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de

- contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado;
- Se establecerán la forma y plazos para que Petróleos Mexicanos se convierta en empresa productiva; así como que en tanto ocurra esta transición, se mantenga la facultad de la entidad y sus organismos subsidiarios para recibir asignaciones y celebrar contratos;
 - Los términos y plazos para la creación del Fondo Mexicano del Petróleo y del Centro Nacional de Control de Gas Natural;
 - Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios o divisiones transferirán los recursos necesarios para que el Centro Nacional de Control de Gas Natural adquiera y administre la infraestructura para el transporte por ducto y almacenamiento de gas natural que tengan en propiedad para dar el servicio a los usuarios correspondientes; así como se transfieran los contratos suscritos, a efecto de que el Centro sea quien los administre.

La instrumentación de la reforma está sujeta a lo establecido por el Artículo Cuarto Transitorio del propio decreto que promulgó la reforma, por lo que el H. Congreso de la Unión dispone de 120 días naturales, a partir de la entrada en vigor del decreto, para adecuar el marco jurídico que haga efectivas las modificaciones establecidas en el propio decreto. Estas modificaciones deben permitir regular, entre otras, las modalidades de contratación de servicios, de utilidad o producción compartida o de licencia, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo las que puedan realizar las empresas productivas del Estado con particulares, en términos de lo dispuesto por el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

2. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANUAL Y ESTRATÉGICO DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2013

ANTECEDENTES Y CONTEXTO

Con fundamento en los artículos 19, fracción III, y 24, de la Ley de Petróleos Mexicanos; el 12 de julio de 2012 el Consejo de Administración aprobó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017. Esto quedó establecido en el acuerdo CA-073/2012.

En cumplimiento al artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presenta el informe sobre la ejecución del Programa Anual y Estratégico de Petróleos Mexicanos (Plan de Negocios) a que hace referencia la fracción V de este artículo.







Este documento presenta el avance de las estrategias planteadas en el Plan de Negocios, así como el cumplimiento de las metas correspondientes a 2013.

El Plan de Negocios define 15 objetivos estratégicos atendidos por 49 estrategias, todas ellas encaminadas a maximizar el valor económico de la empresa de forma sustentable, considerando los procesos de la cadena de valor: Exploración y Producción, Transformación Industrial, Logística y Comercialización, así como Temas Transversales.

El Plan de Negocios define el rumbo que debe seguir la empresa para alcanzar su visión a través de cuatro líneas de acción:

- **Crecimiento:** incorporación y desarrollo de nuevas reservas, desarrollo óptimo de los niveles de producción de hidrocarburos y petroquímicos y garantía de un suministro más eficiente y al menor costo de la demanda nacional de energéticos;
- **Eficiencia Operativa:** mejora del desempeño actual de todas las operaciones al optimizar la inversión, el gasto de operación y los recursos humanos para alcanzar un desempeño competitivo en todas las actividades de PEMEX;
- **Responsabilidad Corporativa:** traducir en acciones el compromiso de PEMEX con la sociedad y fortalecer la relación con los grupos de interés al incorporar criterios para el desarrollo sustentable en las decisiones de negocio; y
- **Modernización de la Gestión:** adquisición de las competencias requeridas para operar y enfocar a PEMEX al logro de resultados, promoción de la eficiencia de los procesos de negocio, profesionalización y desarrollo de los recursos humanos, aprovechamiento del marco regulatorio para incrementar la autonomía de gestión e implementar una cultura enfocada a resultados, y evaluación de oportunidades internacionales para dar soporte a los objetivos de negocio.

Para el análisis de indicadores y metas, se evalúa la tendencia histórica de los valores de los indicadores y el cumplimiento de las metas de acuerdo con los siguientes criterios:

Comportamiento 2008-2012 del indicador	Evaluación 2013 de las metas
 Tendencia histórica positiva  Tendencia histórica negativa  Sin datos históricos	 $-3\% > X$ $3\% < X$ (inv)  $-1\% > X \geq -3\%$ $3\% \geq X > 1\%$ (inv)  $-1\% \leq X$ $1\% \geq X$ (inv) (inv): indicadores inversos, una reducción del mismo implica una señal positiva. Para los indicadores expresados en porcentaje la variación se determina como la diferencia entre el real y la meta.

Para las metas con desviaciones mayores al 1 % (indicadores inversos), o con desviaciones menores a -1 % (indicadores directos), -indicadores con semáforos amarillo o rojo-, se incluyen las causas de desviación, así como las medidas correctivas y/o explicaciones de la imposibilidad de cumplimiento.

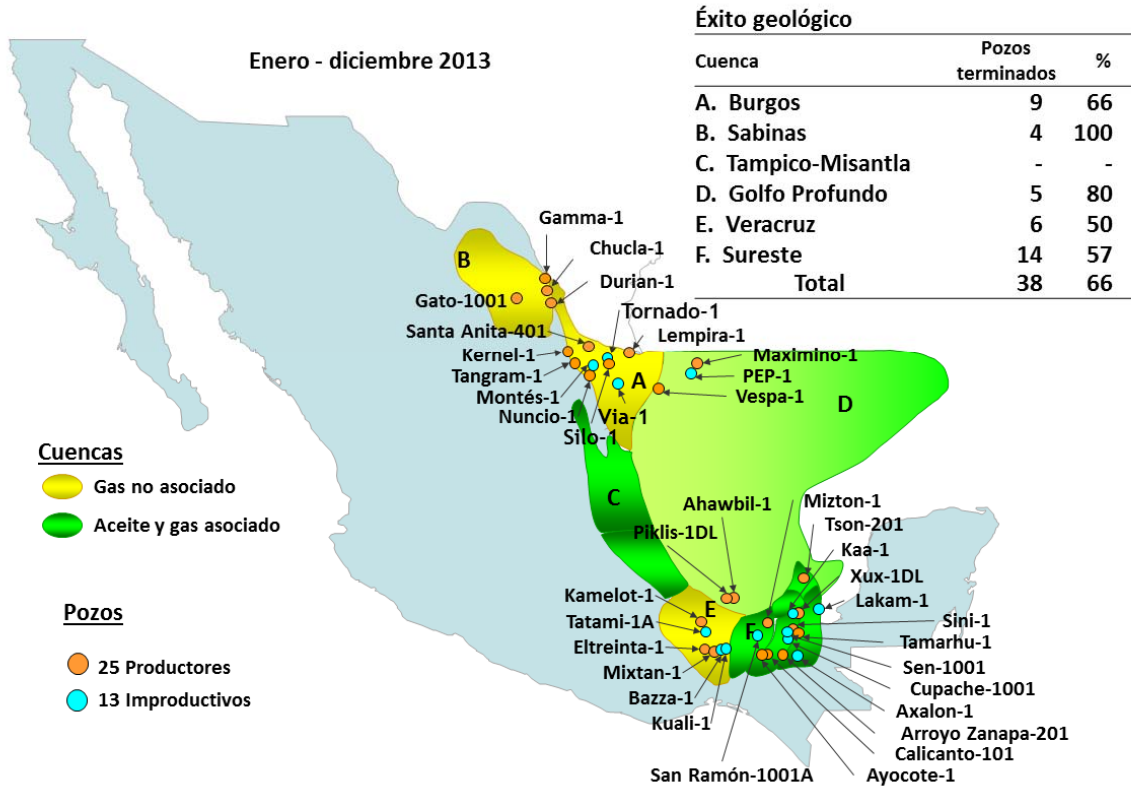
A continuación se presentan los principales avances en las estrategias y el análisis del cumplimiento de las metas de los indicadores de los objetivos asociados a cada Organismo Subsidiario y Dirección Corporativa.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**Objetivo 1****Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación****Estrategias (Crecimiento)**

1. Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en aguas someras y áreas terrestres.
2. Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo.
3. Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas húmedo no asociado.
4. Intensificar la actividad en delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas.
5. Intensificar la actividad de la evaluación del potencial correspondiente al *shale oil* y *shale gas*.

Principales avances

- Adquisición de sísmica 2D. La sismología 2D tuvo un avance de 3,646 km correspondiendo a la actividad de incorporación de reservas.
- Adquisición de sísmica 3D. La adquisición de sismología 3D tuvo un avance de 13,991 km² en las actividades de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, y 1,072 km² en desarrollo de campos.
- En el periodo enero-diciembre de 2013 se terminaron 38 pozos exploratorios: resultando 25 productores y 13 improductivos, obteniendo un éxito exploratorio geológico de 66 %.
- En cuanto al éxito comercial se tenía una meta dentro del rango del 25 al 55 %. Siendo superada con un 58 %.
- El siguiente mapa muestra las cuencas petroleras con los pozos productores y los pozos terminados durante el periodo.



Avance de proyectos en aguas profundas:

- En los Proyectos Área Perdido y Holok, se terminaron los pozos exploratorios Maximino-1, PEP-1, Vespa-1 y Ahawbil-1. Destacando el descubrimiento del pozo Maximino-1, que confirmó la existencia de un sistema petrolero activo y la presencia de yacimientos de aceite superligero y gas en las secuencias siliciclásticas del Eoceno Inferior del área del Cinturón Plegado Perdido.
- Se continúa evaluando el potencial gasífero en la provincia del Cinturón Plegado Catemaco así como el potencial de aceite en el Cinturón Plegado Perdido y en la provincia Salina del Bravo en el área de minicuencas.
- En el área estratégica minicuencas salinas de la provincia geológica Salina del Bravo, se terminó el pozo Vespa-1, resultando productor de aceite en las areniscas del Mioceno Medio.

- Actualmente se ha certificado Maximino-1 y se encuentra en proceso de certificación el pozo Vespa-1 y Exploratus-1.

Avance en áreas no convencional de aceite y gas en lutitas:

- En la Cuenca de Burgos se terminaron los pozos Nuncio-1, Tangram-1 y Kernel-1, todos productores de gas seco, durante la evaluación del *play* no convencional del Jurásico Superior Pimienta. El pozo Tangram-1 con un espesor de 215 metros en el *play* Júrasic Pimienta es el de mayor espesor prospectado en este tipo de *plays* no convencionales. El pozo Kernel-1 ubicado en la porción norte del área prospectiva de Burgos Mesozoico, permitió delimitar al noreste el área productora de gas que dará certidumbre a la estimación de recursos prospectivos por tipo de hidrocarburo.
- En la Cuenca Tampico-Misantla se perforan los pozos de desarrollo Corralillo-157, Horcones-8127 y Furbero-4354, a través de ellos se pretende tomar información para evaluar el concepto de aceite y gas en lutitas.
- Se tiene certificada la reserva de los pozos Anhérido-1, Chucla-1 y Nuncio-1 y se encuentran en proceso de certificación Durian-1 y Tangram-1.
- Con el fortalecimiento de la cartera de localizaciones exploratorias, se generaron 10 localizaciones exploratorias del *play* no convencional en la Cuenca de Burgos y 15 localizaciones exploratorias del *play* no convencional en la Cuenca de Tampico Misantla Golfo.
- Se tenía programado realizar 2,500 km de sísmica 2D, lográndose sólo 2,104 km, teniendo una desviación del 16 %. La desviación en el estudio Sur de Burgos 2D se debió a que se realizaron cambios de logística de la brigada sísmica por problemas sociales y factores climatológicos.
- En cuanto al programa de terminación de pozos se tuvo un programa de 9 y se realizaron sólo 6, obteniendo una desviación del 33 %, por menor disponibilidad de equipos para exploración.
- A través de pozos de desarrollo se ha buscado evaluar el *play* no convencional de aceite y gas en lutitas con la perforación de los pozos Presidente Aleman-802, Corralillo-157, Horcones 8127 y Furbero-4354.
- Se perforaron en la Cuenca de Burgos 2 pozos adicionales Tangram-1 y Kernel-1 que resultaron productores.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce)	1.731	1/	1.617	1/	N.A.
Tasa de restitución de reservas probadas (%)	104.3	1/	≥100	1/	134 _{2/}

1/ La información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 se encuentra en proceso de dictamen por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, para su publicación por la Secretaría de Energía. Esta información estará disponible a partir del 18 de marzo, por lo menos en su versión 1P (Reservas Probadas).

2/ Promedio de las principales compañías, 2011: Exxon, BP, Shell, Conoco, ENI, Chevron, Total, Statoil, Petrobras.

N.A. No aplica

N.D. No disponible

Objetivo 2 Incrementar la producción de hidrocarburos

Estrategias (Crecimiento)





- 2.1 Implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos a través de recuperación primaria.
- 2.2 Implementar prácticas de recuperación secundaria y mejorada.
- 2.3 Desarrollar campos de crudo extrapesados.
- 2.4 Acelerar la entrada a producción de campos nuevos.

Principales avances

En el periodo enero a diciembre de 2013, la producción de aceite fue de 2,522 Mbd, mientras la producción de gas natural ascendió a 5,679 MMpcd, sin considerar nitrógeno. Entre los principales avances se tienen:

- Se cumplió el programa en la conformación de la cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo de PEP: Integración de equipos de productividad de pozos en los proyectos de producción de los Activos Veracruz, Samaria-Luna, Poza Rica-Altamira, Bellota-Jujo, Macuspana-Muspac, Cinco Presidentes y seguimiento del desempeño de los equipos de productividad de pozos a nivel PEP.
- En noviembre 2013, se desarrolló el primer Foro Tecnológico de Productividad de Pozos en Villahermosa, Tabasco.
- Se conformó la Red de Especialistas de Productividad de Pozos y Sistemas Artificiales de Producción de Pozos.

- Diseño de las bases de usuario y propuesta para conformación del Centro de Productividad de Pozos de la Región Sur.
- Se cumplió con el programa de desarrollo del documento “ABC de Administración Integral de Yacimientos”, como parte fundamental del Cuerpo de Gobierno y Gobernabilidad del “ABC del Proceso Integral de Productividad de Pozos”.
- En la implementación de prácticas de recuperación secundaria se diseñaron 9 pruebas piloto con simulación de sector y se inició la ejecución de 5 pruebas piloto, con inyección de aguas congénita y gas. En lo correspondiente a recuperación mejorada se diseñaron 10 pruebas piloto con simulación de sector y se inició la ejecución de 7 pruebas piloto, a través de inyección de aire, agua caliente, vapor, surfactantes, químicos y espumas.
- Se realizaron los trabajos para la tercera ronda de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) de 6 áreas de Chicontepec: Pitepec, Miahuapan, Amatitlán, Soledad, Miquetla y Humapa. Las áreas asignadas en esta ronda fueron Humapa, Miquetla y Soledad, el resto de las áreas se declararon desiertas debido a que las empresas no presentaron ofertas.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Producción de crudo (Mbd)	 2,548	2,522	2,593	 -2.7	N.A.
Producción de gas natural (MMpcd) ^{1/}	 5,676	5,679	5,670	 0.2	N.A.

1/ No incluye nitrógeno.
N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Disponibilidad de recursos de contratación para la implementación y difusión del documento ABC Productividad, y ajuste de recursos financieros para la conformación de equipos de trabajo para el mejoramiento de las carteras de pozos, lo que se tradujo en el desfase en tiempo y forma de la definición de oportunidades que permiten mejorar la producción y con ello contribuir a reducir la declinación de los campos.

En los estudios y pruebas de laboratorios de recuperación mejorada y secundaria no han cumplido con los programas establecidos por falta de presupuesto, lo cual ha originado retrasos en la implementación de mejores prácticas que permitan mejorar el factor de recuperación de hidrocarburos en los campos.

Los principales proyectos de inversión que no cumplieron con las metas de producción anuales fueron Cantarell, Delta del Grijalva, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez, Bellota-Chinchorro y Aceite Terciario del Golfo, por problemas operativos y retrasos en actividades de perforación principalmente.

Medidas correctivas.

Acelerar la aprobación de los contratos y continuar en los Activos de Producción con la difusión e implementación del nuevo enfoque de productividad de pozos para impulsar los proyectos de mejoramiento de la producción, que permitan contribuir en alcanzar las metas de producción establecidas en el Plan de Negocios de PEMEX y en el Programa de Ejecución de la Estrategia de PEP. Asimismo, con los recursos financieros y técnicos actuales para continuar con la identificación de oportunidades para el mejoramiento de la producción mediante la optimización de pozos con el objetivo de reducir la declinación de los campos (portafolio jerarquizado para intervención a pozos).

Para los casos de los estudios y pruebas de laboratorio de recuperación mejorada y secundaria se están replanteando los programas y su alineación a la asignación presupuestal autorizada de manera anual, asimismo en los proyectos que presentaron desviaciones en los cumplimientos de metas.

En cuanto a los proyectos de inversión, se van a incrementar las actividades de mantenimiento de pozos, mejorar la logística de los equipos y unidades de los servicios a pozos, además de acelerar la incorporación de nuevos campos a producción.

Objetivo 3

Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción

Estrategias (Eficiencia)

- 3.1 Desarrollar infraestructura necesaria para aumentar el aprovechamiento de gas.
- 3.2 Optimizar costos asociados a producción, descubrimiento, desarrollo y transporte de hidrocarburos.

Principales avances

En 2013 se logró un aprovechamiento de gas de 98.1 %, resultado ligeramente inferior a la meta planteada de 98.3 %. Lo anterior por problemas operativos y retrasos en la adecuación de infraestructura, especialmente en la instalación de turbocompresores en la Región Marina Noreste, por lo que se continuará con el desarrollo y conclusión de la infraestructura siguiente, entre otras acciones:

Región Norte:

- La conclusión de Oleogasoducto de 6"Ø x 1.1 km., Remolino 1732 - Remolino 1728 - BS Remolino III; Remolino 1732.
- Oleogasoducto de 8"Ø x 2.002 Km., Remolino 1748 - Remolino III.
- Oleogasoducto de 6"Ø x 0.4 km, Presidente Alemán 1640 - cabezal Presidente Alemán 1646; Presidente Alemán 1640.
- Oleogasoductos de 8"Ø x 1.677 km, Escobal 1325 (557) - Batería de Separación Coapechaca IV; Escobal 1325.
- Oleogasoducto de 6"Ø x 1.135 km, Coapechaca 438 (491) - Batería de Separación Coapechaca II; Coapechaca 438.
- Oleogasoducto de 8"Ø x 1.75 km., Corralillo 3107 - Módulo de Separación Portatil Cenit; Corralillo 4038 (3107)
- Instalar segundo motocompresor; Módulo de Separación Portatil Cenit.
- Oleogasoducto de 8"Ø x 1.723 Km., Remolino 1984 - Batería de Separación Remolino III; Remolino 1984

Región Sur:

- Renta de tres motocompresores en Estación de Compresión S. Magallanes.
- Adquisición de un motocompresor Estación de Compresión Blasillo.
- Adquisición de un motocompresor para contar con disponibilidad en Estación de Compresión 5 Presidentes 1.
- Adquisición e instalación de equipo turbocompresor de relevo en la Estación de Compresión Paredón.

Región Marina Noreste:

- Instalación de 3 turbocompresores de alta presión en Nohoch-A2 (70 MMpcd c/u).
- Rehabilitación e integración de un turbocompresor marca solar, modelo Saturno 20 (VRU-B) en E-KU-A1.





Región Marina Suroeste:

- Gasoducto de 36" X 77 km de Enlace Litoral a la Terminal Marítima Dos Bocas, (Línea 5 - parte Marina).
- Adquisición, integración y puesta en operación de tres paquetes turbocompresores marca solar con capacidad de 60 MMpcd cada uno en la Estación de Compresión Cunduacán.
- Oleogasoducto de 36" x 9 Km de Pol-A a Abk-D.

Para la optimización de costos:

- Se continúa con el proceso de adquisición y modernización de equipos de perforación: 5 equipos para la Región Norte y 5 para la Región Sur, de 1500 HP. Asimismo, se adjudicó la adquisición de 2 plataformas autoelevables de 350 pies y 3000 HP, y 2 equipos de reparación de pozos de 200 HP para la Región Norte.
- Se concluyó la definición del catálogo de obras y servicios de la Subdirección de Servicios a Proyectos, lo cual permitirá analizar los tipos de obras y servicios que impactan mayormente en los costos de los proyectos, y determinar acciones de mejora. También se definió el uso del Software de Aspen Tech, para la estimación de costos Clase IV y V para las obras terrestres y se iniciaron gestiones para su implantación en PEP.
- Se han definido los procesos y servicios de las Gerencias de Mantenimiento y Logística de las Subdirecciones de Producción Norte y Sur de acuerdo con la estructura actual, además de iniciar el desarrollo de su sistema de costos. Está en proceso de elaboración un catálogo de costos de servicios marinos y la revisión el sistema de costos para la Gerencia de Mantenimiento Integral Marino.
- En la optimización de costos de distribución y comercialización, se desarrolló un método de evaluación económica a través de las unidades de inversión de la cartera de proyectos de PEP, en donde se identificó que las áreas de oportunidad para optimizar los costos de transporte se encuentran a cargo de los Activos de Producción, por lo que se está replanteando el alcance en este tema.

Las subdirecciones de soporte a los proyectos, continúan con el desarrollo de acciones que permitan identificar las áreas de oportunidad en las actividades más relevantes de los proyectos de inversión así como que la organización continúe siendo competitiva a nivel internacional en los costos de descubrimiento y desarrollo, producción y transporte.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Aprovechamiento de gas natural (%) ^{1/}	 98.0	98.1	98.3	 -0.2	N.A.
Costo de producción de crudo y gas (US\$/bpce)	 6.84	7.87	≤7.45	 5.6	11.23 ^{2/}
Costo de descubrimiento y desarrollo (US\$/bpce)	13.77	3/	≤17.4	3/	N.D.

1/ No incluye nitrógeno.

2/ El benchmark internacional corresponde al promedio registrado en 2012 por nueve de las principales empresas petroleras: British Petroleum, Chevron/Texaco, Exxon/Mobil, Royal Dutch Shell, ConocoPhillips, Total, S.A., ENI, Statoil y Petrobras.

3/ Reportado anualmente.

N.A. No aplica

N.D. No disponible

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

La desviación en los costos de producción es debida principalmente a incrementos en los costos de mantenimiento de pozos e instalaciones, así como el incremento en los costos de los petrolíferos adquiridos para la producción, además del comportamiento en la producción de crudo al no alcanzar la meta propuesta.



Objetivo 7 Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos

Estrategias (Eficiencia)

- 7.4 Mejorar la flexibilidad en el sistema de distribución de crudo mediante nueva infraestructura en zonas críticas.
- 7.5 Incrementar el valor y calidad de hidrocarburos por medio de segregación y mezclado de corrientes.

Principales avances

- Se mantuvo la capacidad de transporte de crudo pesado por el Corredor TMDB-CCC Palomas-CAE Tuzandépetl en 750 Mbd. El avance global de las obras es de 92.4 %.
- Se logró una capacidad promedio de almacenamiento contingente de crudo pesado costa afuera de 3,340 Mbd.
- La capacidad de acondicionamiento de gravedad API del crudo pesado de la RMNE se ha mantenido en 325 Mbd de crudo ligero.
- La capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado alcanzó un valor de 610 Mbd, no obstante las principales obras del año presentaron retrasos en sus programas:
 - Rediseño del proceso de deshidratado y desalado de crudo en Abk-A. Avance del 5 %.
 - Conversión a Gun Barrel TV-5008. Avance del 74.8 %.
 - Oleoducto 36"Ø x 16 Km de E-Ku A2 - PP-Akal J. Avance del 79 %.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	 450	610	1,100	 -44.5	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Reprogramación de actividades en la ampliación de la CB-4T para incrementar la capacidad de transporte de crudo Maya en el corredor TMDB-C.R. El Misterio I-Estación Nuevo Teapa.

Atrasos para la contratación de la obra, rediseño del proceso de deshidratado y desalado de crudo en Abk-A; cambios de alcances del proceso constructivo en la conversión a Gun Barrel TV-5008; y demora en la autorización de trabajos sobre cubierta y entrada tardía de la embarcación, debido a condiciones climatológicas adversas, para la instalación de equipos para el Oleoducto 36"Ø x 16 km de E-Ku A2 - PP-Akal J.

Medidas correctivas.

Se incrementará la capacidad de ejecución de los contratistas al ampliar los horarios de trabajo. Se llevó a cabo la atención de los requerimientos mediante reuniones de trabajo entre las Regiones Marinas para definir los recursos necesarios para el rediseño del proceso de deshidratado y desalado de crudo en Abk-A.

Se gestionarán cambios de alcance con el contratista para integrar el proceso constructivo en la conversión a Gun Barrel TV-5008, y para la instalación del Oleoducto de 36"Ø x 16 km; se solicitó un programa de recuperación para aminorar el impacto en el atraso del contrato, el cual considera la incorporación de embarcaciones de apoyo.

Objetivo 15

Maximizar el valor de las oportunidades internacionales

Estrategias (Modernización de la gestión)

- 15.1 Identificar y desarrollar el portafolio de oportunidades internacionales.
- 15.2 Desarrollo y ejecución de proyectos internacionales.

Principales avances

- Se elaboró la estrategia de internacionalización, que fue presentada y aprobada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en el mes de abril de 2013. El documento propuso la aprobación de la estrategia de asociaciones en el extranjero en temas de exploración y producción, así como la aprobación para la integración de un grupo interno para la implantación de dicha estrategia.
- Se continúa con la integración de la cartera de oportunidades, documentando apropiadamente las oportunidades y fundamentándolas a través de la recién aprobada reforma energética y en espera de las leyes secundarias.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Definición del marco estratégico (%) ^{1/}	N.A.	52	50	● 2.0	N.A.

1/ Reportado anualmente.
N.A. No aplica

PEMEX-REFINACIÓN**Objetivo 4**

Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación

Estrategias (Eficiencia)

4.1 Incrementar la eficiencia operativa en PR.

Principales avances





Se continuó con el desarrollo del programa de Mejora de Desempeño Operativo (MDO) en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), el cual busca incrementar márgenes, reducir costos y optimizar el uso de energía, mediante la detección y captura de oportunidades de mejora de baja inversión, en el corto plazo.

En el programa se identifican 5 componentes:

1. **Sistema Técnico.** Al cierre del mes de diciembre de 2013, se tenían identificadas 377 oportunidades técnicas. De éstas, 180 se encuentran en operación, las cuales registran un beneficio acumulado (2011-2013) de 881.1 MMUS\$.
2. **Confiabilidad.** Incluye el desarrollo de una estrategia de mantenimiento rutinario, implantándose en 60 de los 67 sectores.
 - **Gestión de eliminación de defectos (ACR's).** Se fortaleció el Sistema de Gestión de ACR's.
 - **Optimización de refaccionamiento crítico.** Se estableció una metodología para identificar y registrar el equipo crítico y sus necesidades recurrentes de refaccionamiento. A la fecha se determinó implantar en una primera fase, el sistema de inventarios óptimos MRP de SAP en el SNR para las familias de equipos críticos; bombas, compresores y válvulas de control con un total de 10,269 registros en este sistema.
 - **Estrategia de rehabilitaciones.** Aplicación de la metodología "Programa de Optimización de Rehabilitaciones" (TOP). Se emitieron instrucciones para implementar las recomendaciones de cada uno de los entregables tanto de carácter general como específicas. Para las rehabilitaciones del 2013, se pudieron aplicar las recomendaciones de los módulos TR-2, TR-3 y TR-4, y para las del 2014 y futuras, se espera aplicar los cinco módulos.

- Ventanas Operativas. Se definieron las familias de equipos críticos y sus variables a controlar, se diseñó y habilitó una herramienta informática para el monitoreo de ventanas operativas en el SNR.
3. Gestión de la Producción. El objetivo es lograr una mayor adherencia a la programación diaria de las refinerías con base en la captura de oportunidades técnicas y económicas, para ello se desarrollaron y/o actualizaron herramientas de simulación. Modelos PetroSim en cada refinería (caso base, caso 80/20 y backcast), se validaron y calibraron los modelos PIMS de las 6 refinerías. Está pendiente la calibración del modelo PIMS a nivel global.
4. Suministros. Tiene como objetivo desarrollar una estrategia de suministros críticos para categorías prioritarias.
- En la primera Ola. Para suministro de Ácido Sulfúrico, la Gerencia de Recursos Materiales (GRM) y la Subdirección de Suministros buscan otras fuentes de abastecimiento, a la fecha la Subdirección de Producción elabora los contratos correspondientes para adjudicar a la mejor fuente de abastecimiento.
 - En la segunda Ola. La Gerencia de Mantenimiento de Refinerías (GMR) consolida los requerimientos de las refinerías para las categorías prioritarias; refacciones para turbogeneradores, refacciones para compresores, refacciones para bombas, tubos para plantas, sellos mecánicos y equipo de medición y control. Para el rubro de sellos mecánicos, los contratos se encuentran formalizados y en ejecución.
 - En lo que respecta a la tercer Ola. Pretende replicar la metodología de consolidación y negociación de precios en las refinerías. Se identificaron las categorías para todas las refinerías. Las categorías prioritarias se encuentran totalmente implantadas en 3 refinerías y en otras 3 están en proceso.
5. Fortalecimiento Organizacional. Se está desarrollando en dos vertientes: Gestión del desempeño y Factor humano.
- Gestión del desempeño.
 - a) *Implementación de un sistema de evaluación individual con apoyo de la herramienta institucional SIAD.* En esta iniciativa se definió el cascadeo de indicadores para todos los puestos de personal técnico, desde el Subdirector de Producción, hasta los jefes de sector de cada una de las refinerías.
 - b) *Sistema institucional de gestión y rendición de cuentas (SNR).* La estrategia se centra en establecer diálogos de desempeño en los diferentes niveles de la refinería mediante reuniones regulares, estructuradas y planeadas entre gerentes y sus colaboradores directos, en dónde se usan datos precisos para revisar el desempeño de cada unidad.

- Factor humano.
 - a) *Gestión del Cambio*. Se estructuró un modelo de cambio organizacional en 4 frentes; convicción personal y compromiso; alineamiento de sistemas formales; habilidades y competencias y liderar con el ejemplo. Los cuales se aplicarán a 6 iniciativas estratégicas del programa MDO. Se coordina con las 6 refinerías la elaboración del plan de acción de gestión del cambio para la correcta aplicación de las líneas estratégicas.
 - b) *Gestión de Talento*. Se participó en la elaboración de los programas de capacitación para supervisar los avances en la aplicación de la metodología de Mantenimiento Rutinario para los 67 sectores del SNR. Actualmente la capacitación en dicha metodología se ha implantado en 20 sectores; 12 están en proceso y quedan pendientes 35. Es importante destacar que la Coordinación de Gestión del MDO, elaboró una propuesta de procedimiento administrativo de Mantenimiento Rutinario para el SNR, actualmente ya se cuenta con el visto bueno del área normativa.
 - c) *Fortalecimiento al Liderazgo*. En lo que se refiere al Taller Espejo, Diseño de evaluaciones 360° y Taller de liderazgo, actualmente se está concluyendo el programa para la impartición de dichos talleres.
 - d) *Productividad Laboral*. Se coordinó con las refinerías la implantación de estrategias para optimizar e incrementar el tiempo efectivo de trabajo del personal de mantenimiento, quedando pendiente realizar un análisis interno de los servicios brindados por terceros que puedan ser sustituidos por el personal propio de mantenimiento y que representen ahorros para el centro de trabajo. Se exhortó a las refinerías del SNR a incrementar el indicador de tiempo efectivo, ya que se encuentra por debajo de la media mundial (50 %) y en este sentido, se podrán revisar los trabajos y categorías a sustituir por terceros, las cuales deberán ser identificadas por el mismo centro de trabajo.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Rendimientos de gasolinas y destilados (%)	 64.4	65.3	68.0	 -2.7	72.7 _{1/}
Índice de intensidad energética (índice)	 136.2	135.3	123.0	 10.0	94.5 _{1/}

1/ Informe Solomon 2010. Costa Norteamericana del Golfo de México.

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

El diferencial respecto a las metas, está influido por la gestión de las operaciones y paros no programados de plantas de proceso del SNR. Al mes de diciembre de 2013

destacan los siguientes paros no programados por fallas de operación y mantenimiento:

- Cadereyta. Alquilación 1 (fallas de la torre neutralizadora DA-207); Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios U-700-1 (carbonización de la tubería de los cambiadores de calor EA-701); Reformadora U-500-1 (compresor GB-401); Hidrodesulfuradora de Gasóleos (2 paros por alta caída de presión en reactor DC-3800); Combinada 2 (falla en calentador); Hidrógeno (tubos rotos de BA-900) y Catalítica 2 (obstrucción de sistema de fondos).
- Madero. Catalítica 1 (represionamiento de sistema, fuga en válvula LV-1031 y 4 paros por falla en soplador C-101); MTBE (obstrucción de DC-1101); Alquilación 1 (fuga en sellos de bomba P-03) y Reformadora de Naftas U-901 (retraso en reparación mayor programada).
- Minatitlán. Catalítica 2 (obstrucción de circuito de fondos de la fraccionadora 101-V, arrastre de catalizador durante arranque, falla en compresor y 10 fallas en soplador 101-C); Catalítica 1 (poro en base de raiser); Hidro Destilados Intermedios HDD (fuga en E-2001B); Coquizadora (falla en bomba de corte) y Combinada Maya (retraso en reparación mayor programada).
- Salamanca. Hidrodesulfuradora de Residuales H-Oil (fallas en compresores 10-K1, 10-K2, 10-E7 y soloaire); Alcohol Isopropílico (8 fallas en bomba P-103); Alquilación (cambiador de calor EA-216); Reformadora de Gasolinas RR-3 (falla en compresor GB-1) y Desparafinadora LG (limpieza de condensador de propano y daño en soporte de tanque de balance de gas).
- Tula. Reductora de Viscosidad (continua fuera de operación por incidente de 2011); Hidro de Gasóleos 2 “ex H-Oil” (falla en compresor GB-3202 y bomba GA-3202); Hidrodesulfuradora de Gasóleos 1 (fractura en niple de termopozo TI2402, revisión de boquillas de EA-2404 y falla en compresor GB-2401); Catalítica 2 (arrastre de catalizador, falla en junta de expansión, fuga en bomba de fondos 108-JT y fuga en caldereta 110-CB); Reformadora U-500-2 (falla en compresor GB-501); Alquilación 1 (tubos rotos en cambiador EA-117); Catalítica 1 (bajo inventario de catalizador y reparación no programada en POT-I) e Hidro Destilados Intermedios U-800-2 (fuga en compresor GB-801).

Medidas correctivas.

Incrementar la eficiencia operativa en el SNR es un objetivo estratégico de PEMEX Refinación. El MDO aborda de manera integral los temas que, con su ejecución, estarían corrigiendo la gestión de la producción, de confiabilidad y de los suministros, aunado a un fortalecimiento de la organización que permitirá cerrar las brechas operativas identificadas.

Objetivo 5**Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico****Estrategias (Crecimiento)**

- 5.1 Reconfigurar la refinería de Salamanca.
- 5.2 Construir nueva capacidad de refinación.
- 5.3 Construir la infraestructura para producir gasolina y diesel con ultra bajo contenido de azufre en el SNR.

Principales avances**5.1 Reconfiguración de Salamanca:**

- En este periodo se logró concluir las ingenierías básicas de las plantas: Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización, Hidrógeno, Aguas Amargas, Azufre, Corte Profundo, Hidrodesulfuradora de Gasóleos, Regeneradora de Aminas, Reformadora CCR y Coquizadora, así como el Revamp de Corte Profundo. La ingeniería básica de los servicios auxiliares y la integración se encuentran en etapa final y se continúa con el desarrollo de la ingeniería básica de la unidad de lubricantes.
- En el mes de agosto de 2013 se presentó ante el Comité de Estrategia e Inversiones (CEI), el cambio de estrategia del proyecto. Derivado de los estudios de ingeniería realizados, se determinó adecuar el paquete de ingeniería básica de la planta Coquizadora con equipos y normatividad para Salamanca; en consecuencia se elimina el revamp de la planta H-Oil y se construye una nueva planta catalítica que sustituye al revamp de la FCC existente. Se programa contratar en enero de 2014 la ingeniería básica, asistencia técnica y licencia para la nueva planta Catalítica (FCC) con UOP y la contratación de FWUSAC para adecuar el paquete de ingeniería básica de la planta Coquizadora para que los equipos cumplan específicamente la normatividad de PEMEX para Salamanca.
- Se continúa con el desarrollo de las ingenierías básicas extendidas (FEED) con programa de terminación para febrero de 2014 (excepto Planta de Lubricantes, Catalítica y Coquizadora).
- Se alcanzó en este periodo un avance físico del 85 % en la reubicación de líneas de alta tensión (trabajos ejecutados por Comisión Federal de Electricidad (CFE)). Para poder liberar las 4 últimas líneas, es necesario que la CFE culmine los trabajos en la subestación del Proyecto Externo de Cogeneración (PEC), con lo que se podrán ejecutar los trabajos de reubicación de líneas dejando el área disponible para los trabajos que requiere ejecutar PEMEX Refinación en el mes de marzo de 2014.

- El 2 de octubre de 2013 iniciaron los trabajos de construcción de 2.7 Km de la barda perimetral del proyecto, con fecha de terminación programada para el 29 mayo de 2014, a la fecha se tiene un avance físico del 36 %.
- En diciembre de 2013 se publicó la licitación para los trabajos de preparación de sitio y caminos de acceso temporales, se programa iniciar la primera fase en abril de 2014, con un plazo de ejecución de 15 meses. El entronque carretero se realizará en una segunda fase para definir adecuadamente los requerimientos del diseño.
- Se ingresaron a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), los estudios de impacto ambiental, en espera del resolutivo para la liberación del predio y trámite de los permisos de construcción.
- Conforme a la nueva estrategia de ejecución del proyecto, está en proceso la nueva acreditación del FEL II y se realizan las adecuaciones requeridas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), para la disponibilidad presupuestal, con lo que se procederá al trámite de autorización del proyecto por los consejos de administración.

5.2 Construir nueva capacidad de refinación (Nueva Refinería de Tula):

Nueva Refinería de Tula:

- El desarrollo de la ingeniería básica y básica extendida presenta un avance del 56.1 %. La ingeniería de tecnólogos registra un avance de 96.6 %.
- Las obras para la reubicación de 3 canales de riego que cruzan el predio de la Nueva Refinería alcanzó un avance de 77.0 %.
- Los trabajos de los servicios de ingeniería y acuerdo de suministro para el Sistema de Automatización, Control y Seguridad para la Nueva Refinería MAC (Main Automation Contractor), presentan un avance de 15.9 %.
- Se tiene un avance de 95 % de la liberación del derecho de vía, se han obtenido 4,128 permisos para construcción de un total de 4,325. En legalización del derecho de vía se tienen 1,313 casos liberados de 2,940.
- Los trabajos para la reubicación de 2 líneas de transmisión eléctrica de CFE, registran un avance de 67.2 %. Se tienen 56 de 62 estructuras montadas en las líneas de transmisión Tula-Poza Rica y Tula-Querétaro.
- Se concluyeron los trabajos para la reubicación de basureros.
- El avance físico a la fecha de la etapa de preinversión (ingenierías, estudios y preparación del sitio) es de 35.8 %
- Se continúan desarrollando las ingenierías necesarias para la integración de los entregables para el FEL III.

5.3 Construir la infraestructura para producir gasolina y diesel con ultra bajo contenido de azufre en el SNR:

Calidad de Combustibles, fase gasolina:

El estado del proyecto para la producción de Gasolina UBA en cada refinería es el siguiente:

- Cadereyta: avance real de 98.5 % vs. 99.5 % programado. Se tiene un avance del 100 % en la emisión de planos APC. Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Se formalizó el noveno convenio de prórroga. Cierre al 20 de enero 2014. A la fecha se encuentra en fase de arranque, no se han presentado problemas.
- Madero: avance real de 92.1 % vs. 93.4 % programado. Se tiene un avance del 100 % en la emisión de planos Aprobados Para Construcción (APC). Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Se formalizó el noveno convenio de prórroga a la fecha de terminación y por ampliación de monto por precios unitarios extraordinarios no contemplados en el alcance original. La nueva fecha de prórroga es 13 de julio de 2014.
- Minatitlán: avance real de 84.8 % vs. 90.6 % programado. Se tiene un 99.8 % de avance en la emisión de planos APC. Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Convenio número 5 en proceso de conciliación (Reprogramación y Ampliación de Monto en PU) por redefinición de la trayectoria del Rack de integración y redefinición de la trayectoria para alimentaciones eléctricas a subestaciones. Fecha de terminación contractual, 03 de junio 2014.
- Salina Cruz: avance real de 81.2 % vs 93.6 % programado. Se tiene un 99.0 % de avance en la emisión de planos APC. Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Convenio número 5 en proceso de conciliación (Reprogramación y Ampliación de Monto en PU) por afectaciones en el cuarto de control central (Bunker). Fecha de terminación contractual, 24 de julio de 2014; fecha de terminación estimada, 23 de septiembre de 2014.
- Salamanca: avance real de 76.7 % vs. 85.2 % programado. Se tiene un avance del 98.9 % en la emisión de planos APC. Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Se formalizó el cuarto convenio modificadorio por la reprogramación de la fecha de terminación y fechas críticas, derivado del reconocimiento de la ejecución de trabajos extraordinarios. La nueva fecha de terminación es el 7 de marzo de 2015; continúa el incremento de personal en campo.
- Tula: avance real de 73.3 % vs. 94.0 % programado. Se tiene un avance del 98.8 % en la emisión de planos APC. Se encuentran en sitio los equipos críticos y principales. Se han incorporado nuevos subcontratistas; se han conciliado todas las solicitudes de cambio presentadas por el contratista; continúa el

incremento de personal en campo. Fecha de terminación contractual, 23 de febrero de 2015.

Calidad de Combustibles, fase diesel:

El estado del proyecto para la producción de Diesel UBA es el siguiente:

- Avance de ingenierías básicas: Cadereyta: 100 % y Resto del SNR: 98 %.

Fase Diesel (Cadereyta).

- IPC1, Plantas Nuevas:
 - HDS U-800-2 (35 Mbd) y Recuperadora de Azufre No.7 (120 T/D), Aguas Amargas No.9 (10 Mbd), Obras de Integración y Servicios Auxiliares.
 - Fecha de Inicio: 10 Oct 2013.
 - Contratista: COBRA Instalaciones México, S.A. de C.V. (COBRA)
 - Avances: Programa 5.1 % vs real. 1.7 %.
 - Colocación de Órdenes de compra de equipos críticos y principales.
- IPC2, Modernización Plantas:
 - U-700-1, U-800-1 (25 Mbd) y U-700-2 (35Mbd).
 - Fecha de Inicio: 06 Mar 2013.
 - Contratista: Dragados-Cobra-ACS (RDC).
 - Avances: Programa 61.0 % vs real 15.3 %.
 - Planta U-700-1:
 - En operación, produce Diesel UBA a partir de Noviembre de 2013.
 - Planta U-800-1:
 - En conciliación programa de trabajo de Producción Temprana. Se programa producir Diesel UBA en febrero 2014.
- IPC-3, Planta de Hidrógeno (20.4 MMPCD) y terminación Gasoducto 12"Ø.
 - Fecha de Inicio: 12 Jul 2013.
 - Contratista: Hidrógeno Cadereyta S.A.P.I. de C.V. (HC)
 - Avances: Programa 27.6 % vs real. 8.2 %.
 - Planta de Hidrógeno No. 2:
 - Ingeniería básica concluida.
 - General:
 - Se continúa con la recepción de equipos y materiales a Sitio.
- IPC4, Acondicionamiento del Sitio Planta HDI No. 4 U-800-2, Planta de Aguas Amargas y Planta de Azufre.
 - Fecha de Inicio: 06 Mar 2013.
 - Contratista: ICA Fluor (ICA)
 - Avances: Programado 89.9 % vs real. 43.6 %.
 - Nuevo almacén en la ex casa de cristal:
 - Continúan trabajos en nuevo almacén de materiales.
 - Oficina de transportación:
 - Continúan trabajando en nuevo taller de transportación.

Fase Diesel (Resto del SNR):

- Salamanca. Concluidas ingenierías básicas de plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar, así como la planta de tratamiento de aguas amargas. En elaboración paquete de Contratación modalidad Libro Abierto.
- Tula. Concluidas ingenierías básicas de plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios a remodelar, y plantas nuevas de tratamiento de aguas amargas y de hidrógeno. En elaboración paquete de Contratación modalidad Libro Abierto.
- Madero. Concluidas ingenierías básicas de plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar, planta nueva de tratamiento de aguas amargas, hidrógeno y azufre. En elaboración paquete de Contratación modalidad Libro Abierto.
- Minatitlán. Concluidas ingenierías básicas de plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios nuevas y a remodelar, planta de hidrógeno y azufre. En elaboración paquete de Contratación modalidad Libro Abierto.
- Salina Cruz. Concluidas ingenierías básicas de plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios a remodelar y planta nueva de tratamiento de aguas amargas. En desarrollo ingenierías básicas de las plantas de hidrógeno y azufre. En elaboración paquete de Contratación modalidad Libro Abierto.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Producción incremental de gasolinas y destilados intermedios (Mbd)	➔ 38.9 _{2/}	8.1 _{3/}	1/	1/	N.A.

1/ La producción incremental de gasolina y destilados, derivada de las reconfiguraciones (Salamanca y Salina Cruz) o nueva infraestructura será posterior a 2017.

2/ El valor está vinculado con la operación de la reconfiguración de Minatitlán, la cual se logró durante el año 2012 y no en 2011 como se tenía programado.

3/ El volumen corresponde a Minatitlán.

N.A. No aplica

Objetivo 7**Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos****Estrategias (Crecimiento)**

7.1 Optimizar la logística de petrolíferos.

Principales avances

Proyecto Tuxpan-Azcapotzalco:

- De la construcción de almacenamiento en la Terminal Marítima de Tuxpan, las obras se iniciaron el 5 de octubre de 2009 y se tiene vigente el convenio D-6 al 27 de diciembre de 2013. A la fecha se tiene un avance general de 80 % y se encuentra en proceso de autorización el Convenio D-7 de ampliación de monto y plazo.
- Se realizó la modernización de equipos de bombeo en Tuxpan, Poliducto 24"-18"-14" Tuxpan - Poza Rica - México, con lo que se obtuvieron 80 Mb de fondaje de los tanques existentes.
- En junio de 2013 se incluyó en el alcance la actualización de la subestación eléctrica para incrementar la confiabilidad eléctrica de la instalación y en especial del sistema de bombeo Tuxpan-México. La ejecución de esta obra está programada para el 2014.

TAR Tapachula:

- La capacidad de la nueva TAR será de 65 Mb.
- Continúa el desarrollo de la ingeniería de detalle de la nueva terminal dentro del contrato del IPC firmado el 4 de octubre de 2011, con un avance de 75 %. En tanto que, la procura y construcción a precio alzado registra un avance de 50 % y la parte a precios unitarios 96 % (entronque carretero, bardas, cercas, terraplenes y diques).
- La obra presenta un atraso general con respecto al programa original, derivado de causas fortuitas y de fuerza mayor (huelga de transportistas) y causas imputables a la compañía contratista.
- Se encuentra en elaboración y documentación el dictamen para suscribir un convenio de ampliación de monto y plazo al contrato, derivado de obra adicional y extraordinaria.
- El avance físico general del proyecto es de 65 %.

Avances de proyectos relacionados con incremento de capacidad de transporte:
1. Poliducto Minatitlán - Salina Cruz:



- Alcance del proyecto. Construcción de libramiento y la estación de bombeo Donají, así como adecuaciones a instalaciones en Minatitlán y Salina Cruz.
- A la fecha, se cuenta con equipo dinámico modernizado e instalado en la Estación Donají, actualmente en pruebas de arranque y programado para puesta en operación en febrero.
- La construcción del libramiento en Pajaritos, del poliducto 12"- 16" D.N. Pajaritos - Minatitlán - Salina Cruz, se estima quede concluida en el mes de abril de 2014.
- En ejecución los trabajos para adecuación de instalaciones, de envío y recibo.

2. Poliducto 10" Topolobampo - Culiacán:

- El proyecto contempla la adecuación del equipo de bombeo en Topolobampo.
- Se realizaron modificaciones al registro original del proyecto, mismas que fueron aprobadas por la SHCP. Se espera conseguir recursos de inversión adicionales a lo obtenido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2014, para dar suficiencia a este proyecto.

3. Poliducto 10"-8" D.N. Rosarito - Mexicali:

- El proyecto contempla la adecuación del equipo de bombeo y la instalación de sistemas cero cortes de energía.
- Se puso en operación en paralelo el equipo dinámico de la Estación Rosarito, con incremento de 6 Mbd. Se cuenta también con el sistema de confiabilidad eléctrica instalado en la estación Rosarito.
- Se encuentran en ejecución las adecuaciones al equipo dinámico de relevo, que de confiabilidad al sistema; asimismo, el sistema cero cortes de energía en la Estación Tecate.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos (Mbd)	 50 _{1/}	6 _{2/}	19	 -68.4	N.A.

1/ Considera la segunda etapa del sistema Tuxpan - México cuyo inicio de operaciones se reprogramó para 2012.

2/ Incremento observado en el ducto Rosarito-Mexicali.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Minatitlán - Salina Cruz. Se realizó cambio de monto y alcance al registro del proyecto de inversión, a fin de incluir el equipo dinámico de la casa de bombas de la TOMP Pajaritos. Asimismo, se presentaron retrasos en el proceso de licitación y contratación de las adecuaciones al equipo dinámico y la adquisición de variadores de velocidad.

Topolobampo - Culiacán. Se realizó un cambio de monto y alcance al proyecto de inversión, ya que los alcances originales no contemplaban trabajos adicionales para adecuación del equipo dinámico de la casa de bombas de Topolobampo, requeridos para atender las nuevas condiciones de operación, como son el suministro e instalación de variadores de velocidad. Asimismo, se eliminó el sistema de cero cortes de energía que no resultó justificable.



Medidas correctivas.

En el primer caso, se intensifican las acciones para recuperar tiempos. En el segundo, se elabora la justificación y el modelo económico para presentar el caso al SUBCAAOS a fin de realizar una adjudicación directa al único oferente disponible y se espera asignar recursos al proyecto, toda vez que con el PEF obtenido y los compromisos contractuales de proyectos en ejecución, este proyecto no recibió recursos en el presente año.

Objetivo 8 Fortalecer la orientación a los clientes

Estrategias (Eficiencia)

8.1 Modernizar el proceso comercial de PR.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Índice de satisfacción en PR (%)	 78.0	77.0	79.0	 -2.0	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

El indicador se ha mantenido en los niveles de 77 % y 78 % en los últimos años.

Causas de desviación.

Los factores que influyen en el comportamiento del indicador se relacionan con el efecto que produce el incremento mensual de precios, la rotación del personal de despacho de la estaciones de servicio, lo que requiere tiempo para el aprendizaje y estabilización del servicio para elevar la calidad en la atención a los consumidores.

Medidas correctivas.

PEMEX Refinación realiza diversas acciones orientadas a la mejora continua de la relación comercial con los franquiciatarios y clientes de mayoreo, buscando: i) incrementar la eficiencia en el proceso de suministro de productos a los canales comerciales de venta; ii) aplicar mejores prácticas en capacitación a estaciones de servicio para la atención y servicio a los consumidores finales; y iii) mejorar los niveles de atención y calidad en el servicio a los consumidores finales.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA**Objetivo 4**

Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación

Estrategias (Eficiencia)

4.2 Incrementar la eficiencia operativa en PGPB.

Principales avances

Planta de cogeneración de 300 MW en Nuevo PEMEX:

- La planta inició operaciones en abril de 2013, tras haber finalizado las pruebas de operación en marzo.

Eficiencia operativa y energética en Centros Procesadores de Gas (CPGs):

Modernización de sistemas de medición, control y seguridad de CPGs:

- Se finiquitó la adquisición de la red de video, voz y datos del cuarto de control de la planta criogénica de La Venta; del sistema de encendido para calentadores BA-101A/B y BA-102 en Cactus y de los analizadores de emisiones en calderas y hornos en los complejos Cactus, Nuevo PEMEX, Ciudad PEMEX, Coatzacoalcos y La Venta.
- En diciembre 2013 concluyeron los siguientes trabajos:
 - Levantamiento y validación en campo de información técnica de las plantas: azufre 1, azufre 2, endulzadora de condensados 3, endulzadora de condensados 4, almacenamiento de productos e integración, en el CPG Nuevo PEMEX.
 - Sistema automático de encendido para los calentadores a fuego directo de la planta fraccionadora 1 de Nuevo PEMEX.
 - Integración de 6 válvulas operadas a distancia (VAOD) al sistema de control de aislamiento de la planta criogénica de Matapionche.
 - Sistema de monitoreo y supervisión remota de instalaciones para las plantas criogénica 1, fraccionadora y criogénicas modulares 4, 5 y 6 de Cactus.
 - Equipo de monitoreo y supervisión remota para la actualización del sistema de atención a emergencias y monitoreo de las operaciones del Centro Regional de Atención a Emergencias (CRAE) de la Subdirección de Producción.
 - Analizador másico de emisiones de SO₂ para los CPG Ciudad PEMEX y Poza Rica.
- Actualmente se encuentran en proceso los siguientes trabajos:
 - Sistema de control antisurge, con sistema de vibración, control de velocidad e interlock de protecciones, para los turbocompresores GB-201B y GB-401B de la planta fraccionadora de Cactus.

- Sistemas continuos de medición y análisis de gases de combustión (CEM) de los CPG Cactus, Nuevo PEMEX, Ciudad PEMEX, Área Coatzacoalcos y La Venta.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%)	↘ 5.25	4.70	<5.40	● -0.7	<6.0

Objetivo 5 Suministro petrolíferos y gas

Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico

Estrategias (Crecimiento)

- 5.4 Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los Centros Procesadores de Gas.
- 5.5 Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas.
- 5.6 Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura de proceso y transporte.

Principales avances

5.4 Variaciones en la oferta de gas:

- El CPG Matapionche se encuentra operando con un tren de proceso y mantiene fuera de operación las plantas de endulzamiento de gas y de recuperación de azufre 1.
- Por su parte, de acuerdo con el escenario del Ciclo de Planeación 2013, PEP confirmó la baja oferta de gas para este complejo en los próximos 7 años.
- Para resolver la problemática de baja carga, la Subdirección de Producción emprendió acciones para la ejecución del proyecto H04 "Mantenimiento a los sistemas de compresión de gas natural, sistemas de control y servicios principales de la planta Endulzadora 2 y Criogénica Modular del CPG Matapionche", que considera la modificación de los compresores de gas residual, entre otros equipos, para operar a baja carga (15 a 30 MMpcd) y reducir los riesgos operativos. Lo anterior hasta que PEP restablezca la carga de diseño con producción adicional de proyectos que actualmente tiene en exploración.

- La Gerencia de Planeación Estratégica de la DCO presentó resultados preliminares del estudio de evaluación de alternativas para resolver la problemática de baja oferta en el CPG Matapionche, con cifras actualizadas al 2013. Está pendiente la actualización de los costos reales de operación de estos módulos.
- Las conclusiones del estudio se consideran como preliminares, ya que requerirán reevaluarse en función del nuevo marco legal, derivado de la reforma energética promulgada en diciembre 2013.

5.5 Incremento de capacidad de proceso:

Planta criogénica de 200 MMpcd en CPG Poza Rica:

- La planta se encuentra en operación. Actualmente se trabaja en el cierre administrativo del contrato.

Ampliación de la capacidad de proceso en el CPG Arenque:

- De acuerdo con el escenario 1B v13.0620, la oferta de GHA para el CPG Arenque, procedente del Activo Integral Poza Rica-Altamira (campos Arenque y Tamaulipas-Constituciones), tendrá un incremento progresivo que alcanzará 56 MMpcd en 2028. Este volumen sobrepasa la capacidad actual de proceso (34 MMpcd), por lo que se requerirá incrementar en 20 MMpcd la capacidad de endulzamiento y de recuperación de licuables, así como construir una planta fraccionadora de 3 Mbd.
- La Subdirección de Planeación de PGPB solicitó a PEP la ratificación del Escenario mediante oficio PGPB-SP-85-2013.
- En agosto de 2013 se autorizó el estudio de Pre-inversión del proyecto I05 *"Incremento del proceso del GHA en el CPG Arenque"*.
- A la fecha, el Centro concluyó la revisión de las bases de usuario para el *"Estudio de Pre-inversión"* y se encuentra definiendo su esquema de contratación.

Ampliación de la capacidad de proceso en el CPG Poza Rica:

- En junio de 2013, PEP emitió el escenario 1B v13.0620, que indica un incremento gradual en el periodo 2014-2028 en la oferta de gas asociado proveniente de los Activos de Producción Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo, por lo que en el mediano plazo se propone ampliar la capacidad de endulzamiento en el área Poza Rica con una planta de 100 MMp36.
- En este sentido, se dio de alta el proyecto *"Incremento de capacidad de endulzamiento de gas en el CPG Poza Rica"* (E17), el cual fue autorizado en julio 2013, y que contempla un "estudio de pre-inversión" que permitirá definir de mejor manera el proyecto.

5.6 Suministro de etano:

Obras asociadas al proyecto Etileno XXI (plantas de proceso):

- El 14 de mayo de 2013 se presentó el proyecto global al Comité de Estrategia e Inversiones (CEI) y el 29 de mayo de 2013 el Consejo de Administración de PGPB dio su aprobación al proyecto; con lo cual finalizó su etapa de planeación.

Acondicionamiento de plantas de proceso:

1. CPG Ciudad PEMEX:

- Construcción y procura de equipo no crítico:
 - El 29 de octubre de 2013, se presentó al SUBCAAOS la adjudicación directa del contrato fase 2 para su autorización, resultando procedente.
 - El contrato fue firmado el 13 de diciembre de 2013 y el 16 de diciembre de 2013 se realizó la reunión para el inicio de los trabajos.
 - El 27 de diciembre del 2013, se pagó el anticipo y el día 30 del mismo mes se colocaron las órdenes de compra de los equipos mecánicos principales.
- Construcción y procura de equipo crítico:
 - Se cuenta con un avance del 97 % del contrato. Se han efectuado las pruebas de fábrica de las bombas de C2+ en Argentina y del medidor ultrasónico del patín de medición en Massachusetts, EUA.

2. CPG Cactus:

- En el proceso de licitación se presentaron 2 propuestas, las cuales fueron encabezadas por las compañías ICAFD y el consorcio TORDEC. El 25 de noviembre de 2013, se emitió el fallo a favor de la propuesta del consorcio TORDEC, el cual incluye a las empresas VEPICA, LINDSAY y PYECSA.
- El contrato se firmó el 6 de diciembre de 2013, y el 9 del mismo mes se realizó la reunión de inicio de los trabajos, los cuales actualmente se encuentran en ejecución.
- El primer anticipo se pagó el 27 de diciembre de 2013, por lo cual se procederá a colocar las órdenes de compra de los equipos críticos en enero de 2014.

3. CPG Nuevo PEMEX:

- El 24 de octubre de 2013, concluyó el proceso de precalificación, resultando acreditadas las empresas Techint S.A. de C.V. y el consorcio formado por las empresas ACS Servicios Comunicaciones y Energía México S.A. de C.V., Dragados industrial S.A. y Cobra instalaciones México S.A. de C.V.
- Se realizaron 9 juntas técnicas de aclaraciones que concluyeron el 29 de noviembre de 2013.

- La presentación y apertura de propuestas, programada para el 30 de diciembre de 2013, se difirió al 7 de enero de 2014.

4. CPG Área Coatzacoalcos:

- Del 17 de septiembre al 10 de diciembre 2013 la Compañía COMESA desarrolló la ingeniería básica y de detalle para las obras requeridas.
- Se estima que durante enero y febrero de 2014 se elaborará el paquete concursal para iniciar el proceso licitatorio en marzo de 2014.

Contrato de servicio para el transporte de etano (ducto de C2+ CPG Ciudad PEMEX-CPG Nuevo PEMEX y ducto de etano gas de los CPG Nuevo PEMEX y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalcos):

- Para el desarrollo de las obras se obtuvo la liberación del resolutivo del Manifiesto de Impacto Ambiental y se realizó la firma del convenio con el INAH, así como la autorización de 2 de los 10 estudios técnicos justificativos.
- Se realizó una reunión con el Gobierno de Tabasco para solicitar su apoyo y agilizar los trámites relativos a los permisos. El avance en la obtención de permisos federales, gubernamentales, de SEMARNAT, INAH y CNA es del 27 %.
- Se adquirió el 77.7 % de los 221.7 km de los derechos de vía (DDV) y la totalidad de los terrenos de instalaciones superficiales.
- La ingeniería básica (FEED) del proyecto está concluida y se cuenta con un avance del 86.3 % en la ingeniería de detalle. Por otra parte, se realizaron los estudios programados de riesgo y operabilidad (HazOp) al sistema de transporte.
- Se recibieron aproximadamente 200 km de tubería de 24", 20" y 16" de diámetro.
- Se acordó el procedimiento de rechazo de etano y se están realizando los últimos ajustes para su aprobación.
- Se encuentra en proceso de elaboración el convenio modificatorio del Anexo 5 del contrato *Condiciones de operación del etano* del Informe al Consejo de Administración de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Continúa la construcción de la línea regular Cangrejera-Braskem en todas sus fases; asimismo, se iniciaron los trabajos previos para el cruce especial del poblado Mundo Nuevo (la construcción de este tramo presenta un rezago debido a los frentes fríos y al paro que realizaron los habitantes de la zona en el mes de diciembre de 2013).
- La compañía Braskem-Idesa aceptó realizar el pago para que se lleven a cabo las modificaciones necesarias derivadas del incremento de presión en el sistema de etano.

- Se definió el enlace de comunicación de los CPG a las estaciones de regulación y medición del proyecto Etileno XXI.

Objetivo 7 Logística y comercialización

Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos

Estrategias (Crecimiento)

- 7.2 Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural.
- 7.3 Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre.

Principales avances

7.2 Incremento de capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural:

Libramiento Xalapa:

- El libramiento inició operaciones en julio de 2013.
- La Unidad Verificadora dictaminó el cumplimiento normativo del proyecto.
- Los sistemas de protección catódica y SCADA se encuentran operando satisfactoriamente.
- Se iniciaron los trámites para el finiquito y el cierre administrativo del contrato.

Gasoducto Los Ramones:

Fase I:

- El 16 de enero de 2013, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos tomó conocimiento del desarrollo del proyecto a través de Gasoductos de Chihuahua (GdC), dentro de la estrategia integral para el suministro de gas natural de importación.
- El 19 de abril de 2013, la CRE otorgó el permiso de transporte a TAG Pipelines (empresa que solicitó inicialmente el permiso cuando el proyecto contemplaba el desarrollo de un gasoducto desde la frontera con EUA hasta el centro del país). El 22 de abril del 2013, se solicitó la transferencia de dicho permiso a Gasoductos del Noreste S. de R.L. de C.V. (GdN), filial creada por Gasoductos de Chihuahua para el desarrollo del proyecto, así como la integración de esta infraestructura con el Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI).
- A finales de mayo de 2013, la CRE emitió la notificación que autoriza a TAG Pipelines la transferencia del permiso de transporte de gas natural a favor de Gasoductos del Noreste.

- El 27 de junio de 2013, la Comisión Federal de Competencia emitió su opinión favorable respecto a este proyecto.
- GdN adquirió algunos activos de TAG Pipelines, como derechos de vía, permisos e ingeniería básica.
- Se adquirió la totalidad de los terrenos para las estaciones de compresión.
- El 15 de octubre de 2013, GdN firmó el Contrato de Ingeniería Procura y Construcción EPC (llave en mano) con la compañía italiana Bonatti S.p.A.
- El 2 de diciembre de 2013, se iniciaron los trabajos del EPC con la instalación de los primeros campamentos para actividades de topografía y mecánica de suelos.
- Se realizó visita a sitio (EC Ramones) para identificar la infraestructura de telecomunicaciones y SCADA para la definición de la arquitectura de comunicación del proyecto.
- Gasoductos de Chihuahua inició el proceso de selección de turbocompresores y el 13 de diciembre de 2013, se recibieron las preguntas de los concursantes: Dresser Rand, Man Turbo y Turbinas Solar.
- Se confirmó la participación de SEDENA en las actividades de seguridad del proyecto.
- GdC ya cuenta con el 100 % de la servidumbre de paso de los DDV.

Fase II:

- PEMEX Gas y Petroquímica Básica, extendió constancias de acreditación a las empresas Enagás Internacional, S.L.U. (Enagás), Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (IEnova), Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V. (TGNH) y GDF Suez Consultores, S.A. de C.V. Esta última, transfirió su constancia de acreditación a su filial Ramones B.V., mientras que las empresas IEnova y TGNH, se retiraron del proceso licitatorio por así convenir a sus intereses.
- El 27 de septiembre de 2013, se realizó el acto de presentación y apertura de propuestas, en el cual se recibió sólo una propuesta por parte de Enagás y Ramones B.V., como consorcio integrado.
- El 15 de octubre de 2013, se emitió el fallo del proceso licitatorio, en el que se determinó que el consorcio incumplía con las condiciones técnicas y económicas establecidas en las bases del proceso licitatorio, por lo que PEMEX Gas y Petroquímica Básica, desechó la propuesta y declaró desierta la licitación.
- Petróleos Mexicanos determinó que la fase II de Los Ramones se dividiera en dos trayectos denominados Ramones Norte y Ramones Sur.
- Ramones Norte, cuya inversión estimada es de 1,052 MMUS\$, considera un ducto de 42" de diámetro con una longitud de 447 km que correrá entre Los Ramones, Nuevo León y el estado de San Luis Potosí; además de dos estaciones de compresión. Este trayecto se desarrollará a través de una sociedad entre TAG

Pipelines y Gasoductos de Chihuahua (copropiedad de PEMEX Gas y Petroquímica Básica y Sempra Gasoductos Holding), o alguna de sus filiales.

- Ramones Sur, incluye un trayecto de 291 km de un ducto de 42” de diámetro entre los estados de San Luis Potosí y Guanajuato y una estación de compresión, con una inversión estimada de 795 MMUS\$. El desarrollo de este proyecto se realizará mediante una sociedad entre TAG Pipelines y GDF Suez Consultores.
- Para el desarrollo de los 2 trayectos del proyecto se constituyeron las filiales TAG Pipelines Sur y TAG Pipelines Norte, en noviembre y diciembre de 2013, respectivamente.
- TAG Pipelines Sur ingresó la solicitud del permiso de transporte ante la CRE, así como el aviso de intención ante la COFECO. Posteriormente, TAG Pipelines ingresó la modificación a la solicitud de permiso de transporte que ya se tenía ante la CRE de la Fase II, para delimitarlo sólo al tramo Norte, así como la solicitud de transferencia del permiso correspondiente para TAG Pipelines Norte.
- TAG Pipelines, PGPB, DCF junto con los socios financieros (GdC y GDF Suez), definieron como asesores financieros a Santander (para la banca de desarrollo) y a BNP Paribas (para la banca comercial).
- Se realizaron reuniones de trabajo con las partes involucradas para delimitar las fronteras de los proyectos (Norte y Sur) y las filosofías de operación para definir, principalmente, las estaciones de control y el equipo dinámico a instalar.
- Se adecuó el FEED original seccionándolo para cada uno de los segmentos del ducto (Ramones Norte y Ramones Sur).
- Se establecieron los criterios de cálculo para definir los requerimientos de potencia para determinar el tamaño y posibles proveedores de turbocompresores para la parte sur.
- Se revisaron los temas relacionados con los requerimientos del SCADA para ambos segmentos.
- Se realizaron negociaciones para la elaboración de los contrato de transporte en firme (TSA) de ambos proyectos.
- Se cuenta con la propuesta técnico-económica del EPC de Ramones Sur en revisión por las partes.
- Se revisaron los últimos detalles del contrato entre TAG Sur e ICAF, para que esta última otorgue el apoyo en la obtención de los derechos de vía.
- Se acordó que el 1 de diciembre de 2015 iniciarán las operaciones comerciales del sistema con una capacidad de transporte de 1,000 MMpcd (que considera la operación del ducto y la estación de compresión intermedia N° 2) y que en junio de 2016 se incrementará la capacidad de transporte a 1,430 MMpcd, al adicionar el resto de las estaciones de compresión.

Gasoducto Agua Dulce-Frontera:

- En enero de 2013, MGI Enterprises, Ltd. notificó el fallo del Request for Proposal (RFP) a favor de la empresa NET Midstream (NET) al haber presentado la tarifa más competitiva de transporte para MGI Supply, Ltd. y al haber aceptado ceder el 10 % de la empresa vía un carry interest.
- En abril de 2013, se firmó el contrato para el desarrollo del gasoducto (Joint Development Agreement, JDA) entre MGI Enterprises, Ltd. y NET, el cual fungiría como contrato promesa de construcción mientras se formaba la empresa y se firmaba el contrato de transporte.
- EL 24 de junio de 2013, se firmó el “Amended and Restated Limited Liability Company Operating Agreement” entre NET Mexico Pipeline, LP (NETM) y MGI Enterprises, Ltd., donde las partes consolidan la empresa NET Mexico Pipeline Partners, LLC con una estructura de 90 % de la acciones para NETM y 10 % para MGI Enterprises, Ltd. Este documento funge como un Equity Holders Agreement.
- El 24 de junio de 2013, se firmó el TSA entre NET Mexico Pipeline Partners, LLC y MGI Supply, Ltd. por el 100 % de la capacidad del gasoducto (2.1 bcf) a 20 años.
- El 8 de noviembre de 2013, la Comisión Federal Reguladora de Energía de EUA otorgó el Permiso Presidencial para el cruce fronterizo de EUA a México del gasoducto de 42" y para la exportación de gas natural por NET Mexico Pipeline Partners LLC.
- El 6 de diciembre de 2013, se firmó un financiamiento sindicado: 90 préstamo/10 equity, recaudando casi \$700 MMU\$. Los bancos participantes fueron: MUFG(Lead Agent), Nord, LB, Royal Bank of Canada, Natixis, Credit Agricole, Santander, BBVA e ING.

Gasoducto Tucson-Sásabe:

- El 17 de enero de 2013, PGPB firmó con CFE el contrato para la capacidad de transporte de Tucson a Sásabe por 25 años. Posteriormente, MGI Supply participó en el Open Season que El Paso Natural Gas (EPNG) llevó a cabo, resultando ganador de la capacidad de 200,846 MMBtu en el gasoducto Tucson-Sásabe. Asimismo, se firmó el contrato de prestación de servicios de transporte entre Sierrita Gas Pipeline y MGI Supply Ltd.
- El 2 de julio de 2013, se firmaron los acuerdos de incorporación a Sierrita Gas Pipeline LLC (First Amended and Restated LLC & Subscription Agreement), con lo cual MGI Enterprises US LLC obtuvo una participación del 35 % en Sierrita Gas Pipeline LLC.
- El 6 de septiembre de 2013, se realizó el primer Consejo de Administración de Sierrita Gas Pipeline.
- El 25 de octubre de 2013, la Comisión Federal Reguladora de Energía de EUA emitió un comunicado en el que indica que el Environmental Impact Statement (EIS), necesario para emitir el Presidential Permit, podría obtenerse 4 o 6

semanas antes de lo anunciado en su último comunicado, es decir, antes del 14 de abril de 2014.

- El 13 de noviembre de 2013, se firmó el “Consent to action taken by the Management Committee of Sierrita Gas Pipeline LLC” referente a “Altar Valley Conservation Alliance” (AVCA), donde se autoriza un pago de recursos con un límite de un millón de dólares para estudios ambientales.
- El 27 de diciembre de 2013, MGI Enterprises US LLC transfirió 13.05 MMU\$ a Sierrita Gas Pipeline LLC, derivado de la llamada de capital que Sierrita emitió a sus socios el 2 de diciembre de 2013.

Estación de Compresión (EC) Altamira:

- Proyecto desarrollado por la compañía Samsung.
- Se eligió a la compañía Solar como proveedor de los compresores y se inició la construcción de las bardas perimetrales y cimentaciones de equipos, así como la procura de materiales para las trampas de diablos.
- Actualmente se realiza el zanjado para tendido de tuberías de varios diámetros, cimentaciones y pintura de edificios.
- Continúa la prefabricación de tubería para trabajos de interconexión.
- Se encuentra en proceso el montaje de unidades de turbo compresión, pruebas de válvulas, pintura y aplicación de recubrimiento mecánico (RAM 100) a circuitos de tuberías, así como la instalación de trampa de diablos en zona de interconexión.
- Se realiza la distribución de gabinetes eléctricos del cuarto de motores, la instalación de canalizaciones conduit para fuerza y control, así como trabajos de soldadura en general. Asimismo, se trabaja también en la integración de los equipos de turbo compresión.
- Está pendiente la adquisición de las válvulas principales para las trampas de diablos de 48”, 36” y 24”, las cuales, una vez instaladas, permitirán iniciar la interconexión con el libramiento del ducto de 48”.
- El proyecto presenta un avance de 82 %.

Estación de Compresión (EC) Soto La Marina:

- En febrero de 2013 se firmó el acuerdo de inversión entre PEMEX Gas y Petroquímica Básica y la CFE.
- El 22 de abril de 2013, se realizó la visita al sitio con las compañías interesadas, con las cuales se realizaron tres juntas de aclaraciones.
- El 15 de junio de 2013, se recibieron propuestas por parte de las compañías Sempra, Fermaca/Enagas y Novoil/Taylor.
- El 31 de julio del 2013, la CFE emitió el fallo a favor de Servicios de Compresión SLM, S.A. de C. V./ENAGAS, S.A.

- El 15 de agosto de 2013, la CFE y Servicios de Compresión SLM, S.A. de C.V./ENAGAS, S.A., suscribieron el contrato de ingeniería, procura y construcción (EPC).
- A la fecha se desarrollan trabajos administrativos enfocados a procura, ingeniería y contratación de servicios, gestión de permisos ambientales, municipales, etc.; así como, el reconocimiento de sitio de trabajo y levantamiento topográfico.
- En diciembre de 2013, la CFE envió dos alternativas para realizar la interconexión de la estación, mismas que PGPB se encuentra analizando para emitir respuesta a la CFE.

Importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) Manzanillo:

- Durante el primer semestre de 2013 la SHCP otorgó a PGPB el permiso de importación en la Terminal de Manzanillo.
- En abril de 2013, PGPB concedió a la CFE poderes jurídicos para la adquisición de GNL de importación.
- En 2013 la importación de GNL a través de la Subdirección de Ductos se realizó al 100 %, alcanzándose la meta programada.
- Los 17 cargamentos contratados para 2013 (2 vía MGI Supply y 15 vía CFE), se recibieron de acuerdo con lo programado en la terminal de almacenamiento y regasificación de Manzanillo.

Los suministradores de los cargamentos, los cuales alcanzan una cantidad de 42,846,052 MMBTU de GNL, fueron los siguientes:

- MGIS: 2 cargamentos (6,072,307 MMBTU).
- RWE Supply & Trading GMBH: 2 cargamentos (4,228,978 MMBTU).
- BP Gas Marketing Limited : 6 cargamentos (13,829,412 MMBTU).
- Trafigura PTE LTD: 7 cargamentos (18,715,355 MMBTU).

7.3 Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre:

Nueva Terminal de Almacenamiento Guadalajara:

- La nueva planta ubicada en Zapotlanejo, Jalisco, entró oficialmente en operación comercial el 4 de diciembre de 2013.
- Personal de PGPB inició las operaciones de la misma y el 9 de diciembre de 2013, se realizaron los primeros 30 embarques de semirremolques.

Nueva infraestructura de almacenamiento en la terminal de Abasolo:

- El proyecto fue cancelado con base en el informe del estudio realizado por el Servicio Geológico Mexicano, el cual recomienda no construir obra civil en la

zona marcada con un halo alrededor de los agrietamientos visibles.

- En consecuencia, el 28 de mayo de 2013, la Gerencia de Proyecto y Construcción de PGPB solicitó a la Gerencia de Recursos Materiales la cancelación del proceso de licitación correspondiente.
- Luego de analizar opciones de reubicación, se decidió que este proyecto será sustituido por una nueva terminal de gas LP en San Luis Potosí.

Almacenamiento subterráneo de gas LP:

- Se firmó el contrato preparatorio entre PEMEX Gas y Petroquímica Básica y CYDSA, quien desarrollará la caverna de almacenamiento subterráneo.
- Concluyó la etapa de perforación del pozo e iniciaron los trabajos de lixiviación de la caverna. Actualmente, la oquedad lleva un espacio equivalente a 352,000 barriles.
- El 18 de diciembre de 2013, la empresa Almacenamientos Subterráneos del Sureste S.A. de C.V., subsidiaria de Cydsa, presentó oficialmente ante la CRE la solicitud para obtener el permiso de almacenamiento subterráneo de Gas Licuado de Petróleo en el Pozo y caverna 206 ubicada en Shalapa, Veracruz. El inversionista se encuentra a la espera de los comentarios de la CRE para continuar con las actividades establecidas en el proyecto.

Construcción del ducto Poza Rica-Altiplano (segunda etapa):

- El proyecto está concluido; sin embargo, se negoció con Ductos del Altiplano postergar la fecha de inicio de operación comercial al 28 de marzo de 2014, con la finalidad de instalar una recirculación en el bombeo que permita transportar flujos menores a 20 Mbd (capacidad de diseño del ducto), debido a que la producción de LPG del CPG Poza Rica no alcanza los niveles originalmente previstos.
- Adicionalmente, con el fin de completar la oferta de producto pactada se contrató la interconexión del ducto con la Terminal de gas LP de Tuxpan.

Almacenamiento en Ciudad Juárez:

- El proyecto continúa en fase de replanteamiento.

Solidificadora de azufre:

- El 6 de febrero de 2013 se declaró desierta la licitación para la contratación de los servicios de solidificación y almacenamiento de azufre, debido a que las propuestas técnicas de los licitantes no fueron técnicamente solventes.
- Como resultado del análisis de diferentes esquemas de contratación, se decidió que sea PMI quien ejecute el proyecto, debido a la rapidez que implica este esquema (al requerir menos acuerdos contractuales) y considerando que los beneficios permanecerán dentro del Grupo PEMEX. Se estableció que el proyecto se estructurará en dos sub-proyectos: uno de carácter comercial y otro de infraestructura.

- El 20 de diciembre de 2013, PGPB y PMI firmaron el contrato de compra venta de azufre a través de una fórmula de transferencia que reconoce los costos asociados a la exportación de azufre en los que incurrirá PMI.

En virtud de que los indicadores de Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural, capacidad de compresión incremental en la infraestructura de transporte de gas natural así como de almacenamiento adicional de gas LP, tienen vigencia hasta 2017, no se detallan en la tabla.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Capacidad adicional de almacenamiento de azufre (Mt)	⇒ 0	0	180	● -100	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

El 6 de febrero de 2013 se declaró desierta la licitación para la contratación de los servicios de solidificación y almacenamiento de azufre. El desarrollo de la infraestructura inició a finales de 2013.

Medidas correctivas.

Se definió que PMI ejecutaría el proyecto.

Objetivo 8 Fortalecer la orientación a los clientes

Estrategias (Eficiencia)

- 8.3 Consolidar la relación con los clientes de gas natural y gas LP.
- 8.4 Abrir nuevos mercados de gas natural.

Principales avances

8.3 Clientes de gas natural y gas LP:

Gas Natural

- Una vez concluido el análisis de los resultados de la encuesta de satisfacción a clientes 2012, se elaboraron propuestas de mejora, las cuales se encuentran en proceso de implementación.

- Se analizaron nuevos canales de comunicación con los clientes, los cuales fueron implementados al 100 %.
- En 2013 se realizaron 109 visitas a clientes, superando en 22 % la meta de 89 visitas.
- La revisión de los Lineamientos Operativos de Condiciones Financieras y Suspensiones de Entrega (LOCFSE) y de los Términos y Condiciones Generales de Ventas de Primera Mano (TCGVPM), terminó de forma satisfactoria al rediseñarse los servicios. Además, se actualizaron los Costos de Servicio para Régimen Permanente y el Catálogo de Precios, esta última actividad la llevo a cabo la Gerencia de Evaluación y Soporte Comercial de la Subdirección de Gas Natural. Estos documentos fueron enviados a la CRE para su revisión.

Gas Licuado de Petróleo

- Encuesta de satisfacción de clientes de gas LP:
 - Concluyó el programa de trabajo e inició la implementación de las acciones de mejora encaminadas a incrementar la calidad del servicio prestado a los clientes de gas licuado.
 - En la encuesta de satisfacción a clientes de 2013, el índice de satisfacción fue del 88 %. Actualmente se desarrolla el programa de mejora continua, que una vez ejecutado, permitirá ofrecer un servicio de acuerdo con las condiciones contractuales, buscando mantener y/o mejorar la percepción de los clientes con relación al proceso comercial de este combustible.
- Adecuación de sistemas y procesos de precios y programa de distribución logística:
 - PGPB concluyó la propuesta final para la presentación del mecanismo de precios ante la SENER. Se espera que su aprobación se realice durante el primer trimestre de 2014.
 - Por su parte, continúan los trabajos, en coordinación con el Centro de Competencia, para automatizar el nuevo mecanismo de precios.
 - Se cumplió la aplicación de la Ley del IEPS y el IVA en la zona fronteriza.
 - Se concluyeron los trabajos para la aplicación de la facturación desagregada.
- Reglas de operación para la aplicación de modificación a los programas de suministro a través del portal:
 - Se definieron las reglas de funcionamiento operativo, las cuales están pendientes de sanción y autorización.

8.4 Nuevos mercados de gas natural:

Cuantificar demanda por zonas o regiones potenciales de consumo





- Se identificaron algunas zonas o regiones en el país que no cuentan con infraestructura de transporte de gas natural (gasoductos), iniciando la cuantificación de su demanda. Asimismo, se están analizando otras regiones carentes de infraestructura que pudieran ser candidatas de suministro de gas

natural por vías distintas a gasoductos. En este sentido, se solicitó al IMP un estudio sobre la demanda potencial en los estados de Chiapas, Guerrero, Quintana Roo y Oaxaca.

- En 2013, dos empresas de transporte de gas natural por ruedas iniciaron sus consumos, que sumados a los de la empresa que inició operaciones en 2012, alcanzaron los 15 MMpcd.

Definir esquemas alternativos (GNL vs. GNC), considerando la demanda potencial, la distancia al punto más cercano al SNG y la disponibilidad de capacidad en el SNG

- A la fecha, se registra un retraso en la definición de los esquemas alternativos (GNL vs. GNC), debido a que esta etapa requiere la conclusión de la validación de la información para cuantificar la demanda por zonas o regiones potenciales de consumo.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Índice de satisfacción de clientes de gas natural (%)	 77.0	85.0 ^{1/}	82.6	 2.4	N.A.
Índice de satisfacción de clientes de gas LP (%)	 85.0	88.0	86.0	 2.0	N.A.

^{1/}Resultados de la encuesta de satisfacción de PEMEX Gas y Petroquímica Básica 2013.
N.A. No aplica

PEMEX-PETROQUÍMICA

Objetivo 4 Desempeño operativo

Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación

Estrategias (Eficiencia)

- 4.3 Adoptar estándares internacionales de eficiencia bajo criterios de sustentabilidad en PPQ.

Principales avances

Proyecto de eficiencia en los crackers de etileno:

- Lummus entregó el 16 de abril de 2013 los resultados del estudio/ingeniería realizado para Morelos y del estudio realizado para Cangrejera.
- El resultado del estudio para el caso de Hornos de Pirolisis, establece varias alternativas de solución, para el caso de rehabilitación y/o modernización a través de hornos de nueva generación.
- Para el caso de la sección de recuperación: Lummus establece deficiencias en los tres compresores de la planta (Carga, Refrigeración etileno y propileno) los cuales no son capaces de sostener la producción de 600 Mta a lo largo de la corrida de operación, así mismo, establece la instalación de equipos (mayormente cambiadores de calor) para garantizar las corridas de operación.

Proyectos de cogeneración:

- Para los Proyectos de Cogeneración en los Servicios Auxiliares de los Complejos Cangrejera y Morelos, se reubicaron los sitios del proyecto para ambos centros de trabajo, con las adecuaciones en el desarrollo y alcance de los trabajos de ingeniería básica.
- Al cierre del año, se revisaron con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), los avances de los entregables de la Ingeniería Básica Extendida y se avanza en el desarrollo de los entregables del FEL II, tales como: selección del sitio, bases de diseño, actualización del equipo del proyecto, ingeniería básica, alcance definitivo, estructura de desglose de trabajo (WBS), programa de ejecución, estimado de costo de inversión y análisis de riesgos.
- Se realizó el convenio No 1 de ampliación por plazo del contrato original de la ingeniería básica extendida al 31 de diciembre de 2013 y se solicitará un segundo convenio por ampliación de plazo, monto y alcance para el 1^{er} trimestre de 2014.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Índice de consumo de energía (GJ/ton)	➔ 15.22	7.94	12.92	(1)	N.A.

1/ Las metas del PN fueron fijadas en julio 2012. En agosto de ese mismo año, PEMEX Petroquímica, la CONUEE, la SENER y la DCO a efecto de homologar la metodología del cálculo del indicador de consumo de energía, acordaron que se modificaran los criterios de dicho cálculo a partir del año 2013. Por lo anterior, los valores de seguimiento de 2013 no son comparables con la meta 2013 y el ejercicio 2012.
N.A. No aplica

Objetivo 6

Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria

Estrategias (Crecimiento)

- 6.1 Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas.
- 6.2 Integrar las cadenas productivas en PPQ.
- 6.3 Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes.

Principales avances

6.1 Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas:

Segunda etapa de la ampliación de Óxido de Etileno del CP Morelos de 280 a 360 Mta:

- Contrato No PPI-58-3-10374 (4011583), fabricación de reactores ebullentes, con IHI Corporation:
 - Junta de arranque KOM (Kick Off Meeting), en las oficinas del fabricante en Yokohama, Japón.
 - Pago del anticipo contractual, 30 % del monto total del contrato.
 - Inicio y desarrollo de la fase de ingeniería.
- Dictamen del Tercer Experto Independiente, contrato N° CE-OF-UNAM-013-4011484-13, con la Universidad Nacional Autónoma de México:
 - Entrega de la versión final del dictamen técnico-económico-ambiental para la segunda etapa de la ampliación de la Planta de Óxido de Etileno de 280 Mta a 360 Mta en el CP Morelos.

- Desarrollo de la ingeniería OSBL, por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), contrato CE-OF-IMP-015-4009960-12:
 - Formalización de 2 convenios modificatorios al contrato, uno en plazo y el segundo en plazo y monto, derivado a trabajos adicionales.
 - Conclusión de los estudios (mecánica de suelos, topografías e integridad mecánica de las esferas), análisis de riesgo de la ingeniería básica de la 2^{da} etapa de la ampliación.
 - Se continúa con el desarrollo de los trabajos de la ingeniería básica y de detalle del sistema de almacenamiento de Óxido de Etileno, paquete técnico de concurso y bases de licitación.
- Desarrollo de la Ingeniería ISBL (FEED) por COMESA, contrato CE-OF-COMESA-009-4011370-13:
 - Emisión de documentos de ingeniería por todas las disciplinas y realización de levantamientos en el sitio de la planta de Óxido de Etileno en el CP Morelos.
 - En desarrollo el modelo electrónico no inteligente de los equipos que comprende la ampliación de la planta de Óxido de Etileno 2^{da} etapa.

Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos en CP Cangrejera:

- El 12 de junio de 2013, la planta fue recibida por el área operativa del centro de trabajo.
- El 12 de julio de 2013, se firma el acta de entrega recepción por parte de PEMEX Petroquímica y la Contratista. Actualmente se trabaja en el cierre y finiquito del Contrato POPL01509P que ampara la construcción de la planta CCR Platforming.
- Al cierre del mes de diciembre de 2013 se tiene un avance financiero programado de 100 % contra un avance real de 98 %.
- Los contratos relacionados a la primera etapa (IPC 1) para la planta CCR Platforming, como son: ingeniería básica y licencia de uso de tecnología de proceso, apoyo a la supervisión, apoyo técnico-administrativo, asistencia técnica, así como el contrato de ingeniería, procura y construcción de la planta CCR Platforming se encuentran concluidos al cierre de diciembre de 2013.

Para la 2^{da} etapa de ampliación del tren de aromáticos, a diciembre de 2013 quedó actualizado el registro del proyecto ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), encontrándose vigente.

Rehabilitar y sustituir equipos dinámicos y estáticos de la planta Etilbenceno-Estireno en CP Cangrejera:

- Concluida al cierre de diciembre de 2013, al realizarse la reparación programada del 29 de mayo al 01 de julio de 2013, donde quedaron instalados 11 cambiadores de calor nuevos en las unidades 5200, 5300 y 5400, se sustituyó la línea de transfer del horno BA-5301 al reactor DC-5301 y se realizó la limpieza y el mantenimiento general a equipos de proceso.

- La planta reinició operaciones el 08 de septiembre de 2013 con producción de Estireno, con una concentración de Benceno de 1 ppm que cumple con la especificación para consumo nacional y de exportación.

Modernización y ampliación de la planta de Estireno de 150 Mta a 250 Mta en CP Cangrejera:

- Durante 2013 se realizaron las actualizaciones de la evaluación económica del proyecto, el cual se encuentra vigente ante la SHCP. El proyecto de Estireno está supeditado al proyecto de la 2^{da} etapa de Aromáticos, ya que ésta planta será la proveedora de materia prima (Benceno).

6.2 Integrar las cadenas productivas en PPQ:

Integración de la cadena sal, cloro-sosa, etileno y cloruro de vinilo (Join Venture Mexichem):

- Este proyecto finalizó con la firma del convenio de coinversión el día 10 de septiembre del 2013.

6.3 Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes:

Optimización del transporte marítimo de Amoniaco:

- Se concluyó el estudio internacional de mercado para la adquisición de un Buque Tanque Gasero (BTG), se enviaron invitaciones a Brókeres, Astilleros, cámara de la industria del transporte marítimo de México, dueños y armadores.
- Con el fletamento de transporte marítimo, se obtuvo un BTG en excelentes condiciones que facilita en capacidad y en velocidad las operaciones logísticas en este nodo operacional.
- Se inició con el acopio de materiales y mangueras flexibles para mejorar el proceso de carga de 550 Tons/hora a 1,100 Tons/hora.

Rehabilitación de la Terminal Refrigerada de Guaymas:

- El paquete de concurso denominado "Reubicación y automatización de las llenaderas de Amoniaco de carro tanques y auto tanques, así como la adición de una nueva llenadera, hasta dejarlas certificadas en la Terminal de Almacenamiento y Distribución (TAD) de Amoniaco de Guaymas, Sonora la licitación pública nacional se declaró desierta en diciembre 2013; para el 1^{er} semestre de 2014 se procederá a una adjudicación directa de la obra.
- En agosto de 2013, se concluyó la Ingeniería para el montaje, integración, calibración, configuración, comisionamiento, capacitación del personal, pruebas y puesta en operación de tres paquetes de compresión en sustitución de los existentes: (CE-OF-CIATEQ-016-4010249-12). El 18 de octubre de 2013, se

recibieron 3 compresores nuevos en la TAD de Guaymas, para sustituir los existentes.

Terminal Refrigerada de Topolobampo:

- Este proyecto de modernización comprende la automatización de llenaderas, instalación de compresores y documentación de entrega en línea y pretende aumentar la capacidad de venta de 2,100 a 3,500 Ton/día en la Terminal de Topolobampo. Lo que respecta a la instalación, integración y puesta en operación de tres compresores para manejo de Amoniaco y equipos auxiliares en Topolobampo, Sinaloa, se encuentra en desarrollo y el avance a diciembre de 2013 es de 100 %.
- La Gerencia de Logística informó a la Superintendencia de PGPB en Topolobampo, los requerimientos para toma de muestra solicitada por KENTECH para análisis del Amoniaco y determinar mejor material de sellos para válvulas multipasos. La Contratista KENTECH informó que el técnico de DANIEL podrá estar en sitio en el 1^{er} trimestre de 2014 para el cambio de empaques. Se realizó procura de empaques de material EPDM, por el proveedor PARKER.
- A solicitud de la contratista, mediante oficio No PPQ-SP-GEP-SC-ROTOP-RO-TOP-333-2013 se autoriza toma de muestra de Amoniaco para análisis. Residencia de Obra programó la firma de Acta Entrega-Recepción con KENTECH, una vez que Emerson corrija el problema de válvulas multipasos a fin de que permita operarlas en forma automática.
- Se concluyeron los pre arranques de los compresores y está en operación el compresor BC 353 A. En proceso de instalación el BC 353 B.

Transferencia de la terminal Lázaro Cárdenas Michoacán de PR a PPO:

- Comodato: 100 %, Programa de atención: 100 %.
- Procesos de GEP: 100 % de inclusión al proyecto 54 BC.
- Referencias de mercado del estudio de pre inversión: entrega de propuestas: 1^{er} trimestre de 2014

Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) de Pajaritos:

- Quedó bajo estándar y elaborado el contrato comodato con PEMEX Refinación para la TAR Pajaritos.

Sostenimiento de la capacidad de almacenamiento y distribución del Amoniaco:

- Red de Amoniaco: como estrategia, PEMEX Petroquímica registró en el 1^{er} semestre de 2013 en la cartera de proyectos, varios estudios de pre-inversión para rehabilitar las terminales refrigeradas, esto para tener mayor certeza de las inversiones que se tienen que realizar. Durante el cierre del segundo semestre del 2013 se concretó que fueran considerados los recursos económicos para el 2014.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Capacidad de producción incremental de petroquímicos (Mta)	⇒ 0	480	480 _{1/}	● _{1/}	N.A.

1/ Planta de Amoniaco V. Se tendrá producción en 2017 derivado de la 2^{da} etapa óxido de etileno en CP Morelos.
N.A. No aplica

Objetivo 8 Fortalecer la orientación a los clientes

Estrategias (Eficiencia)

8.2 Posicionar a PPQ como líder en productos seleccionados en el mercado nacional y participar en mercados internacionales.

Infraestructura logística para la flexibilidad en el manejo de la nafta importada como carga a la HDS en el CP Cangrejera:

Eventos contractuales:

- Se realizaron trabajos de instalación de tubería conduit en el sótano de la subestación eléctrica No 6 y en casa de bombas No 1. Desde 2013 se realiza el desmontaje de la bomba BR-100 A y se realiza la demolición y excavación de la base de la bomba BR-100 A.
- Problemática de la obra: El plazo de ejecución del contrato concluyó el 30 de abril del 2013. Sin embargo durante el 2do semestre del 2013, se presentaron suspensiones intermitentes debido a que las instalaciones existentes requieren movimientos operativos y por lo tanto cubrir todos los aspectos de seguridad, causas por la cual se realizan las adecuaciones y regularizaciones administrativas correspondientes a efecto de la cláusula de pago y penas convencionales. La obra tiene atrasos derivado de lo anterior se prevé que conforme a las operaciones del sitio, la obra concluirá en el 1^{er} semestre de 2014, la contratista ha realizado acciones para la corrección de los atrasos de los trabajos, sin embargo depende de los trabajos del área de mantenimiento del área usuaria.

Infraestructura logística integral para el almacenamiento, acceso ferroviario y movimiento de productos petroquímicos:



Durante 2013 se documentó el proyecto para su registro ante la SHCP y al cierre del año se encuentra como vigente. Para el último trimestre de 2013 inició la obra de construcción del peine de vías.

Sistema ferroviario: a finales de 2013 se realizó solicitud de recursos económicos para realizar el sondeo de mercado internacional para los estudios de pre inversión para mejorar el sistema ferroviario de PPQ.

Redes de solventes: durante el cierre del 2013 se concretó que fueran considerados los recursos económicos para el primer trimestre del 2014 por el rubro de inversión, quedó bajo estándar y elaborado el contrato comodato con PEMEX Refinación para la TAR Pajaritos. En proceso de obtener las poligonales para la formalización del mismo, actividad a realizarse durante el primer trimestre de 2014.

Laboratorio de Servicio Técnico de Petroquímicos en el Valle de México:

- La obra se encuentra en proceso de finiquito y capitalización, el edificio del laboratorio se recibió el 4 de diciembre de 2013. Subsisten algunos reclamos menores por calidad que se solventarán en su totalidad a más tardar en el mes de febrero de 2014.
- De los 36 equipos considerados para la operación, se tienen 33 contratados, 29 ya fueron recibidos y se tiene programado que durante los meses de enero y febrero lleguen los 4 restantes. Se realizará nuevamente el proceso de compra de los simuladores de proceso de extrusión, soplado e inyección que no pudo concluirse antes del 15 de diciembre de 2013, conforme a disposición emitida por la SHCP. El área analítica se encuentra disponible.
- Convenio Específico de Operación PPQ-CIQA. Se suscribirá una vez que se cuente con suficiencia presupuestal.
- Convenio Específico de Servicios PPQ-IMP. Se entregó al IMP el proyecto de solicitud de contratación de servicios y se está en espera de su respuesta.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Cumplimiento en entregas (%) ^{1/}	 99.1	98.8	99.7	 -0.9	N.A.

1/ Producto en especificación / producto entregado
N.A. No aplica

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE OPERACIONES / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**Objetivo 7 Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos****Estrategias (Crecimiento)**

7.6 Prevenir y controlar tomas clandestinas de combustibles.

Principales avances

El Fortalecimiento de las áreas técnicas especializadas en detección, ha permitido incrementar durante el 2013 los celajes a los ductos y su eficacia para la localización de tomas clandestinas, detectándose 3,052 tomas clandestinas de enero a diciembre de 2013, 75 % más que en el mismo período de 2012.

Objetivo 9 Garantizar la operación segura y confiable**Estrategias (Responsabilidad Corporativa)**

- 9.1 Consolidar y promover la mejora continua del sistema PEMEX - SSPA^{1/}.
- 9.2 Implantar el sistema de PEMEX Confiabilidad.

^{1/} Seguridad, Salud y Protección Ambiental

Principales avances**Consolidación y mejora continua del SSPA:**

- Para revertir la tendencia en accidentes graves, la Dirección Corporativa de Operaciones a través de la SDOSSPA y de la SCM coordinó con los Organismos Subsidiarios, las acciones para la integración y operación de grupos de trabajo para la instrumentación de un plan de contención de accidentes y un programa de reforzamiento de la ejecución Disciplinada del Sistema PEMEX SSPA-CO para la Administración de Riesgos, este programa consta de 7 líneas:
 1. Concientización Nivel Gerencial, LM y función SSPA y Coord. Elementos de CO, el modelo de ejecución del SSPA-CO.
 2. Análisis de elementos y prácticas que inciden en el desempeño SSPA y CO.
 3. Identificación y cierre de brechas en “campo” de elementos y prácticas de SSPA y CO.
 4. Ejecución disciplinada del SSPA y CO durante la administración de trabajos.
 5. Implementación de indicadores proactivos para elementos y prácticas del SSPA y CO.

6. Rendición de Cuentas con Titular CT de Evaluación del desempeño y aplicación de elementos SSPA y CO.

7. Auditorías Efectivas a las líneas 3, 4 y 5.













- El Plan de contención implantado para disminuir la accidentalidad, presentó resultados favorables, mostrando una disminución del 19 % en la tendencia de accidentes graves. La DCO dejó de llevar el liderazgo de este Plan en el mes de julio y su continuidad quedó bajo el liderazgo de cada uno de los Organismos Subsidiarios participantes. El resto del año se desarrolló el plan de asesoría y reforzamiento a la implantación del Sistema PEMEX - SSPA en instalaciones seleccionadas.
- En cuanto a las acciones para revertir la tendencia en los accidentes menores y moderados, se continuó con las campañas de prevención de accidentes a partir de videos Institucionales en la prevención de caídas del mismo nivel, cuidado en manos, prevención de caídas de altura, así como en izajes y maniobras. Posteriormente serán emitidas campañas en: trabajos en el interior de equipos, en apertura de líneas y en mantenimiento eléctrico. Al término del año se ha logrado una reducción en 4 meses del: 20 % en caídas al mismo nivel, 33 % en caídas de altura, 29 % en accidentes en manos y 12 % en actividades de maniobras e Izajes.
- La Estrategia PEMEX-SSPA 2013-2018, basada en 4 ejes (Sistema, Rendición de Cuentas, Organización y Proyectos Especiales) una vez comunicada oficialmente a las áreas de SSPA de PEMEX y Organismos Subsidiarios, continúa con su ejecución y reflejo en las actividades de los Organismos Subsidiarios.
- El Plan para elevar el estándar de seguridad en áreas administrativas, formado por 3 etapas y que inició en el mes de mayo, ha concluido con las actividades de la primera etapa en el CAP, con resultados aceptables en cuanto a la prevención de riesgos. Se continuó con su ejecución en hospitales y CENDIs. La segunda etapa, continuó ejecutándose conforme a programa, realizando acciones simultáneas. La etapa 3 se realizará el próximo año. Se han identificado y evaluado riesgos en el CAP (100 %), Hospitales (98 %) y CENDIs (90 %). Se informan resultados al DG en el ELDSSPA y se encuentra bajo programa su mitigación. En aplicación: objetivos individuales SSPA y tarjetas rojas (Autorizado por DG).

Sistema PEMEX-Confiabilidad:

- Se continúa con el fortalecimiento del proceso de Rendición de Cuentas a través de reuniones del Equipo y Sub-equipo de Liderazgo Directivo de SSPA-Confiabilidad.
- En los resultados obtenidos en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos de la implantación de PEMEX-Confiabilidad medido a través del Índice de Paros no Programados (IPNP) comparado con respecto a la meta, se observa que PEP y PGPB lograron alcanzar lo comprometido. Para el caso de PPQ, su IPNP

se incrementó ligeramente y PR tuvo una ligera mejoría, ambos sin alcanzar la meta comprometida.

- Referenciando el histórico del IPNP del 2012 con 2013 se tienen los siguientes valores: PEMEX-Gas y Petroquímica Básica mejoró de 1.5 % a 0.7 %, PEMEX-Refinación mejoró de 7.2 % a 6.1 %, PEMEX-Petroquímica retrocedió de 1.4 % a 1.7 %, PEMEX-Exploración y Producción mejoró de 1.1 % a 0.8 % por pérdida de función.
- Con el fin de mitigar los paros no programados en refinerías con relación a sus sistemas eléctricos y áreas de servicios principales, se formó un Grupo Multidisciplinario con personal de los diferentes Organismos Subsidiarios cuyo objetivo es realizar revisiones a estos sistemas de las 6 refinerías, de estas revisiones derivaron recomendaciones, las cuales se encuentran en proceso de atención por los centros respectivos.
- Se creó el Grupo Multidisciplinario a nivel Corporativo para dar apoyo a los centros de trabajo de los Organismos Subsidiarios y mejorar el proceso de Planeación de las reparaciones mayores. Se realizaron visitas a algunos Complejos de PGPB, de PPQ y a 2 Refinerías, identificando áreas de oportunidad en el proceso de adquisiciones y en la contratación del personal requerido en las reparaciones; las áreas corporativas de Suministros y Recursos Humanos están implementando acciones para su atención. PGPB registró ante la Secretaria de Hacienda las necesidades presupuestales para efectuar las reparaciones mayores con presupuesto de inversión mediante las “Fichas Técnicas”.
- Como parte del redireccionamiento de la implantación de PEMEX Confiabilidad, se implementa un programa de comunicación en los diferentes niveles de las subdirecciones de los Organismos Subsidiarios. El programa contempla para 2014 el acompañamiento de personal de DCO-SCM y del mismo Organismo Subsidiario en los centros de trabajo seleccionados por el Subdirector del Organismo para la aplicación de las mejores prácticas de confiabilidad.
- Se difundió al grupo directivo del SNR la aplicación del proceso de eliminación de defectos con el fin de identificar las causas de las fallas e implementar acciones que ayuden a mejorar el IPNP.
- Asimismo, para incrementar la confiabilidad operacional de los servicios principales en el SNR, se llevan a cabo las siguientes acciones: rehabilitaciones a punto cero de calderas, turbogeneradores, plantas de tratamiento de aguas, aplicación de la coordinación de protecciones eléctricas, modernización de sistemas de control y capacitación del personal técnico.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Índice de frecuencia de accidentes (índice)	 0.61	0.57 _{1/}	0.42 _{2/}	 35.7	0.42 _{3/}
PEP - Índice de paros no programados (%) _{4/}	 1.1	0.8	1.0	 -0.2	1.0
PR/SP - Índice de paros no programados (%) _{5/6/}	 7.9	6.1	4.0	 2.1	1.0
PGPB/SP - Índice de paros no programados (%) _{5/}	 1.5	0.7	1.0	 -0.3	1.0
PPQ/SO - Índice de paros no programados (%) _{5/}	 1.4	1.7	1.0	 0.7	1.0
Índice de fugas en ductos de transporte (fugas por cada mil kilómetros al año) por causas de integridad	 0.15	1.03	<1.0	 3.0	N.A.

1/No se contabilizó el evento ocurrido en el CAP el 31 de enero del 2013, debido a la causa raíz y criterios del COMERI-221.

2/ Meta presentada al Consejo de Administración para 2013.

3/ The International Association of Oil & Gas producers (OGP).

4/ IPNP por pérdida función instalaciones críticas considera 42 instalaciones: SPRMNE (23), SPRMSO (6), SDC (10), SPRS (2), SPRN (1). (compresión alta, booster, turbogeneradores y turbo bombas).

5/ Incluye IPNP por causas internas (propias): fallas de equipo y retrasos en reparaciones (incluye fallas de servicios principales en los centros que son autosuficientes).

6/IPNP en PR-SP: considera el ajuste por integración de secciones de una misma planta como una sola unidad de proceso, enero 2014.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Índice de frecuencia de accidentes

Causas de desviación.

Del 1 de enero al 31 de diciembre del 2013, el índice de frecuencia acumulado para el personal de PEMEX se ubicó en 0.57. Esta cifra mejoró logrando una disminución del

7% respecto a la cifra obtenida el año 2012 (0.61). Se presentaron 223 accidentes entre el personal de PEMEX, de los cuales el 39 % fueron clasificados como graves (fatalidades, amputaciones, fracturas, quemados) y el resto menores (esguinces, escoriaciones, contusiones, heridas).

Medidas correctivas.

La Dirección Corporativa de Operaciones a través de la SDOSSPA y de la SCM continuó liderando, hasta el mes de julio, las acciones para la integración y operación de grupos de trabajo para la instrumentación de un plan de contención de accidentes con resultados positivos, logrando reducirlos en un 30 %. El liderazgo de este plan fue cedido a los Organismos Subsidiarios. El resto del año se desarrolló un plan de asesoría y reforzamiento a la implantación del Sistema PEMEX - SSPA en instalaciones seleccionadas.

Índice de paros no programados en Pemex Refinación

Causas de desviación.

La desviación de PEMEX Refinación respecto a la meta se debe principalmente a fallas en equipos, fallas de servicios principales, fugas en líneas, salida de plantas por falta de carga, retrasos en los programas de ejecución de rehabilitaciones y altos inventarios.

Medidas correctivas.

Efectuar análisis causa-raíz, revisión de planes de mantenimiento de las principales familias de equipos críticos, establecimiento a niveles Directivos de procesos de rendición de cuentas y aplicación de disciplina operativa.

Así como fortalecer el mantenimiento predictivo, minimizar los cuellos de botella por causas de diseño, adquirir refaccionamiento de los equipos críticos, asegurar los recursos presupuestales anuales y plurianuales con apoyo de la Subdirección de Planeación, cumplimiento estricto de los procedimientos de libranzas y reparaciones PAI-03 y PAI-04, aplicar auditorías periódicas a los centros de trabajo.

Objetivo 10

Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades

Estrategias (Responsabilidad Corporativa)

- 10.1 Consolidar la mejora del desempeño ambiental.
- 10.2 Fortalecer la sustentabilidad del negocio.

Principales avances

10.1 Consolidar la mejora del desempeño ambiental:

- El cierre del año 2013 presenta un aumento de 16.5 % en la emisión promedio mensual de óxidos de azufre (SO_x) respecto a 2012, pasando de 34.4 a 40.1 Mt. Este incremento se debió a quemas de gas con alta concentración de nitrógeno en la RMNE, Activos Cantarell y KuMaZa en PEMEX Exploración y Producción, además de PGPB, el CPG Ciudad PEMEX, por envío extraordinario de gas ácido al quemador

por mantenimiento de la planta de azufre N° 1 en los meses de noviembre y diciembre de 2013.

- El uso de agua cruda fue de 15.7 MMm³ promedio mensual en 2013 debido principalmente a un incremento en el uso de agua cruda en la refinería de Tula, mientras que en 2012 el volumen de agua fue de 15 MMm³.
- Las descargas de contaminantes al agua aumentaron 24 % en 2013 con respecto a 2012, al pasar de 340.4 ton promedio mensual a 422.1 ton, debido a un aumento en las descargas de PEP focalizándose la problemática en la Terminal Marítima Dos Bocas (GTDH-RMSO) y en el Complejo Operativo de Rebombéo (GTDH-RMNE), ambos con parámetros fuera de norma.
- Se concluyeron las cinco guías técnicas en materia de residuos con su aprobación en el SUBCOMERI de SISOPA.
- Derivado de las gestiones técnico-jurídicas respecto de la competencia federal para regular los residuos de manejo especial, se logró un acuerdo modificatorio de la NOM-161-SEMARNAT-2011, en donde se establece que será SEMARNAT la encargada de registrar los planes de manejo de residuos de manejo especial y la vigilancia será a cargo de PROFEPA, por tanto ya no será de competencia estatal.
- Para consolidar el punto anterior, se presentó a SEMARNAT la propuesta de modificación a los trámites existentes para realizar registros como empresa generadora de residuos de manejo especial, el registro de planes de manejo de la industria petrolera y la modificación en la Cédula de Operación Anual para reportar el desempeño ambiental en materia de residuos.
- Se elaboraron las especificaciones técnicas para la captura de los residuos de manejo especial y sólidos urbanos, generación de informes, bitácoras electrónicas y de la Cédula de Operación Anual.
- A partir de 2103, se aplican en la refinería de Salamanca acciones operativas previstas en el plan de manejo de sosas gastadas tendientes a la reducción de la generación de las mismas; obteniéndose en el periodo de abril a octubre del 2013, una reducción en su generación de 5,600 ton con respecto a la línea base de generación del año 2011, por lo que se dejaron de erogar 9.1 MM\$ por concepto de disposición final de estos residuos. Esta actividad se aplicará en las 5 refinerías restantes durante el año 2014.
- Durante el 2013 se incorporaron 50.70 ha al inventario de sitios contaminados (21.88 ha de PEF y 28.82 ha de PEP) y fueron desincorporadas 53.82 hectáreas (18.89 ha de PR, 30.09 ha de PEP, 3.63 ha de PGPB y 1.20 de PPQ). Estas acciones concluyeron en un inventario de 1,020.24 ha al cierre del 2013, que representa una disminución del 0.30 % con relación a las 1,023.35 ha al cierre del 2012. En lo que se refiere a presas de PEP, se incorporaron al inventario 8 presas y se remediaron 4, resultando en un inventario al cierre de 2013 de 84 presas, disminuyendo en un 4.54 % respecto a las 88 presas al cierre del inventario de 2012.

Indicador	Cierre	
	2012	2013 ^{1/}
Emisiones de SOx (ton anuales)	413,286	481,545
Uso de agua (m ³ anuales)	231,520,558	239,302,921
Inventario final de RP en Refinación (Mt anuales) ^{2/}	24.6	25.5
Sitios contaminados (ha)	1,023.35	1,020.25
Número de presas (No.)	88	84

1/ En 2013 no se establecieron metas de desempeño ambiental. Las metas se establecen en la Estrategia 10.1 para 2014 en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2014-2018, así como en la Estrategia de Protección Ambiental 2014-2018.
 2/ Inventario de residuos peligrosos en Pemex-Refinación.

10.2 Fortalecer la sustentabilidad del negocio:

- Se realizaron reuniones de trabajo con el Grupo de Participación Ciudadana (GPC) para definir los mecanismos de revisión y evaluación de las acciones desarrolladas por la empresa en materia de Sustentabilidad, los cuales consideran 10 criterios prioritarios contenidos en la metodología Sustainable Asset Management (SAM). Se obtuvo el resultado de la evaluación que otorgo el GPC de 7.6 puntos para 2012, lo que representa un incremento de 0.37 puntos con respecto al 2011.
- En la evaluación de los 24 criterios del indicador SAM agrupados en tres dimensiones: económica, ambiental y social, se obtuvo una calificación final de 63 puntos para 2013, superior en 2 puntos a la obtenida en 2012 y superior a la evaluación promedio del sector en 2013 que es de 53 puntos.
- Las reducciones de las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) fueron de 15.1 millones de toneladas con respecto a las emisiones del 2008, que permitieron superar arriba del 50% la meta establecida por Petróleos Mexicanos en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 (PECC).
- Durante 2013 las emisiones de CO₂ se estiman en 40.6 MMt, 2.3 % superior respecto a 2012. Este incremento se origina principalmente por una mayor quema de gas amargo con alto contenido de nitrógeno en la RMNE de PEP y un mayor consumo de combustóleo en el Sistema Nacional de Refinación.
- Dentro del proceso de validación de proyectos en el SIDP, durante el 2013 se presentó y validó el proyecto de la TAR Reynosa. Dicho proyecto validó su etapa FEL I, el cual incluye criterios ambientales y sociales.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Reducción de emisiones de CO ₂ vs. año base 2008 (MMt)	➔ 15.1	14.2 _{1/}	14.7 _{2/}	● -3.4	N.A.
Evaluación Sustainable Asset Management - SAM (puntaje)	➔ 61	63	57	● 10.5	53 _{3/} 85 _{4/}

1/ Cifras preliminares sistema de Información de Seguridad y Protección Ambiental (SISPA) del 22/ene/2014. En el mes de marzo de 2014 se llevará a cabo la verificación de la información por parte de un auditor externo.

2/ La meta que se estableció en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 fue de 9.94 MMt.

3/ Evaluación 2013 del promedio del sector.

4/ Evaluación 2013 del líder del sector.

N.A. No aplica.

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

La desviación se origina principalmente por el aumento de las quemas de gas con alto contenido de nitrógeno en las actividades de producción de la RMNE de PEP. Se mantiene un nivel de aprovechamiento del gas arriba del 98 %, cumpliendo con las disposiciones de la CNH. PEP incrementó 12.0 % sus emisiones de bióxido de carbono (CO₂) con respecto al mismo periodo del 2012.

Medidas correctivas.

Revisión del programa de producción de pozo de la RMNE de PEP para disminuir la producción de gas amargo con alto contenido de nitrógeno. Aprovechamiento de la nueva infraestructura para manejo de gas.

Objetivo 12 Incrementar la generación de valor y la eficiencia del proceso de suministros y fortalecer la proveeduría nacional

Estrategias (Modernización de la gestión)

- 12.1 Diseñar e implantar un modelo de negocio único integral de suministros.
- 12.2 Promover el desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional.

Principales avances

12.1 Modelo de negocios único integral de suministros:

Plataforma única de Suministros (PLUS)

Petróleos Mexicanos desarrolla el Modelo de Negocio Único Integral de Suministros, MNUIS y para lograrlo, desde 2013 impulsa la iniciativa PLUS (Plataforma Única de

Suministros) que tiene como objetivo construir e implementar este Modelo y está integrada por diferentes proyectos y líneas de acción; los cinco proyectos son: PLUS Procesos y Tecnología, PLUS Abastecimiento Estratégico, PLUS Datos Maestros, PLUS Conducción, PLUS Gestión y las 2 líneas de acción: PLUS Normatividad y Reglas de Negocio y PLUS Tareas.

PLUS - Procesos y Tecnología

Para la *Implementación de la Solución de Negocio para el Subproceso de Suministros a Nivel Institucional* se tiene el siguiente avance:

- Se cuenta con la conclusión al 100 % de la Fase I denominada Planeación y Preparación del Proyecto.
- En la Fase II denominada Diseño, se concluyeron 5 de 6 entregables, se tiene pendiente el entregable de análisis de brechas para la solución de negocio;
- En la Fase III, denominada Realización, se concluyó 1 de 9 entregables, referente al “plan de puesta en marcha preliminar”.

Es necesario señalar que el contrato que contempla ejecutar la “Implementación de la Solución de Negocio para el Subproceso de Suministros a Nivel Institucional”, está suspendido desde el 9 de noviembre de 2012 debido a la falta de definiciones por parte del Proyecto de Finanzas; inicialmente por un periodo de 90 días, posteriormente ha habido 5 ampliaciones por 90, 63, 28, 36 días y por último por 6 meses, esta última realizada el pasado 9 de septiembre de 2013, bajo la consideración de que persisten las causas que la originaron; a la vinculación con el proceso financiero que será sistematizado en la Iniciativa de finanzas y a los impactos que la Reforma Energética tendrá en la implementación de la solución de negocio para el subproceso de suministros. La iniciativa, ha venido atendiendo las causas que originaron la suspensión, así como realizado análisis parciales de los impactos que la Reforma Energética y la reestructuración de PEMEX, tendrán en la implementación de la solución de negocio.

No obstante lo anterior, durante los periodos de suspensión se ha continuado trabajando con actividades de exclusiva responsabilidad de Petróleos Mexicanos obteniéndose los siguientes logros:

- Definición de los procesos futuros y modelado de los elementos de diseño, diagramas ARIS niveles 4 y 5, que componen la nueva solución para el proceso de suministros.
- Identificación de áreas de oportunidad de generación de valor, así como los indicadores para la medición de resultados del proyecto.
- Análisis de la situación actual incluyendo sistemas legados que soportan la operación y volumetría.
- Identificación y diagramación de controles automáticos y manuales del proceso de Suministros.
- Obtención de definiciones necesarias para el diseño del proceso de suministros con otras iniciativas, tales como Finanzas, Mantenimiento, SSPA, entre otras.

PLUS - Datos Maestros

- Para el tema de proveedores:
 - En lo que respecta a la operación y administración del Directorio Institucional de Proveedores y Contratistas (DIPC), se concluyó la implementación de mejoras y se inició el rediseño del universo en Business Objects.
 - En paralelo, Tecnologías de Información continua realizando el prototipo para la migración de la mesa de ayuda.
 - Como transformación del DIPC hacia el Registro de Proveedores y Contratistas (RPC), se concluyó el diseño de la Bitácora de Incumplimientos, tema que brindará visibilidad a lo previsto en los Artículos 12 fracción IV de las DAC, 50 fracción III y XIII de la LAASSP y 51 fracción III de la LOPSRM.
 - Con relación a la Evaluación Comercial y de Riesgo de proveedores y prestadores de servicios, se elaboraron y formalizaron los convenios 2014 con las 3 empresas evaluadoras que aceptaron participar en el nuevo Esquema de Colaboración. Se inició la evaluación para 35 empresas potenciales de suscribir los contratos marco de ropa, calzado y equipo de protección personal; además de otras 129 empresas para las categorías de verificación de ductos, pinturas, espárragos, herramientas, válvulas. Fue autorizada y publicada la directriz correspondiente a la evaluación y uso del DIPC.
- Para el tema de materiales:
 - Se concluyó el diseño del proceso TO-BE para la administración y funcionalidad de este catálogo institucional.
 - Se concluyó la identificación de 98 subfamilias; se revisaron las plantillas correspondientes a las mismas y está en ejecución la depuración, homologación y estandarización de Datos Maestros de Materiales a nivel institucional, se logró un avance de más de 600 mil registros homologados de un aproximado de 800 mil registros.
 - Se concluyó el requerimiento para el diseño de una solución de trazabilidad y visibilidad de avances.
 - Se alinearon los trabajos de depuración al proyecto de Abastecimiento Estratégico en 12 categorías de las cuales, 8 están concluidas en tiempo y forma (calzado, espárragos, pinturas, ropa de trabajo, camiones y pipas, vehículos de carga, equipo de protección personal y ácido sulfúrico), 1 dispone de un avance del 60 % (empaques y juntas) y 3 más con avance del 30 % (herramientas, químicos y cómputo).
- Para el tema de Servicios:
 - Se concluyó el diseño del proceso TO-BE para la administración y funcionalidad de este catálogo institucional.
 - Se dispone de una propuesta de estructura para la nueva clasificación del maestro de servicios basada en la experiencia de PEMEX Refinación en el manejo de catálogo de servicios y en las necesidades de contratación de servicios de la industria, haciendo una referencia también al catálogo de

posiciones financieras, con la finalidad de contar con una taxonomía de servicios basada en 3 niveles; dicha estructura se pretende sea enriquecida con la participación de personal experto en la materia por parte de los Organismos Subsidiarios y Corporativo.

- Se segmentó la especialidad de SSPA para que los expertos en la materia definan el catálogo basados en la estructura modelo, se pretende realizar el mismo ejercicio con la especialidad de Mantenimiento y algunas otras competencias como los servicios subrogados, los servicios de consultorías o tecnologías de información y se incorporará el generador de obra, así como un ejemplo de contratación de servicio de obra pública para incorporarlo en la construcción de requerimiento de Bill of Services (BOS).

PLUS Abastecimiento Estratégico.

- Con base en la metodología de abastecimiento estratégico, se concluyó el diseño de estrategias de contratación para 26 categorías correspondientes a la primera y segunda ola; se celebró convenio modificadorio para desarrollar durante el primer cuatrimestre de 2014, 4 categorías adicionales para atender requerimientos de PEMEX Refinación.
- Transferencia de conocimiento a personal de PEMEX y Organismos Subsidiarios con relación a mejores prácticas en Abastecimiento Estratégico; impartición de 7 cursos a 128 servidores públicos. Durante el segundo semestre de 2013, se iniciaron actividades de implementación en diferentes categorías, se concluyó la implementación de la estrategia de ácido sulfúrico y vehículos de carga y se encuentran en proceso de implementación las categorías de: recubrimientos, espárragos, empaques y juntas, material y equipo de protección personal.

PLUS Conducción.

- Con la inminente creación de la Dirección Corporativa de Procura y Abastecimiento (DCPA), se obtiene un avance sumamente significativo con respecto al MNUIS (Modelo de Negocio), siendo de mucha relevancia que se consideraran los elementos desarrollados en el proyecto como las Premisas Estratégicas y el Modelo Operativo; se mantuvo la visión de una Organización Híbrida Centralizada con una marcada tendencia a la centralización; se deberán actualizar el catálogo de puestos tipo y de competencias para los puestos involucrados en la nueva dirección así como sus respectivos planes de capacitación y entrenamiento y los cursos para desarrollar las competencias críticas: 1. Liderazgo; 2. Servicio al cliente; 3. Gobernabilidad y Procesos; y 4. Análisis y riesgos de la industria y del mercado.
- De la misma manera se deberá adecuar el Modelo de Coordinación para que responda al nuevo esquema de la dirección, con mecanismos, espacios y reglas de operación en concordancia con las áreas usuarias para el reordenamiento de los siguientes espacios: Grupo de Gestión de Abastecimiento Estratégico, Grupo Estratégico PLUS, Sesión de Coordinación SSUM, Grupos de Trabajo de Datos Maestros, Grupo de Trabajo de Evaluación; se propuso el catálogo de servicios de suministros; se implementó el modelo de evaluación, que incluye reportes e indicadores clave de desempeño de la gestión del proceso y seguimiento de la

naciente DCPA y la implantación del Modelo de Negocio; de forma permanente se mantienen acciones de patrocinio, comunicación, difusión, capacitación y participación, como parte de la estrategia integral de gestión del cambio para favorecer la transformación del proceso y la habilitación de la DCPA.

Desarrollo de objetos de aprendizaje virtual.

- El 26 de octubre de 2012 se suspendió el contrato por que se consideró necesario abundar más en el contenido de cada temática propuesta, a fin de obtener objetos de aprendizaje que atiendan a la importancia de la práctica de negocio que atienden y al impacto nacional que se estima tendrán en el personal que disponga de ellos. Una vez que se concluyó la entrega de los materiales fuente en el formato comprometido y con la calidad requerida dado su impacto en la Organización, se reanudó el contrato a partir del 18 de noviembre de 2013, y por las eficiencias en el nivel de calidad de los materiales fuente, se concluyó el 19 de diciembre de 2013, habiéndose desarrollado objetos de aprendizaje virtual para los siguientes temas: abastecimiento estratégico; contratos preparatorios; contratos marco; contrataciones bajo la Ley de PEMEX; estructura y procedimientos de contratación; y métodos y mecanismos de evaluación. Estos materiales se integrarán en la oferta académica con la que se conformará una estrategia integral de gestión del talento que aplique para todo el personal de la DCPA.

CON-Suministros.

- Se homologan prácticas de negocio para propiciar una operación uniforme a nivel institucional, esto se hace a través de talleres institucionales con un equipo multidisciplinario e interorganismos, cuyos resultados se concretan en documentos con directrices institucionales, con enfoque en la aplicación del Régimen Especial de Contratación. Durante el segundo semestre de 2013 se acordaron términos de negocio para Acuerdos Referenciales, evaluación de nuevas tecnología y aplicación de la cláusula “compromiso contra la corrupción, de acuerdo al oficio DJ-SJ-102-2013”, y se definieron Directrices para Contratos Preparatorios, además de proponer Directrices para la elaboración de Estudios de Mercado.

Otros.

- Se impulsa el uso de la herramienta denominada Sistema de Comités en Línea (SICOLI) en los Organismos Subsidiarios y el Corporativo, para facilitar y agilizar las sesiones de comités y subcomités, habiendo logrado ya su homologación e implantación en el Corporativo.
- Se dio inicio al tema de Compras Verdes elaborando una definición de compra verde y se clasificaron las categorías de contrataciones por 80-20 sobre las cuales ya se dispone de un análisis general de impacto ambiental para un posterior Análisis de Ciclo de Vida y así poder determinar acciones concretas puntuales en las estrategias de contratación.

12.2 Contenido Nacional

- En 2013 se solicitaron mínimos de contenido nacional en 521 (98 %) de 532 licitaciones de obra pública.
- Se impartieron talleres de Contenido Nacional al personal de Petróleos Mexicanos involucrado en los procesos de contratación, supervisión y administración de los contratos, con el objetivo de difundir el uso y la correcta aplicación de los Anexos Grado de Integración Nacional (que son incluidos en las licitaciones de bienes, servicios, arrendamientos y obras públicas), así como la aplicación del proceso para calcular el porcentaje mínimo de contenido nacional que es factible solicitar en obra pública. Al cierre de 2013 se capacitaron un total de 1,117 personas.
- Se desarrolla una herramienta informática que permitirá medir y dar seguimiento al indicador de contenido nacional, mediante el registro de las declaraciones del Grado de Integración Nacional solicitadas a los proveedores y contratistas adjudicados.
- Se publicó la tercera edición (periodo 2013-2017) del pronóstico de la demanda quinquenal de bienes y servicios de Petróleos Mexicanos (<http://pronosticodemanda.pemex.com>), que comprende dos módulos:
 - El primero incluye el pronóstico de demanda de bienes y servicios para operación continua y mantenimiento, los cuales se adquirirían directamente a través de contratos de adquisiciones y de servicios. Este módulo incluye 110 subfamilias para servicios y más de 6,000 subfamilias para bienes.
 - El segundo incluye el pronóstico de demanda de bienes y servicios para proyectos de inversión, los cuales se adquirirían a través de terceros mediante contratos de obra pública. El módulo incorpora las siguientes instalaciones:
 - 111 Nuevas plantas industriales
 - 46 Modernizaciones de plantas industriales
 - 39 Plataformas marinas
 - 85 Ductos marinos
 - 48 Ductos terrestres
 - 8 Baterías de separación
 - 2 Sistemas de estabilización de aceite
 - 5 Obras sobre cubierta (PEP)
 - 16 Obras terrestres varias (PEP)
 - 48 Obras de integración
 - Actividades de Exploración
 - Actividad de Explotación
- Al cierre del año 2013 se tienen
 - 10,003 usuarios registrados
 - 20,476 accesos al sistema
 - 14,632 descargas de demandas consolidadas

- 62,316 consultas de la información detallada de un bien o servicio
- 29,694 descargas de la información detallada de un bien o servicio
- 1,077 Proveedores o Contratistas han respondido una encuesta acerca de la utilidad de la herramienta del pronóstico de demanda, con los siguientes resultados:
 - 85 % de los Proveedores\Contratistas consideran que la información les es útil para la elaboración de planes de inversión o ampliación de capacidad.
 - 81 % de los Proveedores\Contratistas consideran que la información les es útil para visualizar sociedades con otras empresas.
 - 97 % de los Proveedores\Contratistas volverían a consultar el pronóstico de demanda en su próxima actualización.

Desarrollo de Proveedores

Los principales avances en el desarrollo de proveedores para el 2013, son:

- Conclusión de 2 estudios correspondientes a los sectores industriales eléctrico y de válvulas manuales de proceso.
- Inicio de los trabajos para 3 nuevos estudios sectoriales: bombas, instrumentos de medición y tubería.
- Arranque de los trabajos de concertación con empresas nacionales fabricantes de válvulas y bienes eléctricos a fin de motivar su participación en proyectos específicos de desarrollo. Convocatorias del Fideicomiso para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales para la Industria Petrolera Estatal (FISO), publicadas.
- Conclusión de la etapa de diagnóstico e inicio de la implantación del proyecto de desarrollo de 100 PYMES nacionales de la cadena de suministro de una empresa prestadora de servicios, enfocada en mantenimiento y construcción.
- Conclusión de la etapa de diagnóstico de los proyectos de desarrollo específicos con 2 empresas grandes fabricantes de cabezales de pozos (equipo de perforación).
- Conclusión de la etapa de diagnóstico del proyecto de desarrollo con una empresa grande fabricante de interruptores eléctricos de media y alta tensión.
- En ejecución la etapa de Estudio para un Proyecto de Desarrollo Regional de la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción y la Subdirección de Producción de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, en coordinación con el Gobierno de Tabasco.
- Canalización de recursos de asistencia técnica a través del FISO por 11.5 MM\$ como apoyo a la ejecución de proyectos de desarrollo propuestos por PEMEX.
- Instrumentación del Programa Sectorial en coordinación con Nacional Financiera para financiamiento de proveedores de la industria petrolera que participan en proyecto de desarrollo. Eventos para difundir soluciones de financiamiento y créditos a proveedores y contratistas de PEMEX en las ciudades de Tampico, Tamaulipas; Villahermosa, Tabasco; y Boca del Río, Veracruz.

- Incremento de 250 MM\$ al patrimonio del FISO para apoyar el Programa de Desarrollo de Proveedores y Contratistas de PEMEX.
- Contratación de 19,279 MM\$ a MIPYMES. La meta anual fijada por el Gobierno Federal es de 17,000 MM\$ para 2013.
- Coordinación con SENER y SE, en mejoras a las Reglas de Operación del FISO para la gestión de los proyectos de desarrollo y de los recursos de apoyo correspondientes.
- Avance en el desarrollo de una solución informática que permitirá registrar y dar seguimiento a la ejecución de los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas. Dicha solución forma parte de la iniciativa institucional denominada PLUS (plataforma única de suministros).
- Concertación con áreas operativas de PEMEX y contratistas para instrumentar el desarrollo de proveedores y contratistas en el marco de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) de PEP.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Avance en la implantación del modelo de negocio único e integral de suministros (%)	⇒ 33	41	78	● -37.0	N.A.
Contenido Nacional (%) _{1/}	➔ 41.5	N.D.	38.1	1/	N.A.

1/ Se reporta de forma anual de acuerdo con el promedio de los últimos 3 años. El valor para 2013 (promedio 2011-2013) se reportará en el 1^{er} trimestre de 2014
 N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Se extendió el periodo de suspensión del contrato (Procesos y Tecnología).

Las actividades de depuración y estandarización de datos maestros de materiales, han requerido más tiempo del planeado para el análisis de los registros debido a la gran cantidad de inconsistencias identificadas por el proveedor en las bases de datos originales de PEMEX. Integración limitada de equipos de trabajo con personal comisionado de Organismos Subsidiarios y Corporativo, con las consecuentes implicaciones en el desarrollo de los proyectos. En el caso de servicios se requiere de perfiles expertos para la revisión de la estructura base propuesta y en el caso de proveedores, se requiere implementar una conexión de la solución transitoria a los sistemas actuales del Corporativo y Organismos Subsidiarios.

Medidas correctivas.

Para el contrato suspendido se ha implementado un plan alternativo con actividades factibles de desarrollar para dar continuidad a los programas establecidos y en paralelo, se está gestionando la reactivación del correspondiente a procesos y tecnología.

Con relación a la depuración y estandarización de datos maestros de bienes, se diseñó una estrategia para trabajar en paralelo con cada Organismo en la que de manera gradual, se analizarán, complementarán y sustituirán los registros de las categorías que ya tienen un proceso de homologación, depuración y estandarización, considerando también las lecciones aprendidas y la metodología desarrollada por personal de PEMEX. En el caso de datos maestros de proveedores se generó el diseño funcional para implementar la conexión durante el primer trimestre de 2014 y en el caso de datos maestros de servicios se complementará la estructura básica con todos los temas de Obra Pública tomando la mejor práctica de los Organismos.

Objetivo 13 Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante el desarrollo tecnológico

Estrategias (Modernización de la gestión)

13.1 Implantar el Programa Estratégico Tecnológico.

Principales avances

- Durante 2013 se desarrolló el proyecto “Estudio de Inteligencia Tecnológica y Desarrollo de Mapas de Ruta Tecnológica para las Áreas Tecnológicas Estratégicas de Transformación Industrial”, en colaboración con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con la finalidad de identificar las alternativas de solución para las necesidades tecnológicas de mayor prioridad para Transformación Industrial identificadas en el Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027 de PEMEX.
- Se realizaron diferentes dinámicas con personal operativo de PEMEX y con especialistas del IMP en campo, para documentar a detalle las necesidades tecnológicas prioritarias identificadas en el PET 2013-2027.
- Se realizaron talleres multidisciplinarios donde participo personal de las áreas de Planeación, Proyectos y Producción de cada uno de los Organismos Subsidiarios, además de especialistas del IMP quienes trabajaron de manera conjunta para integrar los mapas de ruta tecnológica para las áreas tecnológicas estratégicas de cada Organismo Subsidiario.
- A través de los trabajos realizados en dicho proyecto fue posible esbozar rutas tecnológicas que proveen de una guía respecto de las actividades y proyectos que deberán realizarse para atender las necesidades tecnológicas.

- Los resultados obtenidos fueron entregados a las áreas participantes y se trabaja en el planteamiento de su difusión más amplia en las áreas usuarias.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Implantación del Programa Estratégico Tecnológico (%)	N.A.	46	20	● 26.0	N.A.

N.A. No aplica

Objetivo 14 Procesos y proyectos

Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos

Estrategias (Modernización de la gestión)

14.1 Mejorar el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).

Principales avances

- Durante el ejercicio 2013 se continuó la capacitación a nivel institucional del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP).
- En atención al proceso de mejora continua del sistema, se concluyeron los trabajos de actualización del Sistema y se emitió la cuarta versión del Manual del SIDP. Dicha versión se encuentra actualmente autorizada y disponible en formato digital a través de la intranet.
- Como parte del proceso de implantación del SIDP, actualmente se cuenta con el Manual para desarrollar los proyectos de mantenimiento capitalizable (procesos, listados de entregables y anexos metodológicos), a través de la metodología utilizada en el SIDP, dicha propuesta se encuentra en proceso de evaluación por los grupos involucrados.
- Además se desarrollaron e incluyeron en la nueva versión, los elementos para incorporar a la metodología el desarrollo de los proyectos de seguridad, salud y protección ambiental a través del SIDP.
- Durante el ejercicio 2013, se desarrollaron proyectos cuyas etapas FEL se ejecutaron dentro del marco de desarrollo de la metodología establecida en el SIDP, respecto a la fase de diseño y acreditación (planeación):
 - PEMEX Refinación: 4 proyectos en FEL I, 2 proyectos en FEL II y 6 proyectos en FEL III;

- PEMEX Gas y Petroquímica Básica: 4 proyectos en FEL III;
- PEMEX Petroquímica: 6 proyectos en FEL I, 1 proyecto en FEL II y 1 proyecto en FEL III.
- En el periodo reportado, 1 proyecto de PGPB acreditó la etapa FEL III; en PR, 1 proyecto ha acreditado la etapa FEL I y 1 más ha acreditado la etapa FEL III. Siendo los siguientes:
 - Obras asociadas a Etileno XXI (sección criogénicas), PGPB;
 - Proyecto integral optimización de la reconfiguración de la Refinería Madero (etapa 1, válvulas deslizantes), PR;
 - Terminal de Almacenamiento y Reparto de Reynosa, PR.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Porcentaje de proyectos cubiertos por el SIDP (%)	➔ 26.8	36.3	54	● -17.7	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Existen desviaciones respecto a la meta 2013 dado que aquellos proyectos que se encuentran en desarrollo de las etapas FEL, y cuyos montos de inversión representan un gran porcentaje del monto total, han ajustado sus programas para realizar la acreditación de dichas etapas acreditaciones durante el ejercicio 2013.

Medidas correctivas.

Solicitar programas de ejecución detallados para las etapas FEL de forma que se muestren fechas realistas para evitar ajustes a los mismos.

**DIRECCIÓN CORPORATIVA DE ADMINISTRACIÓN / ORGANISMOS
SUBSIDIARIOS**
Objetivo 10
Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades
Estrategias (Responsabilidad Corporativa)

10.3 Fortalecer los mecanismos de vinculación y desarrollo social.

Principales avances

- Se distribuyó la versión preliminar de la Política Social a las diversas áreas de apoyo social de Petróleos Mexicanos y de los Organismos Subsidiarios para sus comentarios y observaciones, con el fin de mejorar el documento y tener la participación de las áreas competentes.
- Varias áreas remitieron sus comentarios y sugerencias, los cuales se evaluaron en el contexto del documento para obtener una versión final.
- Se integraron los comentarios y sugerencias de las áreas al documento de la Política Social, enmarcando las acciones de vinculación de la empresa con las comunidades petroleras, innovando la relación que se ha desarrollado con ellas.
- Actualmente la Política Social se encuentra en proceso de evaluación por parte de la Dirección General, previo al inicio del proceso normativo correspondiente.
- La implantación de la Política Social se prevé para 2014, donde la coordinación interna será primordial para alcanzar el mejoramiento en el bienestar de las comunidades petroleras.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Avance en la implantación de una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos (%)	⇒ 43	65	70	● -5.0	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Retrasos en la evaluación de la Política Social dada las modificaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, en el ámbito de la Gerencia de Desarrollo Social

(actualmente Gerencia de Responsabilidad y Desarrollo Social); y su impacto en los Estatutos Orgánicos de los Organismos Subsidiarios.

Medidas correctivas.

Con el nuevo modelo de gestión de la Gerencia de Responsabilidad y Desarrollo Social, retomar el proceso de evaluación de la Política.

Objetivo 11

Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral

Estrategias (Modernización de la gestión)

- 11.1 Desarrollar el capital humano.
- 11.2 Transformar la cultura organizacional.
- 11.3 Incrementar la productividad laboral.
- 11.4 Mejorar el proceso de Recursos Humanos y Relaciones Laborales.

Principales avances

Desarrollar el Capital Humano:

- El 25 de septiembre de 2013, se inauguró la Universidad PEMEX, iniciando sus labores con la “Escuela de Procesos de Mantenimiento” y el “Centro de Casos de Estudio”, continúan los trabajos para desarrollar la infraestructura académica y los contenidos de aprendizaje para las Escuelas de Comercialización, Técnica de Mantenimiento, Técnica de Operación de Plantas y la de Negocios.
- Por otro lado, para el desarrollo de personal de confianza, se desarrollaron los planes de carrera para 15 especialidades de la cadena de valor y se elaboraron 840 Planes Individuales de Desarrollo.
- Para el programa de Desarrollo de Ejecutivos 2013:
 - De los talleres de conocimiento del negocio, al mes de diciembre de 2013, se llevaron a cabo 21 de los 25 programados, con una asistencia de 295 participantes de 310 programados (95 %), los 4 restantes se cancelaron debido a las inclemencias del tiempo en la región.
 - Para el programa de Efectividad Gerencial se llevaron a cabo los 8 talleres programados para 2013, en los cuales participaron 174 asistentes de los 160 programados (109 %).
- Se identificaron las propuestas de reemplazos para 323 trabajadores de confianza de un total de 377 que se encuentran en condiciones de jubilación para el 2013, lo que representa un avance del 86 %.
- Para la atracción y formación de nuevos Talentos:
 - En PEP, en 2013 se registraron solicitudes de 894 candidatos, se evaluaron a 477 (259 Ing. Petroleros y 218 Ing. Geocientíficos), se seleccionaron 191

candidatos (114 Ing. Petroleros y 77 Ing. Geocientíficos), de los cuales se formaron 187 (Julio a Octubre de 2013). Inició la designación de profesionistas a los diferentes activos y proyectos del Organismo.

- Para PR, de 4,143 aspirantes se evaluaron a 1,149 de los cuales se seleccionaron a 450 (217 Ing. Químicos, 89 Ing. Mecánicos, 44 Ing. Industriales, 52 Electrónicos, 26 Eléctricos, 18 Civiles, 4 otras) y solamente 75 candidatos iniciaron su proceso de formación e inducción al SNR. Para el periodo septiembre-diciembre de 2013 se conformaron 5 grupos de acuerdo con las siguientes especialidades: 19 Ing. Químicos, 19 en fuerza y servicios auxiliares, 13 técnicos en instrumentación y control y 24 para proyectos de diversas especialidades, los cuales continuarán con su proceso de adiestramiento en sitio (perfeccionamiento operativo) durante el 2014.
- Para PGPB se desarrollaron 3 programas: especialidad de producción de gas, especialidad de mantenimiento en CPGs y especialidad de mantenimiento en ductos, para lo cual se reclutaron a 360 aspirantes, se evaluaron a 292 de los cuales se seleccionaron a 100 y solamente 94 se encuentran en su última etapa de formación y entrenamiento. Actualmente se realizan las acciones correspondientes para la contratación definitiva de los 60 que se requieren.

Transformar la Cultura Organizacional:

- Se llevó a cabo la fase de planeación y la revisión parcial de la evaluación del desempeño individual 2013 (SIADI), en la que se registraron 29,292 trabajadores de confianza de un total de 30,929, lo que representa una participación del 95 %.
- Asimismo, durante octubre-noviembre de 2013, se llevó a cabo la revisión final (2^{do} semestre del 2013), misma que se está procesando para obtener los resultados definitivos a finales del mes de febrero de 2014.
- Se aplicó la encuesta de clima y cultura organizacional de la Administración Pública Federal (APF) 2013, obteniendo una calificación de 81.2 puntos, superior en un punto a la obtenido en el 2012 (80.2).
- Se puso en operación el nuevo tabulador de mando en PEMEX, aprobado por el Consejo de Administración en el 2012.
- Concluyó el proceso de capacitación 2013 del nuevo código de conducta con el curso e-learning: filosofía institucional y código de conducta para personal de confianza, con una participación de 13,942 trabajadores de los cuales 8,429 se capacitaron en el periodo enero - diciembre de 2013, de un total de 26,740, lo que representa un 52 % de avance.

Incrementar la Productividad Laboral:

- Continúa el proceso de concertación con el STPRM para definir el destino de 2,731 plazas de personal sindicalizado que se encuentra sin materia de trabajo en diversos centros de trabajo, instalaciones y equipos fuera de operación, de las cuales a la fecha se han reacomodado 1,813 trabajadores que representa el 66 % de avance; de éstos, 448 corresponden al periodo enero - diciembre de 2013.
- Asimismo, en lo que se refiere al redimensionamiento de la plantilla sindical, hasta la fecha se han reubicado a 4,915 trabajadores, de los cuales 3,036 corresponden al periodo enero - diciembre de 2013.

- Concluyó satisfactoriamente la revisión del Contrato Colectivo de Trabajo 2013-2015.

Implantar el Nuevo Modelo de Operación de RH y RL:

- Continúa el proceso de desarrollo de la nueva estrategia de sistemas de recursos humanos.
- Se llevó a cabo la prueba piloto del Administrador de Proceso de Negocio (BPM) y se inició la implantación del proceso de cobertura de vacantes a nivel central, detectando que la operación en las aplicaciones es inestable y con fallas en su funcionamiento, principalmente por errores de programación de la herramienta, por lo que el inicio de las operaciones será hasta que la consultoría cubra todos los requisitos.
- Se procesaron los resultados de la encuesta de percepción de la calidad y transparencia de los servicios de RH y RL, obteniendo un resultado final de 77.6 %.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Costo de mano de obra de los procesos de soporte (%)	⇒ 16.2	15.1 _{1/}	16.0	● -0.9	N.A.
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%)	➔ 51.6	2/	42.0		N.A.

1/ Monto de la Mano de Obra de los procesos de soporte, al periodo 26 2013. La meta del 16% se alcanzó de manera anticipada en febrero de 2013.

2/ Los resultados a diciembre de 2013 se encuentran en proceso de cierre y se estima reportarlos a principios de marzo 2014. La meta del 42 % se logró de manera anticipada en el 2011.

N.A. No aplica

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO / ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**Objetivo 14****Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos****Estrategias (Modernización de la gestión)****14.2 Mejorar el Sistema de Gestión por Procesos (SGP).****Principales avances**

Con la finalidad de fortalecer la eficiencia del SGP, se ha considerado como eje central de la estrategia el logro de resultados tangibles en la implementación de soluciones homologadas para la mejora de los procesos de negocio. Esto con un enfoque de ciclos de implementación y mejora continua basados en la capacidad de ejecución de proyectos.

Dentro de este contexto, en el 1^{er} semestre se canalizaron los esfuerzos a la consolidación de 4 iniciativas para el periodo 2013-2014. Sin embargo, debido a que la Reforma Energética y la reorganización de PEMEX tendrán un impacto directo en el alcance de estas iniciativas, se suspendieron las correspondientes a Finanzas, SIRHN y Suministros, por lo que, se realiza una evaluación de las mismas.

Es necesario que se identifiquen las modificaciones al marco jurídico que regularán las modalidades de contratación, así como las implicaciones que tendrá el que PEMEX deje de ser un Organismo Público Descentralizado y se convierta en una Empresa Productiva del Estado que, como se dispone en los transitorios de la reforma, deberá contar con un régimen especial en materia de adquisiciones, arrendamientos, servicios y obra pública para competir en forma eficaz. Esto requerirá de una organización, administración y estructura corporativa acordes con las mejores prácticas internacionales.

- Finanzas: durante el periodo de suspensión del contrato se acordó atender compromisos regulatorios y de mejora del proceso con la Dirección Corporativa de Finanzas. Se conforma un programa de trabajo para ser ejecutado por personal de PEMEX (sin servicios de consultoría) y de manera paralela, determinarse el impacto de la Reforma Energética y Hacendaria en los diseños actuales.
- Suministros: durante los periodos de suspensión del contrato se realizaron actividades del proyecto por parte de PEMEX, así como tareas para atender los temas que originaron la suspensión del contrato y asuntos pendientes entre las diferentes iniciativas del SGP.
- SIRHN - Empleo Consecutivo: sin avances en 2013.

- Iniciativa SSPA-ASP: avance real del 60 % en la Fase III (Realización), de un avance global planeado del 61 % contra un avance real obtenido de 58 %.

Indicador	2012	2013			Referencia
		Real	Meta	Variación (%)	
Avance en la implementación de las iniciativas del SGP (%)	⇒ 28.9	48.6	100	● -51.4	N.A.

N.A. No aplica

Causas e implicaciones

Causas de desviación.

Finanzas: se suspendió la ejecución de servicios del contrato con Accenture, S.C. y Mancera S.C., a partir del 20 de agosto del 2013. Esto derivado de la iniciativa de Reforma Energética que se dio a conocer el 12 de agosto del 2013 por el Presidente de la República. Esta reforma implica una reestructuración de PEMEX y de su régimen fiscal, que tendrá impactos directos en el SGP e iniciativa de Finanzas, con su correspondiente impacto en los alcances del contrato.

Suministros: el contrato con la empresa Galaz, Yamazaky, Ruíz Urquiza S.C., relacionado con esta iniciativa, está suspendido desde el 9 de noviembre de 2012. Inicialmente por un periodo de 90 días, posteriormente ha habido cinco ampliaciones por 90, 63, 28, 36 días y 6 meses, esta última realizada el pasado 9 de septiembre de 2013. Lo anterior debido a que persisten las causas que la originaron, a la vinculación con el proceso financiero que será sistematizado en la iniciativa de Finanzas y a los impactos que la Reforma Energética tendrá en la implementación de la solución de negocio para el subproceso de suministros.

SIRHN: el proyecto se encuentra suspendido y analizando alternativas para la terminación anticipada del contrato establecido con la empresa Galaz, Yamazaky, Ruíz Urquiza S.C. (GALAZ), que tiene por objeto la “Realización, Preparación, Puesta en Operación y Gestión del Cambio de la Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”. Esto debido al inminente cambio organizacional de PEMEX.

Medidas correctivas.

Finanzas: se alcanzó un acuerdo en febrero de 2013 como resultado de la conciliación contractual ante el Órgano Interno de Control de Petróleos Mexicanos. Con ello, se reiniciaron actividades en marzo de 2013 y se iniciaron las gestiones para reactivar las demás iniciativas en ejecución.

Considerando la suspensión de los contratos de Finanzas, Suministros y SIRHN, se analizó la capacidad real de ejecución para el desarrollo de las iniciativas, permitiendo un replanteamiento de la estrategia de implementación en ese primer semestre de 2013.

Así mismo se fortaleció la gestión y coordinación en la iniciativa de Finanzas con la designación de un nuevo Director de Proyecto, quien cuenta con las funciones que permiten la coordinación integral en el desarrollo e implementación de la iniciativa, así como la alineación de la solución con las otras iniciativas.

Posterior a la suspensión del contrato de Finanzas a partir del 20 de agosto del 2013, personal de PEMEX está identificando los posibles compromisos que pudieran surgir con motivo de la Reforma Energética y Hacendaria con el fin de elaborar una propuesta. Esto conforme a su obligatoriedad e importancia alineadas a la iniciativa de Finanzas.

Suministros: se han venido atendiendo las causas que originaron la suspensión. También se han realizado análisis parciales de los impactos que la Reforma Energética y la reestructuración que PEMEX tendrá en la implementación de la solución de negocio.

Para Finanzas y Suministros, se han realizado análisis parciales de los impactos que la Reforma Energética y la reestructuración de PEMEX tendrán en la implementación de la solución de negocio.

SIRHN: se ha realizado un análisis de los posibles impactos derivados del inminente cambio organizacional de PEMEX y como ésta, afectará a la solución implementada y actualmente en funcionamiento.

RESUMEN DE INDICADORES

Objetivo / Indicador	Resp.	2012		2013		Referencia	
			Real	Real	Meta		Variación (%) _{1/}
Objetivo 1. Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación							
Incorporación de reservas 3P (MMMbpce) _{2/}	PEP		1.731	N.D.	1.617	---	N.A.
Tasa de restitución de reservas probadas (%) _{2/}	PEP		104.3	N.D.	≥100	---	134 _{3/}
Objetivo 2. Incrementar la producción de hidrocarburos							
Producción de crudo (Mbd)	PEP		2,548	2,522	2,593	-2.7	N.A.
Producción de gas natural (MMpcd) _{4/}	PEP		5,676	5,679	5,670	0.2	N.A.
Objetivo 3. Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción							
Aprovechamiento de gas natural (%) _{4/}	PEP		98.0	98.1	98.3	-0.2	N.A.
Costo de producción (US\$/bpce) _{i/}	PEP		6.84	7.87	≤7.45	5.6	11.23 _{5/}
Costo de descubrimiento y desarrollo (US\$/bpce) _{2/ i/}	PEP		13.77	N.D.	≤17.4	---	N.D.
Objetivo 4. Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación							
Rendimiento de gasolinas y destilados (%)	PR		64.4	65.3	68.0	-2.7	72.7 _{6/}
Índice de intensidad energética, PR (índice) _{i/}	PR		136.2	135.3	123.0	10.0	94.5 _{6/}
Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%) _{i/}	PGPB		5.25	4.70	<5.40	-0.7	<6.0
Índice de consumo de energía (GJ/ton) _{7/ i/}	PPQ		15.22	7.94	12.92	---	N.A.
Objetivo 5. Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico							
Producción incremental de gasolinas y destilados intermedios (Mbd) _{8/}	PR		38.9 _{9/}	8.1 _{10/}	0	---	N.A.
Capacidad incremental criogénica instalada en CPGs (MMpcd) _{11/}	PGPB		200	0	0	---	N.A.

Objetivo / Indicador	Resp.	2012		2013		Referencia
		Real	Real	Meta	Variación (%) ^{1/}	
Objetivo 6. Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria						
Capacidad de producción incremental de petroquímicos (Mta)	PPQ	⇒ 0	480	480 _{12/}	● 0	N.A.
Objetivo 7. Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos						
Capacidad adicional de transporte de petrolíferos (Mbd)	PR	➔ 50 _{13/}	6 _{14/}	19	● -68.4	N.A.
Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural (Mm ³)	PGPB	⇒ 0	0	0	---	N.A.
Capacidad de compresión incremental en la infraestructura de transporte de gas natural (Mhp)	PGPB	⇒ 0	0	0	---	N.A.
Almacenamiento adicional gas LP (Mb)	PGPB	⇒ 0	0	0	---	N.A.
Capacidad adicional de almacenamiento de azufre (Mt)	PGPB	⇒ 0	0	180	● -100	N.A.
Capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado (Mbd)	PEP	➔ 450	610	1,100	● -44.5	N.A.
Objetivo 8. Fortalecer la orientación a los clientes						
Índice de satisfacción en PR (%)	PR	➔ 78.0	77.0	79.0	● -2.0	N.A.
Índice de satisfacción de clientes de gas natural (%)	PGPB	➔ 77.0	85.0 _{15/}	82.6	● 2.4	N.A.
Índice de satisfacción de clientes de gas LP (%)	PGPB	➔ 85.0	88.0	86.0	● 2.0	N.A.
Cumplimiento en entregas (%) _{16/}	PPQ	➔ 99.1	98.8	99.7	● -0.9	N.A.
Objetivo 9. Garantizar la operación segura y confiable						
Índice de frecuencia de accidentes (índice) _{i/}	OS/DCO	➔ 0.61	0.57 _{17/}	0.42 _{18/}	● 35.7	0.42 _{19/}
PEP - Índice de paros no programados (%) _{20/ i/}	PEP/DCO	➔ 1.1	0.8	1.0	● -0.2	1.0
PR / SP - Índice de paros no programados (%) _{21/22/ i/}	PR/DCO	➔ 7.9	6.1	4.0	● 2.1	1.0
PGPB / SP - Índice de paros no programados (%) _{21/ i/}	PGPB/DCO	➔ 1.5	0.7	1.0	● -0.3	1.0
PPQ / SO - Índice de paros no programados (%) _{21/ i/}	PPQ/DCO	➔ 1.4	1.7	1.0	● 0.7	1.0
Índice de fugas en ductos de transporte (fugas por cada mil kilómetros al año) por causas de integridad _{i/}	OS/DCO	➔ 0.15	1.03	<1.0	● 3.0	N.A.

Objetivo 10. Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades

Reducción de emisiones de CO ₂ vs. año base 2008(MMt)	OS/DCO	➔	15.1	14.2	14.7 _{23/}	● -3.4	N.A.
Evaluación <i>Sustainable Asset Management-SAM</i> (puntaje)	OS/DCO	➔	61	63	57	● 10.5	53 _{24/} 85 _{25/}
Avance en la implantación de una Política de Desarrollo Social y Comunitaria de Petróleos Mexicanos (%)	OS/DCA	➔	43	65	70	● -5.0	N.A.

Objetivo / Indicador	Resp.		2012	2013		Variación (%) ^{1/}	Referencia
			Real	Real	Meta		
Objetivo 11. Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral							
Costo de mano de obra de los procesos de soporte (%) ^{i/}	OS/DCA	➔	16.2	15.1 _{26/}	16.0	● -0.9	N.A.
Porcentaje de personal con nivel de desempeño mayor al promedio (%)	OS/DCA	➔	51.6	N.D. _{27/}	42.0	---	N.A.
Objetivo 12. Incrementar la generación de valor y la eficiencia del proceso de suministros y fortalecer la proveeduría nacional							
Avance en la implantación del modelo de negocio único e integral de suministros (%)	OS/DCO	➔	33	41	78	● -37.0	N.A.
Contenido nacional (%) _{28/}	OS/DCO	➔	41.5	N.D.	38.1	---	N.A.
Objetivo 13. Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante el desarrollo tecnológico							
Implantación del Programa Estratégico Tecnológico (%)	OS/DCO		N.A.	46	20	● 26.0	N.A.
Objetivo 14. Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos							
Porcentaje de proyectos cubiertos por el SIDP (%)	OS/DCO	➔	26.8	36.3	54	● -17.7	N.A.
Avance en la implementación de las iniciativas del SGP (%)	OS/DCTIPN		28.9	48.6	100	● -51.4	N.A.
Objetivo 15. Maximizar el valor de las oportunidades internacionales							
Definición del marco estratégico (%)	PEP		N.A.	52	50	● 2.0	N.A.
Diseño de los mecanismos financieros (%)	DCF		N.A.	N.D.	50	---	N.A.
Implementación de los mecanismos financieros (%)	DCF		N.A.	N.D.	0	---	N.A.

- 1/ El cálculo de la variación para los indicadores cuya unidad de medida es porcentaje, se determina como la variación absoluta entre el valor real y la meta. Para los indicadores cuya unidad de medida no es porcentaje, la variación se determina como $[(\text{Valor real}-\text{meta})/\text{meta}]$. Asimismo, el sentido de la variación depende del tipo de indicador del que se trate, indicador positivo o inverso.
 - 2/ Reportado anualmente.
 - 3/ Promedio de las principales compañías, 2011: Exxon, BP, Shell, Conoco, ENI, Chevron, Total, Statoil, Petrobras.
 - 4/ No incluye nitrógeno.
 - 5/ El benchmark internacional corresponde al promedio registrado en 2012 por nueve de las principales empresas petroleras: British Petroleum, Chevron/Texaco, Exxon/Mobil, Royal Dutch Shell, ConnocoPhillips, Total, S.A., ENI, Statoil y Petrobras.
 - 6/ Informe Solomon 2010. Costa Norteamericana del Golfo de México.
 - 7/ En agosto de 2012, PEMEX Petroquímica, la CONUEE, la SENER y la DCO a efecto de homologar la metodología del cálculo del indicador de consumo de energía, acordaron que se modificaran los criterios de dicho cálculo a partir del año 2013. Por lo anterior, los valores de seguimiento de 2013 no son comparables con la meta 2013 y el ejercicio 2012.
 - 8/ La producción incremental de gasolina y destilados, derivada de las reconfiguraciones (Salamanca y Salina Cruz) o nueva infraestructura será posterior a 2017.
 - 9/ El valor está vinculado con la operación de la reconfiguración de Minatitlán, la cual se logró durante el año 2012 y no en 2011 como se tenía programado.
 - 10/ El volumen corresponde a Minatitlán.
 - 11/ La meta de este indicador es 34 MMpcd hasta el 2016.
 - 12/ Planta de Amoniaco V. Se tendrá producción en 2017 derivado de la 2^{da} etapa óxido de etileno en CP Morelos.
 - 13/ Considera la segunda etapa del sistema Tuxpan - México cuyo inicio de operaciones se reprogramó para 2012.
 - 14/ Incremento observado en el ducto Rosarito-Mexicali.
 - 15/ Resultados de la encuesta de satisfacción de PEMEX Gas y Petroquímica Básica 2013.
 - 16/ Producto en especificación / producto entregado.
 - 17/ No se contabilizó el evento ocurrido en el CAP el 31 de enero del 2013, debido a la causa raíz y criterios del COMERI-221.
 - 18/ Meta presentada al Consejo de Administración para 2013.
 - 19/ The International Association of Oil & Gas producers (OGP).
 - 20/ IPNP por pérdida de función en instalaciones críticas, considera 42 instalaciones: SPRMNE (23), SPRMSO (6), SDC (10), SPRS (2), SPRN (1). (compresión alta, booster, turbogeneradores y turbo bombas).
 - 21/ Incluye IPNP por causas internas (propias): fallas de equipo y retrasos en reparaciones (incluye fallas de servicios principales en los centros que son autosuficientes).
 - 22/IPNP en PR-SP: considera el ajuste por integración de secciones de una misma planta como una sola unidad de proceso, enero 2014.
 - 23/ La meta que se estableció en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 fue de 9.94 MMT.
 - 24/ Evaluación 2013 del promedio del sector.
 - 25/ Evaluación 2013 del líder del sector.
 - 26/ Monto de la Mano de Obra de los procesos de soporte, al periodo 26 2013. La meta del 16% se alcanzó de manera anticipada en febrero de 2013.
 - 27/ Los resultados a diciembre de 2013 se encuentran en proceso de cierre y se estima reportarlos a principios de marzo 2014. La meta del 42 % se logró de manera anticipada en el 2011.
 - 28/ Se reporta de forma anual de acuerdo con el promedio de los últimos 3 años. El valor para 2013 (promedio 2011-2013) se reportará en el 1^{er} trimestre de 2014.
- i/ Indicador inverso, una reducción del mismo implica una señal positiva.
N.A. No aplica
N.D. No disponible

3. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y METAS ESPECÍFICAS

En mayo de 2013 se publicó el Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018 (PND), el cual contiene los objetivos, estrategias, indicadores y metas que regirán la actuación del Gobierno Federal durante la presente administración, y que son base de los programas sectoriales, especiales, institucionales, regionales, y del proceso presupuestal que llevan a cabo las dependencias y las entidades paraestatales.

La vinculación de Petróleos Mexicanos con lo establecido en el PND se focalizan en la Meta Nacional IV México Próspero, que tiene por objeto, entre otros, promover el crecimiento sostenido de la productividad en un clima de estabilidad económica, así como el uso eficiente de los recursos productivos, fortalecer el ambiente de negocios, y establecer políticas sectoriales para impulsar el desarrollo; y en particular con el Objetivo 4.6 Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva y la Estrategia 4.6.1 Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.

Alineado con el PND, el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), que se publicó en diciembre de 2013, establece seis objetivos, con sus respectivas estrategias y líneas de acción definidas.

- Objetivo 1: Optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.
- Objetivo 2: Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional.
- Objetivo 3: Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.
- Objetivo 4: Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.
- Objetivo 5: Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.
- Objetivo 6: Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.

Para su seguimiento el PND establece una serie de indicadores, de los cuales siete corresponden a Petróleos Mexicanos (dos para Petróleos Mexicanos en su conjunto, dos para Pemex-Exploración y Producción, dos para Pemex-Refinación y uno para Pemex-Gas y Petroquímica Básica), asociados a los objetivos sectoriales 1, 3, 5 y 6, de acuerdo a cada tema. La vinculación de los objetivos, indicadores y metas se presenta a continuación:

OBJETIVO 1: OPTIMIZAR LA CAPACIDAD PRODUCTIVA Y DE TRANSFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS, ASEGURANDO PROCESOS EFICIENTES Y COMPETITIVOS

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PETRÓLEO CRUDO	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
Volumen total de hidrocarburos en fase líquida obtenida de los pozos productores de los campos petroleros de Pemex-Exploración y Producción (excluye volúmenes de condensados y líquidos del gas natural). Se mide en miles de barriles por día.	
LÍNEA BASE 2013: 2,451	META 2018: 2,680

Nota: En el escenario no se considera la Reforma Energética. Escenario 1: Plan de Negocios Petróleos Mexicanos. Versión Pública. Se mantiene producción de petróleo promedio 2014-2018.

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS - PRODUCCIÓN DE GAS	PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
Volumen total de hidrocarburos en fase gaseosa obtenida en los pozos productores de los campos petroleros de Pemex-Exploración y Producción (excluye nitrógeno). Se mide en millones de pies cúbicos por día.	
LÍNEA BASE 2013: 5,666	META 2018: 5,421

Nota: En el escenario no se considera la Reforma Energética. Escenario 1: Plan de Negocios Petróleos Mexicanos. Versión Pública. Se mantiene producción de petróleo promedio 2014-2018.

RENDIMIENTO DE GASOLINAS Y DESTILADOS %	PEMEX-REFINACIÓN
Volumen total de producción de petrolíferos (gasolinas del crudo, kerosinas, diesel) sobre el volumen total de crudo procesado. Se mide en puntos porcentuales.	
LÍNEA BASE 2013: 65.7	META 2018: 73.2

OBJETIVO 3: DESARROLLAR LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE QUE PERMITA FORTALECER LA SEGURIDAD DE PROVISIÓN DE ENERGÉTICOS, CONTRIBUYENDO AL CRECIMIENTO ECONÓMICO

CAPACIDAD ADICIONAL DE TRANSPORTE DE PETROLÍFEROS POR DUCTO	PEMEX-REFINACIÓN
Medida de la eficiencia en el incremento en capacidad de transporte de petrolíferos por ducto. Se mide en miles de barriles por día.	
LÍNEA BASE 2013: 19	META 2018: 547

VOLUMEN FÍSICO INCREMENTAL DE DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
Se refiere al incremento en el volumen físico instalado de ductos de gas natural asociado al Sistema Nacional de Gasoductos que será desarrollada por Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Se mide en miles de metros cúbicos.	
LÍNEA BASE 2013: 0	META 2018: 785

OBJETIVO 5. AMPLIAR LA UTILIZACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA LIMPIAS Y RENOVABLES, PROMOVRIENDO LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LA RESPONSABILIDAD SOCIAL Y AMBIENTAL

DESPLAZAMIENTO DEL USO DE AGUA CRUDA EN PEMEX	
Volumen de agua tratada y de reúso utilizado en Petróleos Mexicanos (millones de metros cúbicos).	
LÍNEA BASE 2013: 36.03*	META 2018: 62

* Estimado al cierre de 2013 de acuerdo al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.

OBJETIVO 6. FORTALECER LA SEGURIDAD OPERATIVA, ACTIVIDADES DE APOYO, CONOCIMIENTO, CAPACITACIÓN, FINANCIAMIENTO Y PROVEEDURÍA EN LAS DISTINTAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS NACIONALES**CONTENIDO NACIONAL EN PEMEX (CN)**

Medición de la participación nacional de bienes, mano de obra, partes de repuesto, entre otros, en las contrataciones de PEMEX

LÍNEA BASE 2013: 41.5%**META 2018: 43.1%**

Fuente: Programa Sectorial de Energía 2013-2018

Por otra parte, Petróleos Mexicanos requiere un equilibrio entre los distintos roles con que participa en la economía nacional. Por un lado, su participación mayoritaria en los mercados energéticos y petroquímicos nacionales, la condicionan a un alto nivel de regulación. Al mismo tiempo, requiere alcanzar la sustentabilidad de largo plazo, a través del desarrollo de programas para incrementar su eficiencia en todos los ámbitos de la empresa; crecer y crear valor económico, con la búsqueda de proteger las comunidades y el medio ambiente y el desarrollo de las capacidades técnicas, administrativas y tecnológicas internas y de sus proveedores.

Con este motivo, en julio de 2012 fue aprobado por el Consejo de Administración el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios 2013-2017, a fin de contar con un instrumento para aplicar las estrategias y líneas de acción enmarcadas en el PND, PROSENER, Estrategia Nacional de Energía, así como la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Con el fin de apoyar la investigación científica y tecnológica en materia de energía, la Ley Federal de Derechos requiere el pago por parte de Petróleos Mexicanos del Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía. En 2013 se enteraron 8,416.2 millones de pesos con el siguiente desglose: 63% al Fondo Sectorial CONACYT-Secretaría de Energía-Hidrocarburos, 2% al fondo anterior para la formación de recursos humanos, 15% al Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo y 20% al Fondo CONACYT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética.

- Con este fin, conforme a los artículos 254 Bis y 258 de la Ley Federal de Derechos, se grava el valor del petróleo crudo y del gas natural extraídos en el año. En 2013 la tasa fue 0.65%.

En el transcurso de 2013 se suscribieron 12 convenios internacionales de colaboración no comercial entre Petróleos Mexicanos, Pemex-Exploración y Producción y diversas compañías petroleras, lográndose experiencia y conocimiento de metodologías a nivel internacional para optimizar resultados, así como el mejoramiento de las prácticas en materia de exploración y producción de hidrocarburos.

4. ENTORNO INTERNACIONAL 2013

MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL

En 2013, los precios de referencia de los crudos marcadores presentaron variaciones ocasionadas principalmente por problemas de inestabilidad en Medio Oriente y norte de África, así como acumulación de inventarios de crudo en EU, que se reflejaron en una tendencia descendente respecto al año anterior. El West Texas Intermediate (WTI) promedió 97.99 dólares por barril, 4.1% superior a 2012, en tanto que el Brent del Mar del Norte promedió 108.66 dólares por barril, 2.7% inferior al año previo. Los precios mínimos mensuales se registraron en abril, cuando los precios del WTI alcanzaron un promedio de 91.97 dólares por barril y 101.92 dólares por barril para el Brent del Mar del Norte. Durante el segundo semestre del año, los precios en promedio de los crudos marcadores exhibieron una recuperación cuando el WTI llegó a 101.72 dólares por barril y el Brent a 109.77 dólares por barril.

En el caso del WTI, su precio se mantuvo desde el segundo semestre de 2011 por abajo del correspondiente a la mezcla mexicana de exportación hasta el mismo periodo de 2013, lo cual se debió a que se registraron volúmenes históricamente altos en la zona de determinación del precio, por problemas en el desalojo del mismo. Esta tendencia se revirtió en la segunda mitad de 2013, con la noticia de la terminación de un oleoducto que enviará crudo desde el centro de distribución de Cushing, Oklahoma, a la costa estadounidense del Golfo de México y la consiguiente reducción de inventarios de crudo.

PRECIO DEL CRUDO MEXICANO DE EXPORTACIÓN Y PRECIOS DE REFERENCIA
(dólares por barril)



El precio de la mezcla mexicana siguió una tendencia similar a la de los crudos marcadores y promedió en el año 98.46 dólares por barril, 3.4% menos al precio alcanzado en 2012. Por tipo de crudo, el Olmeca registró 107.92 dólares por barril, 1.3% menos que el año previo, el Istmo 104.76 dólares por barril y el Maya 96.91 dólares por barril, lo que significó una disminución de 2.3% en el Istmo y de 3.1% en el Maya, respecto a 2012.

Entre los factores que contribuyeron al alza en el precio de los crudos marcadores destacaron: la falta de acuerdos entre países occidentales e Irán por su programa nuclear; los datos alentadores por el incremento en la producción industrial de EU; los conflictos geopolíticos en Medio Oriente y África del Norte que afectaron el suministro de petróleo en la región. Los principales elementos a la baja fueron: la expectativa de reducción en la demanda de EU por el incremento en sus inventarios de crudo; el limitado crecimiento de la actividad industrial en China, que provocó una menor demanda del segundo mayor consumidor mundial de crudo; y la expectativa entre los operadores del mercado petrolero de un menor consumo en las refinerías estadounidenses por mantenimientos estacionales.

PRECIO DEL CRUDO MEXICANO DE EXPORTACIÓN
(dólares por barril)

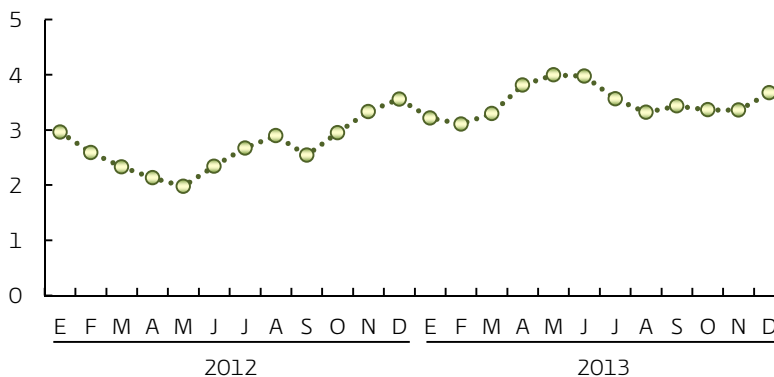


Fuente: Base de Datos Institucional.

PRECIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL

El precio del gas natural en México se establece como el costo de oportunidad de vender el gas mexicano en la frontera con Texas, lugar en donde existe la posibilidad de flujo tanto de importación como de exportación. Por ello, la canasta de Reynosa se forma con base en los precios de referencia del sur de Texas en EU.

PRECIO DE REFERENCIA DEL GAS NATURAL
(dólares por millón de Btu)



Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2013, el precio promedio de referencia internacional del gas natural se ubicó en 3.51 dólares por millón de *British Thermal Unit* (Btu), que representó una disminución de 0.82 dólares por millón de Btu, equivalente a 30.5% por encima del promedio del año anterior.

Los factores que más influyeron en el comportamiento de los precios en el mercado estadounidense fueron:

- La producción de EU fue 66.9 miles de millones de pies cúbicos diarios, 1.9% superior al promedio de 2012, lo que representó por tercer año consecutivo el nivel más alto en su historia y se explicó por la producción de fuentes no convencionales (*Shale Gas*), que representaron el 14.3% del total de la producción, al pasar de un promedio de 29.3 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2012 a 33.4 miles de millones de pies cúbicos diarios en 2013.
- La demanda de gas natural en EU durante 2013 registró un promedio de 72.8 miles de millones de pies cúbicos diarios, 3.2% más respecto al año anterior, debido al crecimiento de la demanda del sector residencial y comercial, que se ubicó en 22.6 miles de millones de pies cúbicos diarios, superior en 16.9% respecto de 2012. Este incremento se explicó porque en febrero, marzo y diciembre de 2013 se tuvieron temperaturas por debajo de lo normal, lo que incidió en un elevado consumo de gas natural para calefacción.
- Con la expansión de la actividad económica de EU, la demanda del sector industrial fue 20.4 miles de millones de pies cúbicos diarios, que representó un aumento de 3.2% respecto a 2012.
- En contraparte, la demanda del sector eléctrico fue 22.4 miles de millones de pies cúbicos diarios, con una disminución de 9.8% respecto al año anterior. Esta reducción se explicó por los mayores precios del gas natural, consecuencia de temperaturas menores a las de 2012, así como por un nivel de interrupciones en las operaciones de plantas de generación de nucleoelectricas, con lo que se redujo la necesidad de cubrir los faltantes con generación a través de gas natural.
- El nivel de almacenamiento, se ubicó en 2,974 miles de millones de pies cúbicos, volumen por debajo del promedio histórico de los últimos cinco años y de 2012. En este comportamiento influyó el crecimiento en el consumo del sector residencial y comercial que se reflejaron en mayores volúmenes de extracción de gas natural de los almacenes.
- Las importaciones de EU fueron 6.02 miles de millones de pies cúbicos diarios, que significó una disminución de 3% respecto a 2012. Las importaciones procedentes de Canadá fueron 5.7 miles de millones de pies cúbicos diarios y el resto de gas natural licuado.

5. PRINCIPALES RESULTADOS DE LA GESTIÓN CORPORATIVA

5.1 AVANCES EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

En cumplimiento al Artículo Décimo Tercero Transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentan los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional durante 2013.

El indicador de contenido nacional estimado mostró un incremento de un punto porcentual, al pasar de 40.5% en 2009-2011 a 41.5% en el periodo 2010-2012.

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios incluyen en sus contrataciones de obra pública requisitos de contenido nacional, respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio. De 532 licitaciones, en 97.9% se solicitaron mínimos de contenido nacional, lo cual representa un incremento de 10.7 puntos porcentuales con respecto a lo observado en 2012. Asimismo, los organismos subsidiarios trabajan en estrategias de contratación a largo plazo que den certidumbre e incentiven la participación de proveedores nacionales. Como una tercera vía para incrementar el contenido nacional se apoya el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales, con énfasis en las pequeñas y medianas empresas (PYMES).

El financiamiento otorgado a través del fideicomiso para apoyar a proveedores y contratistas nacionales (FISO) fue de 2,002 millones de pesos. Por lo que respecta a los recursos de asistencia técnica, la mayoría se canalizaron a trabajos de implantación de acciones de mejora de los Proyectos de Desarrollo de Proveedores y Contratistas. En 2013, se otorgaron apoyos por 3.3 millones de pesos.

Adicionalmente, durante 2013 Petróleos Mexicanos contrató 19,279 millones de pesos a PYMES, monto 13% superior a la meta anual fijada por el Gobierno Federal.

En el Anexo 5 se presenta la información detallada relativa a los Avances en la Estrategia de Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional.

5.2 TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO

REESTRUCTURA DE LA DCTIPN

Durante 2013, la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio (DCTIPN) estableció como ejes rectores de su gestión el fortalecimiento de su equipo de trabajo, el establecimiento de alianzas de colaboración, la priorización realista de requerimientos y reenfocar el esfuerzo de la gestión por procesos de Petróleos Mexicanos.

Asimismo se abordaron retos tecnológicos relevantes, que permitieron sentar las bases para proporcionar servicios estables, modernizar infraestructura, mantener una continuidad operativa y fortalecer la seguridad de la información residente en tecnologías de la información.

Las acciones de mayor relevancia respecto a lo reportado en 2012 son las siguientes:

REESTRUCTURA DE LA DIRECCIÓN CORPORATIVA DE TECNOLOGÍA DE INFORMACIÓN Y PROCESOS DE NEGOCIO (DCTIPN)

Concluyó la aplicación de la estructura para personal de confianza: se llevaron a cabo procesos de estabilización a partir de la apertura de 23 centros de trabajo para regularizar residencias laborales y se ajustó la estructura ocupacional. Estas acciones permitieron mejorar el desempeño y la prestación de los servicios de tecnología de información con mayor oportunidad, calidad y efectividad.

Se desarrollaron acciones encaminadas a la redefinición del equipo directivo, se realizaron evaluaciones al estrato gerencial y fueron reasignados recursos humanos de acuerdo a su perfil y competencias.

La distribución de plazas para el personal sindicalizado se continúa trabajando estrechamente con la Dirección Corporativa de Administración para la elaboración de convenios administrativos sindicales que permitan regularizar la estructura ocupacional.

SOPORTE A LA CADENA DE VALOR

Con la autorización del Cuerpo de Gobierno de *Downstream* a las Directrices para la Reconciliación de Balance en Materia de Petrolíferos y Petroquímicos, se inició la homologación de la herramienta informática que lo soporta y se gestionó el presupuesto para su implementación en las refinerías de Cadereyta, Madero y Tula. Esta iniciativa reducirá las pérdidas 0.5% en la contabilidad del proceso de crudo, cifra que representa un ahorro estimado de 11.1 millones de dólares durante el primer año. Asimismo, se optimiza el uso de los instrumentos y equipos industriales en refinerías, que permite una reducción en costos de mantenimiento.

En lo relativo a la integración de datos de variables operativas de tiempo real, generados a partir de los sistemas de control y monitoreo en plantas de proceso de los centros industriales de transformación, se incorporó el Complejo Petroquímico Cangrejera y con ello, fueron integrados los 19 centros de transformación y producción de los organismos: Pemex-Petroquímica, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Estas acciones han contribuido a la mejora en el flujo de datos y en la toma de decisiones operativas.

Asimismo iniciaron las tareas de integración de datos operativos al sistema en tiempo real en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, considerando datos generados en la terminal de almacenamiento y reparto de Pachuca, las estaciones de bombeo Catalina y Beristáin pertenecientes a Pemex-Refinación, así como en la nueva planta de cogeneración eléctrica instalada en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

Para Pemex-Refinación se implementó una solución informática que permite funcionalidad tipo “web” con acceso único (versión escritorio y dispositivos móviles) para la visualización homologada de variables operativas de plantas de proceso. Los servicios proporcionados mejoran la confiabilidad operativa en plantas al generar alertas en tiempo real, además de proporcionar seguimiento operativo a las variables de equipos críticos en los procesos industriales. Al inicio de operación se reportó 18% de variables en el sistema y 54% al cierre de 2013.

En relación al Sistema Integral para la Administración de Producción de Pemex-Exploración y Producción (SIAPPEP), en lo específico a distribución y entrega de hidrocarburos a nivel nacional, se llevó a cabo la implementación, pruebas y capacitación en las regiones marinas de los módulos de aceite y gas. Aunado a lo anterior, inició la fase de validación del Diseño de las Redes Lógicas, de crudo Olmeca e Istmo y gas húmedo dulce, la configuración de balances y la validación del diseño de reportes y tableros en la Región Sur.

Se implementó el sistema geoespacial que permite integrar la biodiversidad nacional de flora y fauna dentro y fuera de las zonas con influencia y actividad petrolera, facilitando el análisis de información que apoya el proceso de minimización de impacto ecológico en los ecosistemas del entorno de la industria petrolera.

A partir de la estrategia institucional para fortalecer la marca PEMEX® se implementó la aplicación GUÍA PEMEX®, la cual permite al público en general conocer la ubicación geográfica de las estaciones de servicio a partir de un portal web (dispositivos móviles y de escritorio). Como parte de los servicios proporcionados se dispone de 120 mapas carreteros y 67 planos de las principales ciudades de la República Mexicana.

Con el propósito de facilitar la administración geográfica de las estaciones de servicio a nivel nacional, se implementó el Sistema Geoespacial de Franquicias que proporciona información para sistemas de consulta pública “Tu Gobierno en Mapas”, de la Secretaría de la Función Pública y la GUIA PEMEX®.

Se homologó la plataforma tecnológica de Sistemas de Información Geográfica para aplicaciones web, la cual permite optimizar la administración de datos y aplicaciones geográficas, facilitando al usuario la consulta de información relativa a: ductos, instalaciones superficiales, terrenos patrimoniales, pozos, asignaciones petroleras, complejos petroquímicos, refinerías y terminales de almacenamiento y reparto.

Se consolidó en una sola plataforma, tecnología para soportar el proceso de logística de los organismos subsidiarios, promoviendo con ello las políticas de uso de las aplicaciones tecnológicas institucionales, que hoy en día permiten la maximización de activos tecnológicos y la estandarización, conservación, custodia y distribución de la información contenida en dicha plataforma.

Respecto a la iniciativa “Un solo SCADA” (*Supervisory Control and Data Acquisition*, por sus siglas en inglés), se concluyó la expansión del Centro de Control Principal y se adecuó el Centro de Control Alternativo, lo que permitió fortalecer la infraestructura de cómputo de esos centros de control y con ello incrementar la confiabilidad y disponibilidad del servicio SCADA. Este servicio se proporciona a la Comisión Federal de Electricidad, con lo que se perciben ingresos.

Para el proceso sustantivo de *Downstream*, se logró implementar el monitoreo en tiempo real de las mediciones frontera para las refinerías de Tula y Cadereyta, así como para el complejo petroquímico de Cosoleacaque. Lo anterior permite conocer la cantidad y calidad de los insumos a las plantas, producción, almacenamiento de producto y sistemas de transporte. En dicha aplicación y en el ámbito de la eficiencia energética se consultan los consumos de gas natural y energía eléctrica en dichos centros de producción.

En cuanto al rol de habilitadores y consultores de tecnología, se proporcionó soporte técnico a Pemex-Exploración y Producción en la integración de puntos de calidad en cada una de las inyecciones al Sistema Nacional de Gasoductos, con la finalidad de cumplir con el marco regulador de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y evitar penalizaciones. Así mismo, se proporcionó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica el diseño técnico para la automatización de los ductos petroquímicos, con la finalidad de mejorar la seguridad en el transporte de amoniaco de Cosoleacaque a Salina Cruz, Oaxaca.

Se desarrolló y puso a disposición del área operativa, táctica y estratégica de Petróleos Mexicanos la información en tiempo real de los procesos de logística y transformación industrial. Esta aplicación es única en la industria de energía internacional y tiene gran potencial de comercializarse a corto plazo con los diferentes transportistas del país.

SISTEMA DE GESTIÓN POR PROCESOS (SGP)

Se definió la estrategia para consolidar el modelo de administración por procesos mediante el reforzamiento y evolución de sus elementos, para optimizar la cadena de valor de la empresa y contribuir a la transformación de Petróleos Mexicanos.

Adicionalmente, se definió un nuevo modelo para el funcionamiento de los Cuerpos de Gobierno que permite simplificar su operación y agilizar la toma de decisiones, para generar proyectos institucionales de mejora con enfoque a resultados estratégicos y apoyar la transformación de la empresa.

INICIATIVAS SGP

Con la finalidad de fortalecer la eficiencia del SGP se considera como eje central de la estrategia el logro de resultados tangibles en la implementación de soluciones homologadas para el fortalecimiento de los procesos de negocio, con un enfoque de ciclos de implementación y mejora continua, basado en la capacidad de ejecución de proyectos.

Durante el primer semestre de 2013 se canalizaron los esfuerzos a la consolidación de cuatro iniciativas para el periodo 2013-2014; sin embargo, debido a que la Reforma Energética y la reestructura de Petróleos Mexicanos tendrán un impacto directo en el alcance de estas iniciativas, se suspendió el contrato correspondiente a finanzas y continuaron suspendidos suministros y la solución institucional de recursos humanos y nómina con el fin de realizar una evaluación de las mismas.

A pesar de la suspensión de los contratos, se realizaron actividades del proyecto por parte de Petróleos Mexicanos, como atender compromisos regulatorios y de mejora del proceso, así como tareas para atender los temas que originaron la suspensión y asuntos pendientes entre las diferentes iniciativas del SGP.

INNOVACIÓN Y ARQUITECTURA TECNOLÓGICA

La DCTIPN desarrolló la plataforma “Red de Innovación Social Empresarial” que incorpora una forma innovadora de colaboración y comunicación a los procesos de negocio. Definió su mapa de ruta para contar con una perspectiva de mediano y largo plazo en materia de innovación e identificó ocho casos de uso de esta plataforma que fueron priorizados para iniciar con los de mayores impactos y factibilidad de implantación.

Se inició la conceptualización del proyecto de Arquitectura Tecnológica y su modelo de gobierno, aplicando la meta modelo de arquitectura al proceso de finanzas. Al cierre del periodo se concluyeron las especificaciones técnicas que sustentarán la implementación de dicha arquitectura. Asimismo fueron desarrollados documentos de arquitectura tecnológica para Gestión del Conocimiento, *e-Health* y automatización del proceso de *Upstream*.

En materia de gobierno de Tecnología de Información y Comunicación se atendieron 840 solicitudes de dictaminación para contrataciones de bienes y servicios de tecnologías de información y comunicaciones, logrando disminuir el tiempo promedio de atención de 18.7 a 14.4 días promedio.

INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Como parte integral de la estrategia de migración de aplicativos a la Nube Privada de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (NPP), se homologó la plataforma tecnológica para la Consolidación de Aplicaciones. Al cierre del periodo se registró 90% de avance. Dicha migración permitió proporcionar servicios más eficientes a la comunidad de usuarios de la institución.

Se implementaron mejoras al Sistema Integral de Información Comercial (SIIC) con los siguientes beneficios:

- Reducción considerable en los incidentes y requerimientos.

- Mejora del soporte central, regional y en los enlaces.
- Mejora en el primer nivel de atención, mediante la transferencia de 16 procedimientos de soporte a la Mesa de Servicios, incluyendo documentación, capacitación y asesoría para la atención del servicio.
- Mejora en acciones de soporte proactivo a través de la implementación del Monitoreo Operativo del Sistema.

Se integró e implementó en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios la solución de Bóveda Electrónica, específicamente en funcionalidades de firma y factura electrónica, con lo que se logró unificar la firma de Petróleos Mexicanos con la Firma Electrónica Avanzada (FIEL) del Servicio de Administración Tributaria (SAT). Lo anterior, alineado al decreto de Ley publicado en enero de 2012.

Se incorporaron nuevas funcionalidades al Sistema de Administración de Correspondencia (SAC) que permitieron atender la petición de la Secretaría de la Función Pública (SFP), que establece funcionalidades de envío y recepción de documentos electrónicos mediante Firma Electrónica Avanzada (FIEL) entre dependencias de la Administración Pública Federal.

Se realizó la transferencia del Sistema de Administración de Correspondencia (SAC) a cuatro dependencias de la Administración Pública Federal.

PLATAFORMA DE CONTENIDO EMPRESARIAL

Se realizó la integración de repositorios a la Plataforma de Contenido Empresarial de Petróleos Mexicanos y se implementaron los siguientes sistemas:

- Sistema Normateca Institucional. Permite registrar, clasificar, difundir y consultar el marco normativo que rige a Petróleos Mexicanos. Está orientado a promover la transparencia, apoyar, facilitar y agilizar el desempeño de las funciones de los servidores públicos de la industria petrolera, y con ello otorgarles confiabilidad y certeza jurídica en su actuación.
- Sistema Institucional de Seguridad y Protección Intelectual. Permite el registro, control e inventario de marcas, así como el seguimiento del registro de derechos de autor, prevención en la renovación del registro de marcas y obras propiedad de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios que se registran ante el Instituto Nacional del Derecho de Autor (INDA) y el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (IMPI).

Como parte de la estrategia de modernización y fortalecimiento de los servicios, se actualizó de forma coordinada con la Dirección Corporativa de Operaciones la plataforma tecnológica del denominado "Tablero Operativo de Indicadores, Iniciativas y Proyectos" (TOIIP).

TELECOMUNICACIONES

Se amplió la cobertura de red inalámbrica denominada "PEMEX Visitas" en las regiones de

Poza Rica, Villahermosa, Veracruz, y Coatzacoalcos, con un total de 780 antenas y cuatro controladores instalados.

Se adquirieron 900 equipos de radiocomunicación y de administración para el sistema de videoconferencia con el fin de atender la demanda del servicio. Este esquema tecnológico apoya a las diferentes áreas en materia de comunicaciones eficientes en proyectos de capital y reuniones virtuales, que permiten la toma de decisiones en forma oportuna.

Derivado de la contingencia en el Centro Administrativo de Petróleos Mexicanos el 31 de enero de 2013, se restableció la operación de los servicios de telecomunicaciones que permitió incorporar 3,700 usuarios en un lapso menor a ocho horas a la red integrada de la empresa.

Se incrementó la capacidad de telecomunicaciones con 83 enlaces troncales que permitieron mejorar la disponibilidad y continuidad de servicios críticos: SCADA, Sistema Integral de Información Comercial y Seguridad, Salud y Protección Ambiental, entre otros. Asimismo se amplió la disponibilidad de la red de bancos e inició la segmentación de las redes industriales y administrativas.

ATENCIÓN A USUARIOS FINALES

Se fortaleció la mesa de ayuda con un sistema distribuido de atención a usuarios. En complemento, fueron generados servicios y canales de atención ágiles y expeditos que permitieron fortalecer los niveles de servicio, así como garantizar la continuidad operativa, lo que incrementó la productividad de los usuarios.

Asimismo se desarrollaron modelos de servicio y monitoreo de aplicaciones críticas (Sistema Integral de Información Comercial de Pemex-Refinación y el Sistema de Administración de Correspondencia) y correo electrónico, con un monitoreo proactivo que permite mejorar la disponibilidad de dichas aplicaciones.

Se actualizó la documentación de los procesos de administración de incidentes, requerimientos y cambios, así como la del diseño de la base de datos del proceso de gestión de configuraciones en el Sistema de Planeación de los Recursos de la Empresa para las Tecnologías de Información (ERP-TI, por sus siglas en inglés), con el fin de mejorar los esquemas de atención de los servicios de tecnología de información que se entrega a los usuarios, así como dar cumplimiento a compromisos regulatorios.

Fueron actualizados acuerdos de niveles de servicio con clientes, que permitieron fortalecer la oferta y disponibilidad de servicios con los siguientes organismos y direcciones corporativas:

- Organismos subsidiarios:
 - Pemex-Exploración y Producción.
 - Pemex-Refinación.

- Pemex-Petroquímica.
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica.
- Direcciones corporativas y Órgano Interno de Control:
 - Dirección Corporativa de Finanzas.
 - Dirección Corporativa de Administración.
 - Dirección Corporativa de Operaciones.
 - Dirección Jurídica.
 - Órgano Interno de Control.

INFRAESTRUCTURA DE TI

Con la finalidad de mejorar la disponibilidad de los servicios de tecnologías de información, particularmente aplicaciones que son procesadas en servidores de alta capacidad y que son utilizadas en las áreas sustantivas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se realizaron una serie de acciones entre las que destacan las siguientes:

- Se simplificó el proceso de aprovisionamiento de infraestructura de cómputo y se implementó el esquema de alta disponibilidad para los portales de Petróleos Mexicanos (www.pemex.com) y Petróleos Mexicanos Internacional (www.pmi.pemex.com), con lo que se logró una mayor disponibilidad y eficiencia en el uso de los servicios de tecnologías de información.
- Se implementaron esquemas de alta disponibilidad para las aplicaciones técnicas en los Centros de Datos Industriales y Regionales (CDTIR's) de Poza Rica, Veracruz, Villahermosa y Ciudad del Carmen mediante planes de recuperación en casos de desastres, que permiten cumplir los compromisos de los programas de atención a respuesta por huracanes y tener la continuidad en el uso de servicios.
- Se puso en operación la infraestructura y servicios para iniciar la consolidación de los cuartos de datos en los procesos de asignación de bloques en campos maduros, la infraestructura y servicios para iniciar la consolidación y migración de proyectos geológicos en 3D (PETREL).
- Se implementó un esquema de alta disponibilidad para los servicios de reservas de hidrocarburos.
- Se migraron y actualizaron los servicios de virtualización de los centros de datos técnicos de Ciudad del Carmen y Veracruz para la infraestructura que soporta los sistemas de monitoreo de transporte y distribución de hidrocarburos.

- Se implementó la nueva infraestructura tecnológica de *hardware* tipo *Full Tolerance* para el sistema Base24, que soporta el proceso de cobranza electrónica de Pemex-Refinación.
- Se actualizaron más de 25,000 equipos de cómputo personal en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios a nivel central y foráneo, lo que contribuye a la mejora en la productividad de los usuarios de TI.
- Se instaló la infraestructura tecnológica de hardware y software para los sistemas integrales que soportan el proceso comercial de Pemex-Refinación.

MANUAL ADMINISTRATIVO DE APLICACIÓN GENERAL EN LAS MATERIAS DE TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES Y DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN (MAAGTIC-SI)

Respecto a la implementación del MAAGTIC-SI, se atendieron y gestionaron las revisiones trimestrales realizadas por el Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos (OIC).

Derivado de los criterios de revisión aplicados en 2013 por el OIC, los resultados obtenidos arrojaron para el indicador de implantación un cumplimiento de 41% y de 76% en el indicador de operación de los procesos.

REORGANIZACIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO Y DIRECTORIO ACTIVO

Se consolidaron más de 85,000 buzones de correo electrónico en una organización centralizada y moderna en los sitios de Azcapotzalco y Centro Administrativo, los cuales cuentan con redundancia y monitoreo en tiempo real, con lo que se incrementan las capacidades para acceso al servicio de correo mediante dispositivos móviles y mejora la continuidad en general del servicio, apoyando en los esquemas de comunicación, colaboración y movilidad de los trabajadores de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Se implementaron servicios de comunicación unificada a nivel nacional, a través del diseño y arquitectura de dos nodos en alta disponibilidad para 100,000 usuarios. Los servicios incluyen voz, videoconferencia, extensión telefónica móvil, mensajería en equipos de cómputo y dispositivos móviles.

SEGURIDAD DE INFORMACIÓN DE TI

Como parte de la gestión de seguridad en el acceso a la información, se implementaron diversas iniciativas que permitieron reducir riesgos a los que se encuentra expuesta la información que es administrada por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Se desarrolló el modelo de ejecución de la estrategia de continuidad del negocio, previniendo la afectación en la continuidad de los servicios y procesos. Con esta acción también se contiene el impacto a consecuencia de un incidente de disponibilidad, recuperando la operación a su estado normal, una vez que la contingencia termine.

Se optimizó el mecanismo de atención de requerimientos de seguridad de la información, relativos al análisis de vulnerabilidades y exposición de servicios y comunicaciones en Internet.

Se reestructuró el esquema de Gobierno de Seguridad de la Información a través de la definición clara de los roles, responsabilidades y canales de comunicación, con la finalidad de alinearse con los objetivos de la organización, siendo consistentes con la normatividad aplicable.

PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

Continuó la ejecución del Plan Estratégico, impulsando las iniciativas consideradas en el Plan de Negocios 2013-2017 de la institución. En paralelo se atendieron áreas de oportunidad identificadas en el Diagnóstico 2013 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, relacionadas con la mejora en la prestación de servicios, eficiencia en la organización interna, programas presupuestarios y procesos.

En materia de prestación de servicios, se consolidó el catálogo y portafolio de servicios que contiene la oferta para los clientes, que constituye un canal de comunicación e interacción con organismos subsidiarios, direcciones corporativas y PMI Comercio Internacional.

Se dio seguimiento a las solicitudes de información y recomendaciones presentadas por los órganos fiscalizadores (Órgano Interno de Control, Secretaría de la Función Pública, Auditoría Superior de la Federación y Auditor Externo).

5.3 GOBIERNO CORPORATIVO

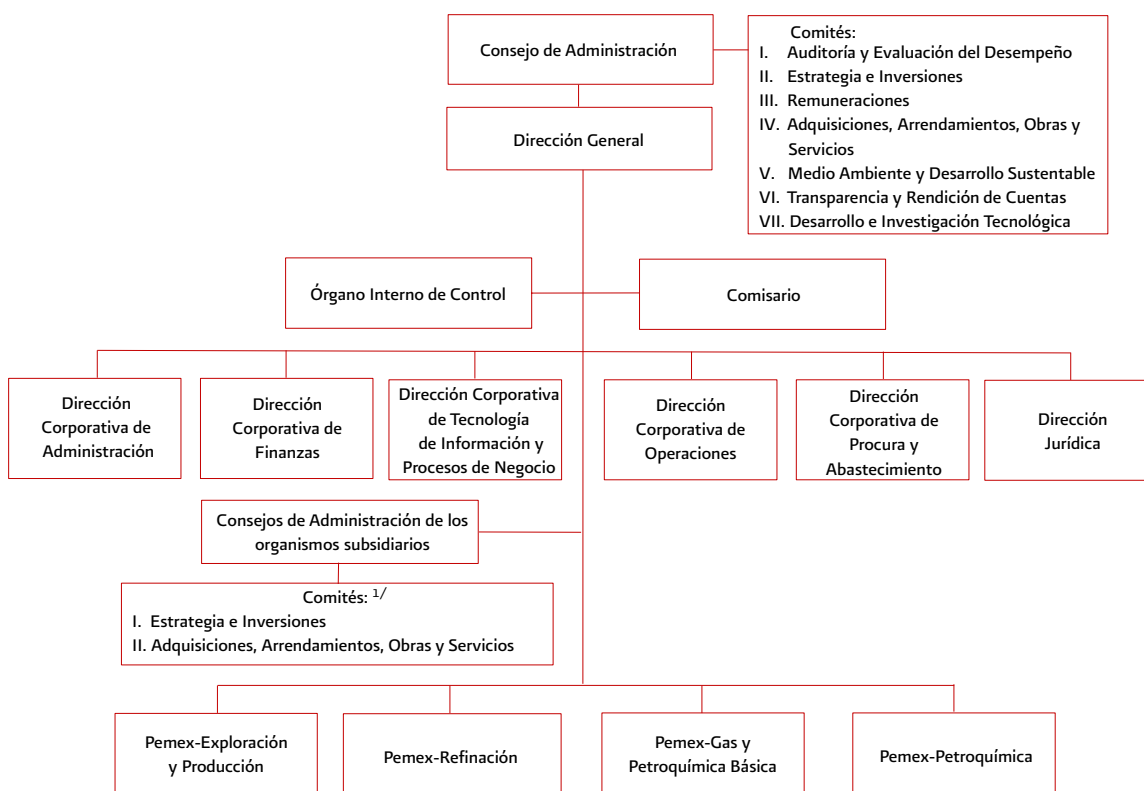
5.3.1 ESTRUCTURA CORPORATIVA

La estructura de gobierno de Petróleos Mexicanos se modificará conforme lo previsto en las reformas y adiciones a diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, publicadas el 20 de diciembre de 2013, así como por las adecuaciones que se realicen al marco jurídico.

La estructura de gobierno vigente de Petróleos Mexicanos se conforma por un Consejo de Administración, y un Director General, quienes en el ejercicio de sus atribuciones enfocan sus esfuerzos en todo momento hacia la creación de valor económico en beneficio de la sociedad mexicana y toman en cuenta todos los objetivos previstos en el artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos, vigente a partir de 2008.

La vigilancia interna de Petróleos Mexicanos está a cargo del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño del Consejo de Administración, el Comisario y el Órgano Interno de Control.

Su estructura de organización básica se integra con una dirección general, cinco direcciones corporativas, una Dirección Jurídica y cuatro organismos subsidiarios.



1/ El Consejo de Administración de cada organismo subsidiario cuenta con ambos Comités.
Estructura vigente al 3 de marzo de 2014.

5.3.2. ÓRGANO DE GOBIERNO

La integración y el funcionamiento del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos durante 2013 se efectuaron en los términos de la Ley de Petróleos Mexicanos de 2008, el Reglamento de dicha Ley, el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y las demás disposiciones legales aplicables, vigentes en ese periodo.

La Ley de Petróleos Mexicanos establece acciones concretas para fortalecer el gobierno corporativo de la empresa, por lo que en 2009 se incorporaron al Consejo de Administración cuatro consejeros profesionales, designados por el Ejecutivo Federal, y ratificados por el Senado de la República el 17 de marzo de ese año. Los consejeros profesionales, no tienen suplentes y como servidores públicos, están sujetos a las responsabilidades administrativas correspondientes.

INTEGRACIÓN DEL ÓRGANO DE GOBIERNO^{1/}

REPRESENTANTES DEL ESTADO

CONSEJERO PRESIDENTE

LIC. PEDRO JOAQUÍN COLDWELL
Secretario de Energía

CONSEJEROS PROPIETARIOS

LIC. LUIS VIDEGARAY CASO
Secretario de Hacienda y Crédito Público

LIC. IDELFONSO GUAJARDO VILLARREAL
Secretario de Economía

DRA. MARÍA DE LOURDES MELGAR PALACIOS
Subsecretaria de Hidrocarburos
Secretaría de Energía

LIC. LEONARDO BELTRÁN RODRÍGUEZ
Subsecretario de Planeación y Transición Energética
Secretaría de Energía

DR. MIGUEL MESSMACHER LINARTAS
Subsecretario de Ingresos
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

CONSEJEROS PROFESIONALES

DR. FLUVIO CÉSAR RUÍZ ALARCÓN

ING. JORGE JOSÉ BORJA NAVARRETE

DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ

C.P. JOSÉ FORTUNATO ÁLVAREZ ENRÍQUEZ

REPRESENTANTES DEL S.T.P.R.M.

SR. FERNANDO NAVARRETE PÉREZ

SR. FERNANDO PACHECO MARTÍNEZ

SR. JORGE WADE GONZÁLEZ

SR. SERGIO LORENZO QUIROZ CRUZ

DIP. JOSÉ DEL PILAR CÓRDOVA HERNÁNDEZ

SECRETARIO

MTRO. FERNANDO ZENDEJAS REYES

CONSEJEROS SUPLENTES

DR. CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA
Subsecretario de Electricidad de la Secretaría de Energía

LIC. FERNANDO APORTELA RODRÍGUEZ
Subsecretario de Hacienda y Crédito Público
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

LIC. JOSÉ ROGELIO GARZA GARZA
Subsecretario de Industria y Comercio,
Secretaría de Economía

LIC. GUILLERMO IGNACIO GARCÍA ALCOCER
Director General de Exploración y Explotación de
Hidrocarburos
Secretaría de Energía

MTRO. JAVIER ESTRADA ESTRADA
Director General de Planeación e Información Energética
Secretaría de Energía

LIC. FERNANDO GALINDO FAVELA
Subsecretario de Egresos
Secretaría de Hacienda y Crédito Público

SR. JOSÉ LUIS EDUARDO SÁNCHEZ ALDANA TAPIA

SR. RAÚL GONZÁLEZ ZAMBRANO

SR. JOSÉ LUIS SÁENZ SOTO

SR. VÍCTOR MANUEL SALAS LIMA

SR. JOSÉ DE JESÚS ZAMUDIO AGUILERA

PROSECRETARIO

LIC. MIGUEL ANGEL FLORES RAMÍREZ

1/ Vigente al 3 de marzo de 2014.

La Ley de Petróleos Mexicanos considera la integración de siete comités del Consejo de Administración:

- Auditoría y Evaluación del Desempeño.
- Estrategia e Inversiones.
- Remuneraciones.
- Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.
- Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.
- Transparencia y Rendición de Cuentas.
- Desarrollo e Investigación Tecnológica.

En sesión 852 extraordinaria, de fecha 16 de enero de 2013, el Consejo de Administración designó a los integrantes de los siete comités de apoyo, quedando las respectivas presidencias en los siguientes términos:

- Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño.- Dr. Rogelio Gasca Neri
- Comité de Estrategia e Inversiones.- C.P. José Fortunato Álvarez Enríquez
- Comité de Remuneraciones.- Dr. Héctor Moreira Rodríguez
- Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.- Dr. Rogelio Gasca Neri
- Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable.- Dr. Fluvio César Ruiz Alarcón
- Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas.- C.P. José Fortunato Álvarez Enríquez
- Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.- Dr. Fluvio César Ruiz Alarcón

Con fecha 17 de marzo de 2013, concluyó el encargo del consejero profesional Rogelio Gasca Neri, por lo que el 22 de marzo de 2013, el Consejo de Administración acordó que el Consejero Profesional José Fortunato Álvarez Enríquez, se integrara y presidiera el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, así como el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. El 18 de abril de 2013, el Senado de la República ratificó el nombramiento del Ing. Jorge José Borja Navarrete como Consejero Profesional por un periodo de seis años y el 29 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos acordó que el Consejero Profesional Jorge José Borja Navarrete presidiera ambos comités, en sustitución del Consejero Profesional José Fortunato Álvarez Enríquez a partir del 30 de abril de 2013.

El 27 de marzo y 30 de septiembre de 2013 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las reformas, adiciones y derogaciones al Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, aprobadas por el Consejo de Administración, con fundamento en los artículos 6 y 19, fracción XXI, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

La participación de los comités del Consejo de Administración atendió a lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos. Algunas de las principales acciones desarrolladas por los comités

durante 2013, conforme sus atribuciones particulares, fueron las siguientes:

COMITÉ DE AUDITORÍA Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

- Emitió opinión favorable para que el Consejo de Administración aprobara el Informe Anual de Petróleos Mexicanos, correspondiente al ejercicio 2012.
- Manifestó su opinión favorable respecto a los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2012, preparados bajo NIFGGESP; y los estados financieros elaborados conforme a NIIF.
- Emitió opinión sobre el cumplimiento de las metas sobre restitución de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013 y la cuantificación y evaluación de las mismas.
- Llevó a cabo el análisis, seguimiento y situación actual de los principales avances y resultados de las auditorías solicitadas a los Órganos Internos de Control en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, al cuarto trimestre de 2012.
- Opinó para la aprobación por el Consejo de Administración de los Lineamientos del Sistema del Control Interno en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.
- Autorizó la contratación del Auditor Externo de Petróleos Mexicanos, Despacho KPMG Cárdenas Dosal, S. C., para auditar los Estados Financieros de PMI Campos Maduros SANMA, S. de R. L. de C. V., con cifras del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012.
- Opinó favorablemente sobre el no conflicto de intereses y la no afectación de la independencia del Auditor Externo de Petróleos Mexicanos, Despacho KPMG Cárdenas Dosal S. C., para realizar los servicios distintos de la auditoría, referentes a "Servicios de consultoría relacionados con el cumplimiento de la normatividad de las operaciones de comercio exterior y aduanas para P.M.I. Trading Limited".
- Emitió su opinión favorable sobre la suficiencia y racionalidad del Dictamen del Auditor Externo, Despacho KPMG Cárdenas Dosal S. C., de los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2012, preparados bajo NIFGGESP. Así como su opinión favorable sobre los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios al 31 de diciembre de 2012, preparados bajo NIFGGESP.
- Manifestó su opinión favorable sobre el Informe de los Auditores Independientes, en relación a los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias, al 31 de diciembre de 2012, preparados bajo NIIF. De igual modo emitió su opinión favorable para que el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobara los Estados Financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de diciembre de 2013,

- preparados bajo NIIF.
- Tomó conocimiento del Informe sobre los servicios del Sistema Integral de Denuncias Anónimas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y recomendó a la Administración analizar la viabilidad y conveniencia de transferir la operación de dicho Sistema al Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos, en los términos establecidos por la Ley Sarbanes Oxley.
 - Tomó conocimiento del Informe del Comité de Recursos Financieros octubre-diciembre 2012, derivado de este informe solicitó a la Dirección Corporativa de Finanzas un informe sobre el estado que guardan los recursos financieros existentes en Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y filiales paraestatales y no paraestatales, así como de las políticas que rigen la administración y manejo de los mismos y de sus comités.
 - Tomó conocimiento del informe presentado por la Dirección Corporativa de Finanzas, en relación al tema de riesgos geopolíticos estratégicos, de conformidad con el Acuerdo CAED 009/042/ORD/2012 y solicitó a esta misma Dirección realizar un estudio de los riesgos geopolíticos estratégicos a partir de un análisis "*What if*" donde se exploren visiones alternativas de futuro a partir de situaciones posibles, considerando tendencias en el largo plazo en la economía, en la oferta y demanda de energía y los cambios geopolíticos.
 - Presentó el informe sobre el cumplimiento, del Director General de Petróleos Mexicanos, sobre las previsiones presupuestarias máximas acordadas por el Consejo de Administración para las negociaciones del Contrato Colectivo de Trabajo respecto a la revisión de los salarios y las cuotas establecidas en el Contrato Colectivo vigente y en los acuerdos y anexos correspondientes para el periodo 2012-2013.
 - Derivado del inicio de operaciones de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., en enero de 2013, el Consejo de Administración acordó que la Administración de Petróleos Mexicanos, con la intervención que corresponda de Pemex-Petroquímica, deberá informar al Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, a más tardar a los seis meses posteriores del inicio de operaciones de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., los mecanismos de control para proteger la participación accionaria que se tendrá en esa empresa, y de manera semestral sobre la buena marcha del vehículo, el cumplimiento de su propósito y los resultados o beneficios obtenidos respecto de las expectativas originalmente establecidas.
 - Manifestó su opinión favorable a las Políticas Generales y los Lineamientos Generales de Administración de Riesgos Financieros en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
 - Solicitó a la Administración de Petróleos Mexicanos, por conducto de la Unidad de Control Interno, trabajar con este Comité y el Órgano Interno de Control de Petróleos Mexicanos, para la elaboración de una propuesta de Lineamientos de Evaluación del Desempeño para

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Para tal efecto, entregó a la Administración de Petróleos Mexicanos y al Órgano Interno de Control las propuestas del consultor:

- Desarrollo del Modelo de Evaluación del Desempeño de Petróleos Mexicanos.
- Definición de programas, proyectos, procesos e indicadores para la evaluación del desempeño de Petróleos Mexicanos.

Además de:

- Las “Directrices generales del CAED elaboradas por el Comité, para la Evaluación del Desempeño de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”.
- Documento de “Modificaciones al Acuerdo por el que se establece el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios”, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2013.
- Solicitó a la Administración de Petróleos Mexicanos, por conducto de la Unidad de Control Interno, elaborar una propuesta de actualización a los Lineamientos en Materia de Control Interno para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, aprobados el 14 de diciembre de 2010 por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, la cual deberá ser realizada en coordinación con el CAED y el Órgano Interno de Control en Petróleos Mexicanos.
- Aprobó crear un grupo de trabajo para el análisis y revisión de las Matrices de Control Interno presentadas por la Dirección Corporativa de Finanzas para ser aplicadas en 2013.

COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES

- Presentó el Informe de Actividades del Comité de Estrategia e Inversiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, correspondiente al segundo semestre de 2012.
- Previo análisis, manifestó su aprobación al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018.
- Manifestó su aprobación a las Políticas para el otorgamiento de mutuos, garantías, préstamos o cualquier tipo de créditos de Petróleos Mexicanos a favor de sus Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales, así como para la excepción de dichas garantías.
- Manifestó su opinión aprobatoria sobre los Lineamientos para las Iniciativas, Programas y Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS

- Presentó el “Informe Semestral de Actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de Petróleos Mexicanos, correspondiente al primer semestre de 2012”.

- Presentó el “Informe de Actividades del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de Petróleos Mexicanos, correspondiente a enero-junio de 2013”.
- Opini6 favorablemente sobre el contrato de “Procura y Construcci6n de un oleogasoducto de 36 pulgadas por 38 kil6metros de v6lvula de fondo perdido para interconexi6n de la plataforma Xanab-C hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), incluye: ramales de interconexi6n de 24 pulgadas por 1.2 kil6metros hacia Xanab-A y de 24 pulgadas por 1.3 kil6metros hacia Yaxche-A, Sonda de Campeche y Golfo de M6xico”.

Emiti6 su opini6n favorable respecto de cuatro contratos de arrendamiento sin opci6n a compra, de plataforma de perforaci6n marina tipo autoelevable cantiliver de patas independientes, con capacidad mínima nominal para operar en tirante de agua de al menos 400 pies, y capacidad de perforaci6n mínima de 30 mil pies de profundidad, incluyendo su mantenimiento integral, para la perforaci6n de pozos petroleros en aguas mexicanas del Golfo de M6xico.

- Opini6 favorablemente de dos contratos de servicios de alimentaci6n y hotelería, con el apoyo de una unidad habitacional flotante.
- Propuso la aprobaci6n por el Consejo de Administraci6n de las Polítimas, Bases y Lineamientos en Materia de Obras P6blicas y Servicios Relacionados con las Mismas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Manifest6 su opini6n favorable y el Consejo de Administraci6n aprob6 diez contratos de trabajos integrales de perforaci6n y terminaci6n de pozos terrestres en las regiones Norte y Sur de Pemex-Exploraci6n y Producci6n.
- Opini6 favorablemente y el Consejo de Administraci6n aprob6 el contrato de suministro, prefabricado, instalaci6n de estructuras, rehabilitaciones, interconexiones, obra electromecánica y montaje de equipos en instalaciones marinas de Pemex-Exploraci6n y Producci6n en el Golfo de M6xico, con apoyo de embarcaci6n de posicionamiento dinámico y equipos diversos.
- Emiti6 opini6n favorable respecto del contrato tipo "A" de "Servicios para la perforaci6n, terminaci6n y reparaci6n de pozos de los Campos Tsimin, Xux y Kab bloque Kinbe"

COMITÉ DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE

- Emiti6 opini6n favorable para la aprobaci6n por el Consejo de Administraci6n del Plan de Acci6n Climática 2013 de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.
- Dio cumplimiento del mandato legal referente a la elaboraci6n y evaluaci6n peri6dica de los programas de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, en materia de prevenci6n de derrames de hidrocarburos, contingencia ambiental, remediaci6n de suelos y aguas afectadas por las obras y las actividades relacionadas con la industria petrolera; así como de

eficiencia energética y sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías alternativas.

COMITÉ DE TRANSPARENCIA Y RENDICIÓN DE CUENTAS

- Emitió su opinión favorable para que el Consejo de Administración aprobara el Informe Anual de Petróleos Mexicanos, correspondiente al ejercicio 2012.
- Emitió el Dictamen Anual sobre la Transparencia y Rendición de Cuentas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, correspondiente al ejercicio 2012.

COMITÉ DE DESARROLLO E INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA

- Presentó los informes anuales de actividades 2012 y 2013 del Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica.

SESIONES CELEBRADAS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

De conformidad con el artículo 16 de la Ley de Petróleos Mexicanos, al cierre de diciembre de 2013 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos llevó a cabo seis sesiones ordinarias y ocho extraordinarias, según se describe a continuación.

SESIONES DE CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN CELEBRADAS EN 2013

No.	ORDINARIAS/EXTRAORDINARIA	FECHA
852	Extraordinaria	16 de enero
853	Ordinaria	27 de febrero
854	Extraordinaria	27 de febrero
855	Extraordinaria	22 de marzo
856	Ordinaria	29 de abril
857	Ordinaria	28 de junio
858	Extraordinaria	15 de julio
859	Extraordinaria	29 de julio
860	Ordinaria	23 de agosto
861	Extraordinaria	23 de agosto
862	Extraordinaria	5 de septiembre
863	Ordinaria	25 de octubre
864	Ordinaria	19 diciembre
865	Extraordinaria	17 diciembre

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección General.

En cada sesión ordinaria, el Director General presentó un informe de los aspectos relevantes de la empresa, de acuerdo al artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos. Al 19 de diciembre de 2013, el Consejo de Administración adoptó un total de 161 acuerdos que están publicados en la página de Internet de la empresa.

Durante 2013, no se presentaron votos razonados en las sesiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos por parte de Consejeros Profesionales.

De conformidad con el artículo 18 de la Ley de Petróleos Mexicanos, el Director General de

Petróleos Mexicanos preside los Consejos de Administración de los Organismos Subsidiarios.

Al cierre de diciembre de 2013, se realizaron las sesiones de Consejo de Administración de los organismos subsidiarios que se muestran a continuación:

ORGANISMO SUBSIDIARIO	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRAORDINARIAS	NÚMERO DE ACUERDOS ADOPTADOS
Pemex-Exploración y Producción	4	4	119
Pemex-Refinación	4	3	67
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4	3	67
Pemex-Petroquímica	4	2	53

El 28 de marzo se publicaron en el DOF los estatutos orgánicos de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

5.4 INFORME ESTADÍSTICO DE ASUNTOS CONTENCIOSOS DE 2013

Durante el ejercicio del año 2013 la Dirección Jurídica concluyó 8,659 juicios en las materias administrativa, agraria, ambiental, civil, fiscal, amparo, laboral, mercantil y penal. En resumen, entre diversos logros, la función jurídica institucional, derivado de estrategias orientadas al abatimiento de juicios, redujo 7,253 millones de pesos los asuntos en los que Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios son parte; además, logró un incremento en el número de juicios terminados con respecto al año inmediato anterior y por segundo año consecutivo constituyó un aumento significativo en la eficiencia operativa en los juicios terminados. Dichos resultados se describen a continuación:

AVANCES SIGNIFICATIVOS EN LA ELIMINACIÓN DE CONTINGENCIA LITIGIOSA

Mediante el ejercicio de la función jurídica institucional se logró eliminar riesgos económicos por 7,281.8 millones de pesos, en los asuntos terminados durante el ejercicio fiscal de 2013. De dicho monto 70% corresponde a asuntos en los cuales son parte Pemex-Exploración y Producción y Pemex-Refinación, como se muestra en la siguiente tabla.

CONFORMACIÓN DE CONTINGENCIA ELIMINADA

(millones de pesos)

2013	CORPORATIVO	PEP	PR	PGPB	PPQ	TOTAL
Multimateria ^{1/}	11.2	1,824.4	488.6	63.0	537.7	2,924.9
Laboral	1,058.5	1,637.1	1,101.7	327.9	203.1	4,328.2
TOTAL	1,069.7	3,461.5	1,590.3	390.8	740.7	7,253.1

1/ Asuntos de naturaleza jurídica diferente a la materia laboral.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo de cifras.

Fuente: Dirección Jurídica.

ABATIMIENTO EN LA CARTERA CONTENCIOSA

Durante el año 2013 la Dirección Jurídica concluyó 2,001 asuntos más que el año inmediato anterior, destaca una reducción de asuntos penales y laborales, como se muestra en la tabla:

INCREMENTO EN ASUNTOS CONCLUIDOS

MATERIA JURÍDICA	ASUNTOS TERMINADOS 2013	VARIACIÓN ABSOLUTA (2013 - 2012)
Administrativo	188	-30
Agrario	64	+16
Ambiental	261	-47
Arbitraje	0	0
Civil	83	-21
Fiscal	21	-22
Amparo	159	-56
Mercantil	102	+19
Penal	3,117	+1287
Laboral	4,664	+855
TOTAL GENERAL	8,659	+2,001

Fuente: Dirección Jurídica.

De la composición de asuntos concluidos durante 2013, es de resaltar que en su mayoría (78%) son asuntos atendidos de los que Pemex-Exploración y Producción o Pemex-Refinación son parte, como se observa en la siguiente tabla:

CONFORMACIÓN DE ASUNTOS CONCLUIDOS

	CORPORATIVO	PEP	PREF	PGPB	PPQ	TOTAL
Multimateria	200	857	2,645	240	53	3,995
Laborales	888	1,881	1,353	350	192	4,664
TOTAL	1,088	2,738	3,998	590	245	8,659


 78%

Fuente: Dirección Jurídica.

INCREMENTO DE EFICIENCIA OPERATIVA A NIVEL NACIONAL ^{4/}

Durante el ejercicio de 2013 la Dirección Jurídica promedió una eficiencia operativa de 91% respecto de 8,659 asuntos concluidos, como se muestra en la siguiente tabla:

EFICIENCIA OPERATIVA EN ASUNTOS TERMINADOS

MATERIA	TERMINADOS	MONTO PAGADO (millones de pesos)	CONTINGENCIA ELIMINADA SIN PAGO (millones de pesos)	EFICIENCIA OPERATIVA PROMEDIO
Laboral	4,664	582.2	4,327.2	87%
Multimateria	3,995	108.4	2,924.8	96%
TOTAL	8,659	690.6	7,252.0	91%

Fuente: Dirección Jurídica.

En síntesis, la función jurídica institucional llevada a cabo mediante la estrategia de abatimiento de juicios logró reducir el número de asuntos, eliminó riesgo económico representativo e incrementó notablemente la eficiencia operativa del personal jurídico a nivel nacional y regional.

4/ Se entiende por eficiencia operativa el porcentaje resultante de la ecuación siguiente $EO = 100\% - (\text{el porcentaje que representa el monto pagado sobre la contingencia eliminada})$.

ASUNTOS RELEVANTES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

En el anexo 6 de este documento se presenta una descripción y cuantía estimada de 15 litigios considerados relevantes que están a cargo de la Dirección Jurídica. Dicha relevancia fue determinada en razón de que cada asunto en sus reclamos en contra de Petróleos Mexicanos y/o sus organismos subsidiarios, representan una contingencia igual o mayor a 500 millones de pesos o su equivalencia en otras divisas^{5/}. A la fecha de corte de este reporte, dichos asuntos representan 36,133.5 millones de pesos de pasivo contingente.

5.5 NORMATIVIDAD EN MATERIA DE FILIALES

Con objeto de fomentar la mejora en la gobernanza de las sociedades en las que participan Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, en agosto de 2013 el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, mediante el acuerdo CA-092/2013, emitió los “Lineamientos que regulan la actuación de los servidores públicos y mandatarios que ejerzan los derechos corporativos de Petróleos Mexicanos o de sus organismos subsidiarios en las empresas filiales a que se refieren las fracciones ii, iii y iv del artículo 70 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, así como la información que deben presentar a dichos Organismos Descentralizados” y mediante el acuerdo CA-093/2013 emitió los “Lineamientos para la adopción de prácticas de gobierno corporativo en las sociedades en las que participa Petróleos Mexicanos y/o sus organismos subsidiarios”. Ambos lineamientos, aportan principios, reglas y/o recomendaciones en materia de integración, funcionamiento, comunicación, transparencia y rendición de cuentas entre la Asamblea de Accionistas, el Consejo de Administración y la Administración de la Sociedad. Asimismo, en ellos se establece la información que las filiales deberán presentar, a través del Representante Accionario, a los organismos tenedores de las participaciones accionarias en dichas empresas y a la Gerencia de Filiales.

5.6 SERVICIOS DE SALUD

Durante 2013 los programas y proyectos de prevención médica continuaron impactando positivamente la salud de la población derechohabiente entre los que destaca una esperanza de vida 4.7 años mayor que el promedio de población mexicana, manteniéndose en 80.1 años al nacer.

La aplicación de un esquema ampliado de vacunación que ha permitido evitar la mortalidad en menores de un año, de manera predictiva con el tamiz neonatal metabólico ampliado a 76 enfermedades y el tamiz neonatal auditivo se logró de manera oportuna el tratamiento, control y seguimiento del 100% de los casos positivos por enfermedades metabólicas, así como

5/ Cifras expresadas en millones de pesos mexicanos. Para las cantidades demandadas en dólares estadounidenses se consideró un tipo de cambio de 13.0652 pesos por dólar estadounidense. (*) En materia penal, el importe referido como monto demandado es equivalente al valor de la afectación patrimonial.

problemas de hipoacusia y sordera, evitando la discapacidad permanente. Gracias a la detección oportuna y la vigilancia epidemiológica se logró la canalización oportuna a la especialidad de enfermedades transmisibles y crónico-degenerativas para su tratamiento y control.

Se aplicaron 389,303 dosis de vacunas con un promedio de cobertura de vacunación de 97%, lo que permitió mantener en cero la mortalidad infantil de enfermedades prevenibles por vacunación.

En cuanto a detectar oportunamente errores innatos del metabolismo en 2013, se tamizó al 100% de los niños que nacieron en unidades médicas directas, subrogadas y de forma privada, es decir, se realizaron 5,279 tamices neonatales metabólicos que permitieron detectar oportunamente 68 casos positivos, todos actualmente en tratamiento y con seguimiento genético lo que evitó el desarrollo de la enfermedad y discapacidad permanente.

ESPERANZA DE VIDA, MORTALIDAD INFANTIL Y MORTALIDAD MATERNA, 2013

INDICADOR	2012 ^{1/}	2013	COMENTARIOS
Esperanza de vida	80.1 años	80.1 años	Se continúa con una esperanza de vida mayor a la de la población general en México, la cual es de 75.9 años.
Tasa de mortalidad infantil (por 1,000 nacidos vivos)	10.6	7.1	Con respecto al indicador del 2012, en el 2013 hay una disminución en la mortalidad infantil, gracias al mejor cuidado del binomio madre- hijo en el embarazo, parto y puerperio, y en general al fortalecimiento de la prevención médica en este grupo de edad.
Tasa de mortalidad materna (por 100,000 nacidos vivos)	0	0	Se continúa con cero muertes maternas.
Dosis de vacunas aplicadas	474,210	389,303	Se mantienen coberturas de vacunación que han permitido continuar sin mortalidad por enfermedades prevenibles por vacunación, en niños menores de cinco años de edad.
Detección de enfermedades transmisibles sujetas a vigilancia epidemiológica (Dengue, VIH/SIDA, Tuberculosis, etc.)	196,061	220,872	En 2013 se incrementaron las detecciones de enfermedades transmisibles respecto al año anterior. Lo que ha permitido incrementar la prevención y control de brotes por enfermedades infecciosas.
Tamizajes de enfermedades crónico degenerativas (cáncer de mama, cáncer cérvico-uterino, cáncer de próstata, diabetes e hipertensión arterial)	898,223	932,390	Se incrementó el número de detecciones de padecimientos crónicos degenerativos en centros de trabajo y unidades médicas. Lo que ha permitido su atención oportuna para el control de las complicaciones de estas enfermedades.
Tamiz neonatal metabólico	5,250	5,279	Se mantuvo el 100% de cobertura de tamiz metabólico. En este año se detectaron 68 casos, contra 44 detectados en 2012. Actualmente estos casos positivos se encuentran en tratamiento y seguimiento genético.
Tamiz neonatal auditivo	4,631	4,785	Se mantuvo la cobertura de tamiz auditivo. En este año se detectaron 11 casos, contra 16 en el 2012. Actualmente estos casos positivos se encuentran en tratamiento y seguimiento genético.

1/ Algunas cifras fueron actualizadas posteriormente a la aprobación del Informe Anual 2012.

Fuente: Petróleos Mexicanos, Subdirección de Servicios de Salud.

Se realizaron 4,785 tamices neonatales auditivos a igual número de recién nacidos en unidades médicas directas, detectándose 11 casos positivos de hipoacusia y sordera que se enviaron a tratamiento y a un programa de rehabilitación para evitar la discapacidad permanente.

Durante 2013 se realizaron 220,872 detecciones de enfermedades transmisibles (dengue, VIH/SIDA, tuberculosis, entre otras) sujetas a vigilancia, para coadyuvar en el diagnóstico oportuno y el tratamiento adecuado, reduciendo el riesgo de brotes de estas patologías.

Como parte de la vigilancia epidemiológica de las enfermedades crónico-degenerativas se realizaron 932,390 tamizajes para la detección oportuna de cáncer de mama, cérvico-uterino y de próstata, diabetes e hipertensión arterial, principales factores de riesgo para la mortalidad de la población derechohabiente, lo que permitió su canalización oportuna para el manejo y seguimiento especializado, lo que permitió el control de las formas graves y de sus complicaciones.

En 2013 se realizaron tres Semanas Nacionales de Salud en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos, cuyas actividades principales consistieron en la aplicación de la vacuna antipoliomielítica a la población menor de cinco años para mantener erradicada la poliomielitis. Se efectuaron también el reforzamiento de la vacunación permanente; completar esquemas básicos e iniciar o completar el esquema con Toxoide Tetánico Diftérico a las mujeres de 12 a 44 años de edad, con énfasis en las embarazadas. En esta misma campaña se distribuyeron sobres de hidratación oral a las madres con niños menores de cinco años, así como información respecto a la prevención de enfermedades diarreicas e infecciones respiratorias agudas, su manejo en el hogar y la identificación de los signos de alarma.

Durante el año 2013 se realizaron actividades de prevención y promoción relacionadas con el programa Atención Integral al Paciente con Sobrepeso y Obesidad, con el fin de disminuir los factores de riesgo por estilo de vida; se distribuyeron 846,611 mensajes a través de medios impresos y se capacitaron 98,485 derechohabientes con respecto a diabetes mellitus y enfermedad cardiovascular en las unidades médicas de Petróleos Mexicanos. Se publicaron 151 mensajes, mismos que se difunden por medios electrónicos a través del sistema Pemex-Infirma, con una cobertura de 70,000 lectores potenciales.

En relación a la estrategia de Salud Integral para Trabajadores, durante 2013 se realizaron 19,549 evaluaciones de trabajadores de los siete centros de trabajo donde se encuentran las brigadas de salud: refinerías de Minatitlán, Salamanca, Tula, Salina Cruz, Complejo Petroquímico Morelos, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y Unidad Médica del Centro Administrativo en el Distrito Federal. Presentó obesidad 45.4% del personal evaluado en sus tres grados y 41% sobrepeso.

En relación a la salud mental y las adicciones, se evaluaron 19,549 trabajadores, de los cuales 2,084 presentaron efectos en la salud por estrés o estrés dañino, se capacitó a 2,000 trabajadores en el manejo del mismo. Se identificaron 1,446 fumadores, se proporcionó

consejo sencillo para dejar de fumar a 608 fumadores con mediana y severa dependencia a la nicotina. Se identificaron 1,862 trabajadores que abusan del consumo del alcohol, y se proporcionó atención específica a 1,063 de ellos para disminuir el consumo o lograr la abstinencia. En 2013, se enviaron 51 trabajadores (12 mujeres) a tratamiento residencial por adicciones y se canalizaron a 311 (13 mujeres) a grupos de ayuda mutua.

En materia de prevención en los menores preescolares, continúan las actividades del programa Habilidades para la Vida. Bajo esta metodología se realizaron 6,250 dinámicas grupales con niños entre uno y seis años que acuden a los CENDI de Petróleos Mexicanos para desarrollar habilidades sociales, cognitivas y emocionales que los protejan contra el consumo de sustancias, la agresividad, el *bullying* y otras conductas de riesgo. Así mismo se dio orientación a otros tantos padres de familia sobre las actividades realizadas y sus objetivos.

En relación al abordaje del programa de Atención Integral a pacientes con sobrepeso y obesidad, se atendió en 2013 un total de 29,947 evaluaciones a trabajadores y familiares en los laboratorios de salud y unidades médicas de primer, segundo y tercer nivel de atención. Del personal evaluado, 53.8 % presentó obesidad en sus tres grados y 33.2% sobrepeso.

Con base en la información de las unidades médicas sobre el programa de control de fauna nociva y transmisora, durante 2013 se fumigaron 1,218,356 locales con la finalidad de eliminar los insectos transmisores de enfermedades. Como parte del programa se desinsectaron 936,069 locales, se desinfectaron 180,795 y se realizaron otras 101,492 actividades de control y eliminación de plagas.

Durante enero, se llevó a cabo la XVIII campaña nacional Compartiendo Esfuerzos, que coordina el Consejo Nacional contra las Adicciones y la Central Mexicana de Alcohólicos Anónimos A.C. En esta campaña, participaron 45 unidades médicas y 110 centros de trabajo, se instalaron 193 módulos al que acudieron 18,361 personas. Igualmente se impartieron 597 pláticas en donde se informó a 18,480 personas sobre los efectos nocivos del alcoholismo y sobre el modelo de ayuda mutua como una alternativa de tratamiento. Se transmitieron 490 mensajes en los centros de trabajo, áreas de hospitalización, escuelas y CENDI, se distribuyeron 37,381 trípticos. Se canalizaron 161 personas a grupos de ayuda mutua.

En febrero se realizó la Primera Semana Nacional de Salud en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos, cuyas actividades principales consistieron en la aplicación de vacunas (antipoliomielítica, toxoide tetánico diftérico y cualquier otra para completar esquemas básicos). Se distribuyeron trípticos con respecto a la prevención de enfermedades diarreicas e infecciones respiratorias agudas, su manejo en el hogar y la identificación de los signos de alarma.

Para fortalecer las actividades de prevención del tabaquismo, se participó en el Día Mundial sin Tabaco en coordinación con el Consejo Nacional Contra las Adicciones y el Instituto Nacional

de Enfermedades Respiratorias, durante esta campaña de difusión se impartieron 401 pláticas a 13,460 personas advirtiéndoles sobre el tabaquismo y sus efectos en la salud, se impartieron 16 talleres a 1,460 personas, se transmitieron 15 mensajes en centros de trabajo; durante las jornadas se distribuyeron 27,165 folletos informativos, se organizaron 13 desfiles en los que participaron 1,751 personas y se canalizó a 850 personas a tratamiento del tabaquismo. Las actividades se realizaron en 45 unidades médicas y centros de trabajo.

En mayo, se realizó la Segunda Semana Nacional de Salud en todas las Unidades Médicas de Petróleos Mexicanos. Asimismo se llevó a cabo la Primera Semana Nacional de Salud Bucal en todas las unidades médicas del Sistema de Salud de Petróleos Mexicanos, en la cual las actividades están enfocadas al área preventiva y consistieron en pláticas sobre salud bucal, detección de placa dentobacteriana, detección de cáncer bucal, orientación en la técnica de cepillado dental, información con respecto al uso de hilo dental e instrucción de higiene de prótesis, entre otras actividades.

En agosto se llevó a cabo la Semana Nacional de la Lactancia Materna. Se elaboraron y difundieron cuatro mensajes por medio de intranet a través de Pemex-Infoma. En septiembre se realizaron las Jornadas de Lucha para combatir el dengue en todas las unidades médicas y servicios preventivos de medicina de trabajo, realizando actividades de educación y promoción de la salud; que consistieron en pláticas, distribución de trípticos, folletos, colocación de carteles y eliminación de criaderos de vectores temporales y definitivos en todos los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos.

Se llevó a cabo durante septiembre la Semana Nacional de Promoción de la Salud en el adolescente en todas las unidades médicas de Petróleos Mexicanos ponderando el estilo de vida saludable, la alimentación adecuada, la activación física y la no violencia entre parejas. Se dieron pláticas, talleres, sesiones, teatros y conferencias masivas.

SERVICIOS MÉDICOS

La productividad asistencial en el ejercicio 2013 se muestra en el cuadro siguiente:

SERVICIOS MÉDICOS OTORGADOS		
SERVICIOS	2012	2013
Consultas	4,673,089	4,863,807
Intervenciones quirúrgicas	35,748	36,742
Egresos hospitalarios	79,439	78,843
Estudios de anatomía patológica	55,850	56,850
Estudios de laboratorio	4,460,193	4,602,915
Estudios de imagenología	498,446	590,373
Partos	1,163	1,174
Cesáreas	2,989	3,105

Fuente: Dirección Corporativa de Administración, SIAH.

Los resultados asistenciales en 2013 muestran un incremento de 4% en promedio de actividades asistenciales en comparación con el año previo, lo que implica una mayor utilización de los servicios por los usuarios, directamente relacionada con eventos contingentes no programados. Los egresos hospitalarios disminuyeron ligeramente, lo que va de la mano con los estudios de anatomía patológica. Los estudios de imagenología se incrementaron como consecuencia de la implantación del programa de digitalización de imágenes en los Hospitales Centrales y Regionales, cuyos beneficios son amplios y claros al hacer más oportuno el diagnóstico y por consecuencia las acciones encaminadas al tratamiento del paciente, ahorro en la adquisición, almacenaje y posterior eliminación de placas radiográficas, contribuyendo a mejorar el cuidado del medio ambiente, al evitar desechos de líquidos reveladores, evitar traslados y gastos en viáticos para el paciente y familiares, ya que la imagen puede ser vista a distancia entre hospitales.

Con relación al Porcentaje de satisfacción del cliente, producto de las encuestas realizadas, se alcanzó un porcentaje de satisfacción de 91%, arriba de la meta anual establecida, y por encima del estándar Institucional que es igual o mayor a 90%. Entre los factores que influyen para este resultado, se encuentran principalmente el surtimiento de medicamentos.

METODOLOGÍA UTILIZADA EN LA EVALUACIÓN DE LAS ENCUESTAS DE SATISFACCIÓN DE CLIENTES

ANTECEDENTES: Los Servicios de Salud de Petróleos Mexicanos, realizan desde 1993, encuestas de satisfacción a sus usuarios, en los 20 hospitales de la institución.

OBJETIVO: Conocer el grado de satisfacción de los usuarios a los servicios de salud y encontrar áreas de oportunidad que permitan incrementar la calidad de la atención que se proporciona.

DISEÑO ACTUAL: Los elementos utilizados, se basan en una encuesta de la Organización Mundial de la Salud, denominada (OMS/ *Whoqol-Bref*).

PERIODICIDAD: La evaluación de las encuestas a nivel nacional, se realiza de manera semestral.

TAMAÑO DE LA MUESTRA: En 2013, se aplicaron semestralmente a nivel nacional 5,726 encuestas.

MÉTODO DE APLICACIÓN: Consiste en aplicar a los derechohabientes de Petróleos Mexicanos que hicieron uso de los servicios de salud, cuestionarios que nos permiten identificar el grado de satisfacción por los servicios.

FICHA TÉCNICA: El Índice de Satisfacción se estructura, a través de medir el total de los usuarios encuestados, entre el número de usuarios que manifestaron estar satisfechos o muy satisfechos.

ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

En la adecuación 9C, el presupuesto anual en flujo de efectivo ascendió en su totalidad a 12,976 millones de pesos: 7,767 millones de pesos en servicios personales, 4,672 millones de pesos para adquisición de materiales y la contratación de servicios, y 537 millones de pesos en inversión.

Con el techo presupuestal asignado se instrumentaron mecanismos al interior de la Subdirección para atender los requerimientos de bienes y servicios con la finalidad de estar en posibilidad de proporcionar atención médica integral (servicios preventivos, asistenciales y de salud en el trabajo) a los derechohabientes.

Durante 2013 se registró un gasto de 12,873 millones de pesos en operación e inversión: 7,679 millones en servicios personales, 2,957 millones en materiales y suministros, 1,700 millones en servicios generales y 537 millones en inversión.

Algunos conceptos representativos del gasto se muestran a continuación:

GASTO EN SERVICIOS DE SALUD (millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013	VARIACIÓN ABSOLUTA
MATERIALES Y SUMINISTROS	2,973	2,957	-16
Medicamentos	1,488	1,395	-93
Medicina subrogada	771	726	-45
Otros insumos	714	836	122
SERVICIOS GENERALES	1,794	1,700	-94
Gastos médicos pagados a terceros	1,132	1,035	-97
Otros	662	665	3
SERVICIOS PERSONALES	7,092	7,679	587
OPERACIÓN	11,859	12,336	477
INVERSIÓN	586	537	-49
OPERACIÓN + INVERSIÓN	12,445	12,873	428

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo de cifras.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El gasto realizado en 2013 fue 428 millones de pesos superior respecto al año anterior principalmente por la aplicación de los Acuerdos adoptados por la Dirección Corporativa de Administración en materia de salarios y prestaciones que rigieron para el personal de confianza de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios a partir del primero de agosto de 2013 así como la autorización de cobertura temporal por concepto de comisiones, vacaciones, permisos, licencias e incapacidades, capacitación, becas, días de movilización y por ascensos del personal operativo y administrativo de confianza, adscrito a la Subdirección de Servicios de Salud, entre otros.

Durante el 2013 la cuota plana autorizada, que representa el costo de operación de los servicios médicos por cada familia de trabajador activo, jubilado y post mortem, se mantuvo en 70,332 pesos anuales, en línea con el monto autorizado al inicio del año, los ingresos resultantes de la aplicación de esta cuota por trabajador se ajusta al cierre del ejercicio a fin de

obtener el punto de equilibrio donde los costos totales se igualan a los ingresos por cuota plana; con cifras al 31 de diciembre de 2013, el resultado de esta operación es la nueva cuota de cierre de \$65,850 anual por trabajador que se presentan en la tabla.

La facturación de servicios médicos por cuota plana aumentó 3.6% respecto al ejercicio anterior.

Los Ingresos totales de la Subdirección se conforman de los ingresos por facturación a organismos subsidiarios por cuota plana más los ingresos por servicios a no derechohabientes y a trabajadores de PMI Comercio Internacional, donde se obtuvo un incremento del 3.6% y por otra parte, los costos de operación aumentaron en 4.9% con respecto al año anterior. El resultado del ejercicio 2013 arroja una pérdida de operación de 359 millones de pesos, que corresponde a los registros contables posteriores al 31 de diciembre de 2013, fecha en que se efectuó el Punto de Equilibrio.

FACTURACIÓN DE SERVICIOS MÉDICOS

CONCEPTO	2012	2013	VARIACIÓN ABSOLUTA	%
Ingresos de la Subdirección de Servicios de Salud por cuota plana (millones de pesos)	18,532	19,207	675	3.6
Promedio de trabajadores – mensual (activos, jubilados y post-mortem)	278,338	291,684	13,346	4.8
Cuota plana anual de cierre (pesos)	66,580	65,850	-730	-1.1
Cuota plana de cierre mensual (pesos)	5,548	5,488	-60	-1.1

Fuente: Información de ingresos del Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO) del Cierre Contable Anual 2012-2013; información de promedio de trabajadores: Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales; cuota plana autorizada: Grupo de Trabajo de Precios de Servicios Corporativos.

INGRESOS TOTALES Y COSTOS DE OPERACIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE SERVICIOS DE SALUD (millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013	VARIACIÓN ABSOLUTA	%
INGRESOS TOTALES	18,548	19,223	675	3.6
Costos de Operación	18,675	19,582	907	4.9
Pérdida de Operación de la SSS ^{1/}	127	359	232	182.7
Gastos de Operación	12,321	12,855	534	4.3
Pasivo Laboral	6,076	6,398	322	5.3
Compras y Servicios inter-organismos e inter-compañías	32	18	-14	-43.8
Depreciación	246	311	65	26.6

1/ SSS. Subdirección de Servicios de Salud.

Fuente: Información de Ingresos: Sistema SAP R/3 Módulo *Controlling* (CO) del Cierre Contable Anual 2012-2013; información promedio de trabajadores: Subdirección de Recursos Humanos y Relaciones Laborales; cuota plana autorizada: Grupo de Trabajo de Precios de Servicios Corporativos, los ingresos Totales incluyen lo correspondiente a PMI y no derechohabientes.

5.7 DONATIVOS Y DONACIONES

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES

El Consejo de Administración autorizó una previsión presupuestaria anual de recursos de donativos y donaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para el ejercicio 2013 de 3,249.9 millones de pesos, distribuidos en 963.6 millones para donativos (dinero) y 2,286.3 millones de pesos para donaciones (especie), consistentes en 1,055.2 millones de pesos para asfalto AC-20 y 1,231.1 millones de pesos para combustibles.

Del presupuesto para el otorgamiento de donativos y donaciones en 2012 y 2013, se autorizaron los siguientes recursos económicos:

DONATIVOS Y DONACIONES AUTORIZADOS

(pesos)

BENEFICIARIOS	2012	%	2013	%	VARIACIÓN (%)
Gobiernos de los estados	1,437,907,525	72.7	2,371,577,091	84.9	64.9
Gobiernos municipales	499,986,099	25.3	355,196,745	12.8	-28.9
Organizaciones de la sociedad civil	40,215,747	2.0	39,745,637	1.4	-1.2
Gobierno Federal	-	-	25,463,622	0.9	-
TOTAL	1,978,109,371	100.0	2,791,983,095	100.0	41.1

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En 2013 se registraron 1,654 solicitudes de donativos y donaciones, 61.2% más que en 2012, promovidas por estados, municipios y organizaciones de la sociedad civil; se seleccionaron 203 solicitudes (12.3%) en las que se ejerció un presupuesto de 2,792 millones de pesos.

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES POR ENTIDAD FEDERATIVA

(miles de pesos)

ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2012	2013	%	2012	2013	%	2012	2013	%
Mayor	368,800.0	484,506.5	31.3	908,749.5	1,065,179.5	17.2	1,277,549.5	1,549,686.0	21.3
Mediana	73,352.9	27,000.0	-63.1	481,462.7	559,148.2	16.1	554,815.6	586,148.2	5.6
Resto del país	7,847.1	-	-100.0	137,897.2	656,148.9	375.8	145,744.2	656,148.9	350.2
TOTAL	450,000.0	511,506.5	13.7	1,528,109.4	2,280,476.6	49.2	1,978,109.3	2,791,983.1	41.1

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

A las entidades federativas prioritarias para la operación de Petróleos Mexicanos, se destinaron 2,135.8 millones de pesos que representan 76.5% del total de recursos asignados. No obstante de tener porcentualmente una participación menor en el presupuesto ejercido, comparado con 2012, se tuvo un incremento en términos nominales del 16.7%

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES CON MAYOR
ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2012	2013	%	2012	2013	%	2012	2013	%
Campeche	106,000,000	184,743,300	74.3	218,379,292	249,204,566	14.1	324,379,292	433,947,866	33.8
Chiapas	9,000,000	68,006,472	655.6	81,885,035	86,302,540	5.4	90,885,035	154,309,012	69.8
Tabasco	114,500,000	108,500,000	-5.2	228,634,789	261,406,217	14.3	343,134,789	369,906,217	7.8
Tamaulipas	53,400,000	20,000,000	-62.5	178,991,637	154,912,397	-13.5	232,391,637	174,912,397	-24.7
Veracruz	85,900,000	103,256,700	20.2	200,858,793	313,353,837	56.0	286,758,793	416,610,537	45.3
SUBTOTAL	368,800,000	484,506,472	31.4	908,749,546	1,065,179,557	17.2	1,277,549,546	1,549,686,029	21.3

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES CON MEDIANA
ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA**
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2012	2013	%	2012	2013	%	2012	2013	%
Coahuila	-	-	0.0	26,493,668	28,507,453	7.6	26,493,668	28,507,453	7.6
Guanajuato	8,000,000	-	-100	78,239,761	57,127,508	-27	86,239,761	57,127,508	-33.8
Hidalgo	16,000,000	5,000,000	-68.8	115,023,858	140,130,808	21.8	131,023,858	145,130,808	10.8
Nuevo León	23,352,919	-	-100	114,752,667	156,802,279	36.6	138,105,586	156,802,279	13.5
Oaxaca	26,000,000	10,000,000	-61.5	107,876,280	86,637,953	-19.7	133,876,280	96,637,953	-27.8
Puebla	-	6,000,000	100	35,171,220	50,382,440	43.2	35,171,220	56,382,440	60.3
San Luis Potosí	-	6,000,000	100	3,905,204	39,559,760	913.0	3,905,204	45,559,760	1,066.6
SUBTOTAL	73,352,919	27,000,000	-63.2	481,462,658	559,148,201	16.1	554,815,577	586,148,201	5.6

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

DISTRIBUCIÓN DE DONATIVOS Y DONACIONES A ENTIDADES DEL RESTO DEL PAÍS
(pesos)

ENTIDAD	DONATIVOS EN EFECTIVO			DONACIONES EN ESPECIE			TOTAL		
	2012	2013	%	2012	2013	%	2012	2013	%
Aguascalientes	-	-	-	4,831,887	14,278,672	195.5	4,831,887	14,278,672	195.5
Baja California	-	-	-	4,169,391	9,538,376	128.8	4,169,391	9,538,376	128.8
Baja California Sur	-	-	-	16,622,356	15,719,724	-5.4	16,622,356	15,719,724	-5.4
Chihuahua	-	-	-	16,524,296	27,878,689	68.7	16,524,296	27,878,689	68.7
Colima	-	-	-	10,548,706	31,228,886	196.0	10,548,706	31,228,886	196.0
Distrito Federal	5,847,081	-	-100	1,899,820	26,543,561	1,297.2	7,746,901	26,543,561	242.6
Durango	-	-	-	2,613,148	30,527,988	1,068.2	2,613,148	30,527,988	1,068.2
Guerrero	-	-	-	19,025,887	144,681,190	660.4	19,025,887	144,681,190	660.4
Jalisco	-	-	-	-	1,048,097	100.0	-	1,048,097	100.0
México	-	-	-	228,391	217,942,572	95,325.2	228,391	217,942,572	95,325.2
Michoacán	-	-	-	7,138,193	26,632,313	273.1	7,138,193	26,632,313	273.1
Morelos	-	-	-	8,914,788	25,261,877	183.4	8,914,788	25,261,877	183.4
Nayarit	-	-	-	-	6,107,113	100.0	-	6,107,113	100
Querétaro	-	-	-	13,801,755	14,201,251	2.9	13,801,755	14,201,251	2.9
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	2,000,000	-	-100	7,834,520	38,903,092	396.6	9,834,520	38,903,092	295.6
Sonora	-	-	-	4,578,358	11,134,640	143.2	4,578,358	11,134,640	143.2
Tlaxcala	-	-	-	9,410,540	5,070,005	-46.1	9,410,540	5,070,005	-46.1
Yucatán	-	-	-	4,569,526	4,462,013	-2.4	4,569,526	4,462,013	-2.4
Zacatecas	-	-	-	5,185,605	4,988,806	-3.8	5,185,605	4,988,806	-3.8
SUBTOTAL	7,847,081	-100	137,897,167	656,148,865	375.8	145,744,248	656,148,865	350.2	

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

OBRAS O PROGRAMAS DESTACADOS

Con los recursos autorizados por el Consejo de Administración en la Previsión Presupuestaria Anual para el ejercicio 2013 se llevaron a cabo, entre otros, los siguientes proyectos y acciones:

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS REALIZADOS CON DONATIVOS Y DONACIONES 2013

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO
TOTAL		1,876,522,869	
Campeche	Gobierno del Estado	147,500,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la implementación de diversos proyectos productivos, de infraestructura hidráulica; fomento al desarrollo económico; recreación, cultura y esparcimiento; así como para la adquisición de un módulo de maquinaria.
Campeche	Gobierno del Estado	30,000,000	Autorización de un donativo en dinero para fomentar el desarrollo de los sectores pesqueros de altura, 15 millones de pesos; y ribereños 15 millones de pesos, a través de la implementación de diversos proyectos productivos y acciones.
Chiapas	Gobierno del Estado	53,006,472	Autorización de un donativo en efectivo para apoyar la construcción de obras de infraestructura urbana, hidráulica y sanitaria; así como la ampliación de la red de distribución de energía eléctrica, en los municipios de la entidad con mayor presencia de la industria petrolera.
Chiapas	Gobierno del Estado	81,219,511	Donación de 5,300 toneladas de asfalto AC-20 50,472,454 pesos; 1,250,000 litros de gasolina magna, 12,552,187 pesos, 1,300,000 litros de diesel, 13,566,541 pesos y 450,000 litros de turbosina 4,628,329 pesos, para apoyar con el asfalto las obras de bacheo, reencarpetao, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades de la entidad y de sus municipios; con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de dependencias estatales, municipales e instituciones; y con la turbosina, la operación de las aeronaves del gobierno estatal en el cumplimiento de sus funciones.
Tabasco	Gobierno del Estado	261,406,217	Donación de 10,900 toneladas de asfalto AC-20, 95,753,871 pesos, 8,562,800 litros de gasolina magna, 91,210,860 pesos, y 6,739,200 litros de diesel, 74,441,486 pesos, para apoyar la realización de obras de bacheo, reencarpetao, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades de la red carretera estatal y municipal, así como la operación del parque vehicular y maquinaria de las dependencias estatales, de los sectores productivo y social, asistencial y municipios de la entidad.
Tabasco	Gobierno del Estado	100,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la realización de proyectos de desarrollo social sustentable, sustentabilidad ambiental, de desarrollo e infraestructura social, protección ambiental y proyectos productivos, para contribuir a elevar la calidad de vida de la población asentada en los municipios con actividad petrolera en la entidad.
Tamaulipas	Gobierno del Estado	118,502,687	Donación de 8,500 toneladas de asfalto AC-20, 76,301,562 pesos, y 4,000,000 de litros de gasolina magna, 42,201,125 pesos, para apoyar el bacheo, reencarpetao, rehabilitación y/o construcción de diversas vialidades estatales y municipales, así como la operación del parque vehicular oficial del Gobierno del Estado.

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO (CONTINÚA)
Veracruz	Gobierno del Estado	253,085,350	Donación de 17,500 toneladas de asfalto AC-20, 153,733,280 pesos, 4,500,000 litros de gasolina magna, 47,933,955 pesos, 4,500,000 litros de diesel, 49,707,189 y 150,000 litros de turbosina, 1,710,926 pesos, para apoyar el bacheo, rehabilitación, pavimentación y/o reencarpetado de carreteras estatales y municipales y caminos rurales del estado de Veracruz, y la operación del parque vehicular y maquinaria y aeronaves de la administración estatal.
Veracruz	Gobierno del Estado	89,756,700	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la realización de proyectos productivos, construcción y/o rehabilitación o asfaltado de caminos y vialidades, adquisición de equipo de protección civil, de vehículos diversos para atención inmediata de emergencias, adquisiciones diversas para el DIF Estatal, servicios de salud, obras de saneamiento, proyectos de rehabilitación, construcción y ampliación de agua entubada en diversos municipios de la entidad, desarrollo social e infraestructura carretera.
Hidalgo	Gobierno del Estado	104,310,557	Donación de 10,000 toneladas de asfalto AC-20, 90,896,023 pesos, 600,000 litros de gasolina magna 6,269,143 pesos, 600,000 litros de diesel, 6,505,575 pesos, y 50,000 litros de turbosina, 639,816 pesos, para apoyar con el asfalto el bacheo, rehabilitación, pavimentación y reencarpetado de vialidades estatales y municipales; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria del Gobierno del Estado y de las aeronaves destinadas a la atención de emergencias.
Oaxaca	Gobierno del Estado	66,752,468	Donación de 4,500 toneladas de asfalto AC-20, 39,531,415 pesos, 1,000,000 de litros de gasolina magna, 10,651,990 pesos y 1,500,000 litros de diesel, 16,569,063 pesos, para apoyar las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de carreteras, caminos y vialidades de la entidad y de sus municipios, así como en la operación del parque vehicular y maquinaria de dependencias estatales y municipales en la prestación de servicios públicos.
Nuevo León	Gobierno del Estado	39,957,192	Donación de 3,500,000 litros de gasolina magna, 34,790,140 pesos y 500,000 litros de diesel, 5,167,052 pesos, para apoyar la operación del parque vehicular de la administración estatal utilizado en las tareas que realiza Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey I. P. D., en el Estado de Nuevo León.
Puebla	Gobierno del Estado	31,314,224	Donación de 800 toneladas de asfalto AC-20, 7,181,323 pesos, 1,500,000 litros de gasolina magna, 15,825,422 pesos, 600,000 litros de diesel, 6,566,600 pesos y 150,000 litros de turbosina, 1,740,879 pesos, para apoyar con el asfalto las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades de la entidad, y con los combustibles la operación del parque vehicular, maquinaria y aeronaves de la administración estatal.
Colima	Gobierno del Estado	31,228,886	Donación de 3,000 toneladas de asfalto AC-20, 26,929,963 pesos, 200,000 litros de gasolina magna, 2,110,056 pesos y 200,000 litros de diesel, 2,188,867 pesos, para apoyar la rehabilitación de vialidades urbanas y carreteras estatales en diversos municipios del estado de Colima, afectados por la tormenta tropical "Manuel".

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO (CONTINÚA)
Durango	Gobierno del Estado	30,527,988	Donación de 2,800 toneladas de asfalto AC-20, 25,134,632 pesos, 200,000 litros de gasolina magna, 2,110,056 pesos y 300,000 litros de diesel, 3,283,300 pesos para apoyar con el asfalto el bacheo, rehabilitación, pavimentación y reencarpetado de vialidades estatales y municipales; y con los combustibles la operación del parque vehicular de la administración estatal.
Guerrero	Gobierno del Estado	144,361,630	Donación de 10,000 toneladas de asfalto AC-20, 89,766,544 pesos, 2,000,000 de litros de gasolina magna, 21,100,562 pesos, 2,000,000 de litros de diesel, 21,888,666 pesos y 1,000,000 de litros de turbosina, 11,605,858 pesos para apoyar el bacheo, rehabilitación, pavimentación y reencarpetado de diversas vialidades estatales y municipales, así como la operación del parque vehicular, maquinaria de las administraciones estatal y municipales y la operación de la aeronaves del Gobierno del Estado.
México	Gobierno del Estado	200,001,846	Donación de 4,500 toneladas de asfalto AC-20, 40,394,945 pesos y 15,128,213 litros de gasolina magna, 159,606,901 pesos, para apoyar el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de caminos y vialidades estatales y municipales así como la operación del parque vehicular que será utilizado en las actividades de protección de las instalaciones petroleras, ductos y poliductos, localizados en el Estado de México y área conurbada.
Hidalgo	Municipio de Tula de Allende	5,702,721	Donación de 440 toneladas de asfalto AC-20, 3,999,425 pesos, 80,000 litros de gasolina magna, 835,886 pesos y 80,000 litros de diesel, 867,410 pesos, para apoyar con el asfalto el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de los accesos, carreteras y avenidas del municipio; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Nuevo León	Municipio de Cadereyta Jiménez	11,657,311	Donación de 700 toneladas de asfalto AC-20, 6,283,658 pesos, 250,000 litros de gasolina magna, 2,637,570 pesos y 250,000 litros de diesel, 2,736,083 pesos, para apoyar con el asfalto, el bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades en el municipio; y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Oaxaca	Municipio de Salina Cruz	11,539,776	Donación de 520 toneladas de asfalto AC-20, 4,726,593 pesos, 320,000 litros de gasolina magna, 3,343,543 pesos y 320,000 litros de diesel, 3,469,640 pesos, para apoyar con el asfalto las obras de bacheo, reencarpetado, rehabilitación y/o construcción de vialidades en el municipio, y con los combustibles, la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal en la prestación de los servicios públicos.
Puebla	Municipio de San Martín Texmelucan	6,996,854	Donación de 540 toneladas de asfalto AC-20, 4,847,393 pesos, 100,000 litros de gasolina magna, 1,055,028 pesos y 100,000 litros de diesel, 1,094,433 pesos, para apoyar el bacheo, rehabilitación, pavimentación y reencarpetado de boulevares, avenidas y calles del municipio, así como la operación del parque vehicular y maquinaria de la administración municipal.
Tamaulipas	Municipio de Ciudad Madero	20,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la construcción de la 2ª. Etapa del Parque Bicentenario.

ENTIDAD	BENEFICIARIO	MONTO (PESOS)	DESTINO (TERMINA)
Distrito Federal	S.C.T. Aeropuertos y Servicios Auxiliares	19,194,479	Donación de 1,500,000 litros de turbosina para apoyar las actividades de rescate a la población afectada por la emergencia resultante de los desastres naturales causados por la "Tormenta Tropical Manuel" y el "Huracán Ingrid".
Chiapas	Natura y Ecosistemas Mexicanos, A.C.	10,000,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la ejecución del proyecto de Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta, Quinta Fase.
Tabasco	Espacios Naturales y Desarrollo Sustentable, A.C.	8,500,000	Autorización de un donativo en dinero para apoyar la continuación de los Proyectos: Educación Ambiental y Operación de la Casa del Agua en los Pantanos de Centla, 2,500,000 pesos, y Educación Ambiental y Restauración Forestal de las Áreas Naturales Protegidas del Golfo de México, Subregión Planicie Costera, 6,000,000 pesos.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El presupuesto autorizado permitió la realización de proyectos de infraestructura vial e hidráulica, equipamiento urbano y rural, la implementación de programas y acciones de desarrollo social y comunitario, así como apoyar proyectos de educación ambiental y restauración forestal en áreas naturales protegidas.

Mediante la autorización y otorgamiento de los donativos y donaciones Petróleos Mexicanos fomenta el desarrollo social y comunitario, se fortalece la operación de la industria petrolera estatal y su entorno social con gobiernos de los estados, municipios y organizaciones de la sociedad civil; se impulsa la intervención de la sociedad civil a través de investigaciones, estudios y propuestas en regiones en donde opera la industria petrolera; y se direccionan los recursos a proyectos de impacto directo a las comunidades con criterios de sustentabilidad y máxima publicidad. Así también, se ha facilitado el cumplimiento de las metas operativas de Petróleos Mexicanos y sus Organismos, mediante acuerdos y consensos internos.

Conforme a la normatividad vigente, se realizan acciones para garantizar que los donatarios utilicen los apoyos sociales otorgados en los fines autorizados, a través de la suscripción de contratos de donativo y de donación, en donde se establece, entre otras obligaciones, la de aplicar los apoyos sociales otorgados en un tiempo determinado, así como la de enviar los informes correspondientes.

5.8 TRANSPARENCIA, RENDICIÓN DE CUENTAS Y MEJORA DE LA GESTIÓN

LEY FEDERAL DE TRANSPARENCIA Y ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA GUBERNAMENTAL (LFTAIPG)

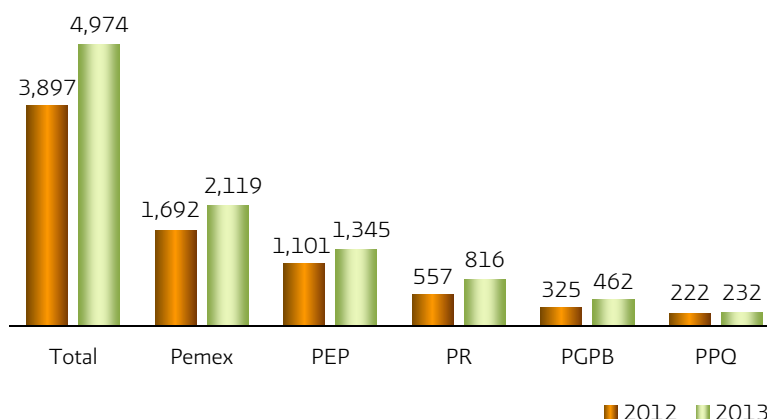
De enero a diciembre de 2013 Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios recibieron 4,974 solicitudes de acceso a la información formuladas al amparo de la LFTAIPG. Se dio respuesta a 4,656 solicitudes, incluyendo las recibidas en el periodo y las acumuladas de periodos anteriores, atendidas dentro de los plazos que marca la ley.

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN RECIBIDAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, 2013

ENTIDAD	TOTAL RECIBIDAS
TOTAL	4,974
Petróleos Mexicanos	2,119
Pemex-Exploración y Producción	1,345
Pemex-Refinación	816
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	462
Pemex-Petroquímica	232

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

Durante 2013 se observó un incremento de 28% en el número de solicitudes de información recibidas respecto al periodo de enero-diciembre de 2012 con 3,897 solicitudes.

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN RECIBIDAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, ENERO-DICIEMBRE


Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

El número de solicitudes atendidas puede incluir la atención de algunas solicitudes recibidas en el último trimestre del año anterior, de ahí que puedan ser mayores que las recibidas.

SOLICITUDES DE INFORMACIÓN ATENDIDAS AL AMPARO DE LA LFTAIPG, 2013

ENTIDAD	ATENDIDAS
Total	4,656
Petróleos Mexicanos	1,938
Pemex-Exploración y Producción	1,290
Pemex-Refinación	790
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	420
Pemex-Petroquímica	218

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

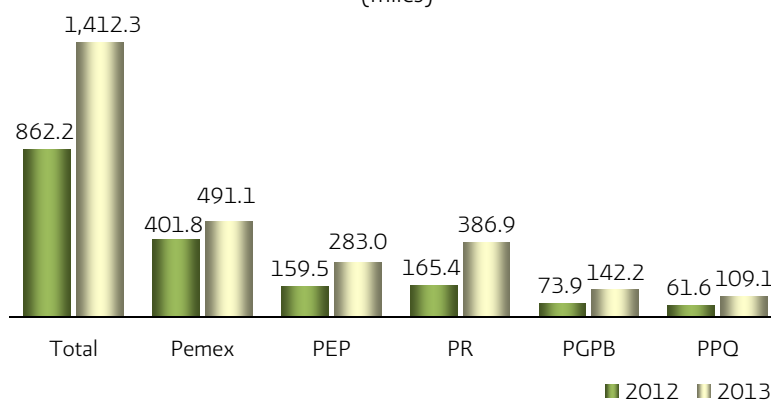
PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, actualizaron la información contenida en las 17 fracciones registradas en el Portal de Obligaciones de Transparencia, según lo indica el

Artículo 7 de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. En el periodo que nos ocupa, se han realizado un total de 1,412,293 consultas formuladas al Portal de Obligaciones de Transparencia de Petróleos Mexicanos y de cada uno de sus organismos subsidiarios en su conjunto.

Durante 2013 se tuvo un incremento del 63.8% en el número de consultas realizadas en relación al mismo periodo de 2012, que fue de 862,202 como lo muestra la siguiente gráfica:

**CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE
TRANSPARENCIA, ENERO-DICIEMBRE**
(miles)



Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

**CONSULTAS AL PORTAL DE OBLIGACIONES DE TRANSPARENCIA DE
PETRÓLEOS MEXICANOS Y DE SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS 2013**

ENTIDAD	2012	2013
TOTAL	862,202	1,412,293
Petróleos Mexicanos	401,817	491,100
Pemex-Exploración y Producción	159,516	283,028
Pemex-Refinación	165,360	386,861
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	73,946	142,163
Pemex-Petroquímica	61,563	109,141

1/ Algunas cifras fueron actualizadas posteriormente a la aprobación del Informe Anual 2012.

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

SISTEMA DE ÍNDICES DE EXPEDIENTES RESERVADOS.

En el periodo que se reporta se actualizó el Sistema de Índices de Expedientes Reservados con información correspondiente al ejercicio 2013. Al cierre del periodo se tiene un total de 57,342 expedientes reservados y 60,682 expedientes desclasificados, con cifras acumuladas del Corporativo y sus organismos subsidiarios.

EXPEDIENTES RESERVADOS 2013

ENTIDAD	EXPEDIENTES CLASIFICADOS	EXPEDIENTES DESCLASIFICADOS
TOTAL	57,342	60,682
Petróleos Mexicanos	44,956	44,975
Pemex-Exploración y Producción	4,906	1,382
Pemex-Refinación	1,291	280
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	5,101	13,778
Pemex-Petroquímica	1,088	267

Fuente: IFAI.

**PETRÓLEOS MEXICANOS
EXPEDIENTES RESERVADOS**


Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

SISTEMA PERSONA

En 2013, la industria petrolera dio cumplimiento a lo establecido en la LFTAIPG, reglamento y lineamientos, con respecto a la actualización semestral del Sistema Persona que se realizó el mes de septiembre, el cual contiene el listado de Sistemas de Datos Personales que la industria petrolera administra. Para este primer periodo de actualización de 2013 no se reportó cambio alguno en el registro de sistemas.

SISTEMA PERSONA- CUARTO TRIMESTRE 2013

ENTIDAD	NÚMERO DE SISTEMAS
TOTAL	16
Petróleos Mexicanos	13
Pemex-Refinación	1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	2

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

COMITÉ DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Como lo establece el artículo 30 de la LFTAIPG y el 57 de su Reglamento, los Comités de Información están integrados por un servidor público designado por el Titular de cada Entidad,

el Titular de la Unidad de Enlace, el Titular del Órgano Interno de Control de cada Entidad, el Secretario Ejecutivo y otros servidores públicos necesarios para el apoyo al desarrollo de las funciones del Comité con voz, pero sin voto.

Como se desprende del artículo 29 de la LFTAIPG, dentro de las funciones de los Comités de Información se encuentra la de coordinar y supervisar acciones tendientes a proporcionar información solicitada al amparo de la LFTAIPG, confirmar, modificar o revocar la clasificación de la información formulada por las unidades administrativas y establecer criterios específicos de clasificación y de organización de archivos en la entidad (conforme a lineamientos emitidos por el IFAI y el Archivo General de la Nación), así como promover una mayor eficiencia en la gestión de solicitudes.

Las actividades de los Comités de Información de enero a diciembre de 2013 fueron las siguientes:

ACTIVIDADES DE LOS COMITÉS DE INFORMACIÓN, 2013

	SESIONES ORDINARIAS	SESIONES EXTRA-ORDINARIAS	ASUNTOS ATENDIDOS	RESOLUCIONES EMITIDAS ^{1/}	RECURSOS DE REVISIÓN ATENDIDOS
TOTAL	94	47	737	733	186
Petróleos Mexicanos	47	7	347	347	90
Pemex-Exploración y Producción ^{2/}	3	8	192	90	50
Pemex-Refinación ^{3/}	12	0	36	206	34
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	22	15	87	81	6
Pemex-Petroquímica	10	17	75	9	6 ^{4/}

1/ Resoluciones sobre inexistencias, reserva y confidencialidad.

2/ El Comité de Información de Pemex-Exploración y Producción sesiona de manera permanente.

3/ El Comité de Información de Pemex-Refinación sesiona de manera permanente y realiza una reunión mensual de seguimiento.

4/ Dos recursos pendientes de Resolución del IFAI.

Fuente: Petróleos Mexicanos.

TRANSPARENCIA FOCALIZADA

Se actualizó la información en materia de temas focalizados: Donativos y Donaciones y Servicios de Salud–Petróleos Mexicanos, Pemex Franquicias-Pemex Refinación, Productos Petroquímicos-Pemex Petroquímica; e Investigación y posgrado por parte del Instituto Mexicano del Petróleo.

La información que se publica en este renglón es la de utilidad para los ciudadanos, garantizando su fácil acceso, por lo amigable y asequible; pues se eliminan los accesos intermedios, contribuyendo a excluir la opacidad en la información.

ARCHIVÍSTICA Y DIGITALIZACIÓN

Se actualizó y publicó al cuarto trimestre de 2013, en el portal Institucional de Petróleos Mexicanos, la Guía Simple de Archivos, con información por cada Dirección Corporativa y de la Dirección General, incluyendo la descripción básica de las series documentales, indicando sus características fundamentales y sus datos generales, de los responsables, las clasificaciones

archivísticas y destino final de 73,187 nuevos expedientes en archivo de trámite, 48% de la cifra correspondiente al mismo periodo del año pasado, y que hacen un total de 1,339,561 expedientes durante 2013; respecto al cierre de 2012 en que se tenía la cifra acumulada de 151,019 nuevos expedientes en archivo de trámite, haciendo un total de 1,283,785 expedientes.

Se actualizó la Red de Enlaces y Responsables de Archivo, para la capacitación al cuarto trimestre de 2013 en: conceptos normativos, el uso y manejo del Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Documental y en la Herramienta de Consulta Archivística, haciendo un total de 505 participantes de las direcciones corporativas, 186 más que en el mismo periodo durante el año pasado; respecto a la cifra acumulada al cuarto trimestre de 2012 en donde se capacitaron a 301 enlaces y responsables.

Se concluyó el cotejo físico y electrónico relativo a 80 procedimientos de transferencias primarias hacia el Archivo de Concentración de Petróleos Mexicanos que integra 15,027 expedientes, cuya vigencia operativa en el archivo de trámite ha concluido, y que fueron cerrados documentalmente (ordenados, expurgados, foliados, digitalizados e indexados hacia el Módulo de Archivo de la Solución Tecnológica Documental). Respecto al cuarto trimestre de 2012 se realizaron 24 transferencias adicionales en este mismo periodo, incrementando 5,916 expedientes cerrados documentalmente en el periodo.

RESULTADO DE LAS VENTAS ANUALES DE LOS BIENES MUEBLES E INMUEBLES DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y DE LOS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

Derivado de la implantación del programa para la desincorporación de activos, y con objeto de dar continuidad a esta tarea, se informan los resultados en el ejercicio 2013.

Al 31 de diciembre de 2013, se obtuvo un avance de 97.8% en relación al monto programado en bienes muebles, lo que representa un incremento de 34% respecto al ejercicio precedente. Los resultados se deben fundamentalmente a que en este periodo se enajenaron 69,500 toneladas de desechos, por un monto de 133 millones de pesos, así como 805 unidades vehiculares por un monto de 34.2 millones de pesos; la venta de cuatro buques-tanque (Vicente Guerrero, Nuevo Pemex I, Lázaro Cárdenas II y Guadalupe Victoria II) por un importe de 51.8 millones de pesos; y, de tres plantas (Clorados I, Clorados II y Acetaldehído), por 6.5 millones de pesos.

La variación observada entre lo realizado y lo programado, se debe a que de 221 licitaciones llevadas a cabo durante el periodo en cuestión, 28.5% (63 licitaciones) se declararon desiertas. Es de señalar que en el caso de las 156 licitaciones adjudicadas, en el 75% (117 licitaciones) se adjudicaron en primera o segunda almoneda. Con relación al año previo, se observa un aumento en los ingresos netos acumulados por 57.8 millones de pesos.

PRESUPUESTO DE VENTAS VS VENTAS NETAS, INFORME DE RESULTADOS ENERO-DICIEMBRE 2013
(millones de pesos)

CONCEPTO/ORGANISMO	TOTAL	CORPORATIVO	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	PEMEX REFINACIÓN	PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	PEMEX PETROQUÍMICA
BIENES MUEBLES						
Ingreso programado	252.09	4.25	85.86	60.52	10.90	90.55
Ingreso neto acumulado	246.55	12.59	100.22	96.51	4.22	33.01
% de avance	97.80	296.18	116.73	159.45	38.68	36.45
BIENES INMUEBLES						
Ingreso programado	11.92	1.20	4.12	0.00	6.60	0.00
Ingreso neto acumulado	68.93	0.00	3.09	0.00	65.84	0.00
% de avance	578.27	0.00	75.00	-	997.58	-
TOTAL						
Ingreso programado	264.01	5.45	89.98	60.52	17.50	90.55
Ingreso neto acumulado	315.48	12.59	103.31	96.51	70.06	33.01
% de avance	119.50	230.98	114.82	159.45	400.23	36.45

Fuente: Dirección Corporativa de Administración.

En relación a los bienes inmuebles enajenados de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios el avance obtenido fue de 578%, la variación de los resultados esperados al término del periodo se debe principalmente a que en el Programa de Enajenación de Inmuebles 2013 de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios no se consideró la venta de los ramales de distribución de gas natural.

Posteriormente se recibió por parte de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, la solicitud de iniciar el proceso de enajenación con base en el acuerdo número A/011/2012 de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en el que establece nuevas recomendaciones que se deberán incluir en el proceso de licitación.

El proyecto autorizado de enajenación de ramales de distribución consideró los siguientes ductos:

- Gasoducto Sector Venta de Carpio
- Gasoducto Sector Chihuahua
- Gasoducto Sector Ciudad Juárez
- Gasoducto Sector Veracruz/Mendoza

Estos ductos se licitaron durante el año de 2013, enajenándose los gasoductos de los Sectores Veracruz y Mendoza por un total de 65.8 millones de pesos, quedando desiertas las licitaciones de Venta de Carpio, Chihuahua y Ciudad Juárez, mismas que están sujetas a la actualización del avalúo y a las disposiciones de Pemex-Gas y Petroquímica Básica para su enajenación por cuenta y orden en 2014.

PROGRAMA DE ENAJENACIÓN DE BIENES INMUEBLES DE PETRÓLEOS MEXICANOS 2013

El Programa de Enajenación de Bienes Inmuebles de Petróleos Mexicanos 2013, autorizado en sesión 863 ordinaria del 25 de octubre de 2013, concentra la enajenación de bienes inmuebles en los Estados de Veracruz (tres), Tamaulipas (uno) y Distrito Federal (dos). Conforme a lo anterior, se informa que para el año 2013 en el Estado de Veracruz se concluyó la venta de un inmueble, quedando uno en elaboración de avalúo y uno por licitarse. En el Estado de Tamaulipas, con base en las Normas vigentes se tiene incorporada la licitación de este bien inmueble en el programa de trabajo 2014. Con respecto a la enajenación de dos inmuebles en el D.F., estos se encuentran en proceso de integración de la documentación correspondiente.

ADMINISTRACIÓN PATRIMONIAL

- Continuó la revisión y actualización del Programa 2013 del inventario de bienes muebles de la Industria. Se tienen los siguientes avances: Corporativo de Petróleos Mexicanos 100%, Pemex-Exploración y Producción 96%, Pemex-Refinación 95%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 62%, Pemex-Petroquímica 73%.
- Continuó la revisión y actualización del Programa 2013 del inventario de bienes inmuebles de la Industria, con el siguiente avance: Corporativo de Petróleos Mexicanos 100%, Pemex-Exploración y Producción 83%, Pemex-Refinación 100%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 26% y Pemex-Petroquímica 100%.
- Diseño y ejecución del programa de actualización del inventario y regularización de bienes inmuebles federales en uso por Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios para 2013. Avance de 100%.
- Diseño y ejecución del programa 2013 de identificación, regularización y registro de los arrendamientos de inmuebles de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Se tuvieron los siguientes avances: Corporativo de Petróleos Mexicanos 100%, Pemex-Exploración y Producción 85%, Pemex-Refinación 100%, Pemex-Gas y Petroquímica Básica 100%, Pemex-Petroquímica no aplica.
- Elaboración del calendario de ejecución del programa anual de enajenación 2013 de bienes muebles improductivos, obsoletos, ociosos o innecesarios de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Avance de 98%.
- Se fortaleció la labor del área de comercialización y promoción de bienes, mediante el diseño y puesta en operación de una nueva estrategia comercial centrada en tres ejes: mayor eficiencia en los procesos de desincorporación de activos; mayor impulso a la competencia en dichos procesos; y, un énfasis en la transparencia y en la rendición de cuentas. Avance de 100%.

MEDIDAS PARA EL USO EFICIENTE, TRANSPARENTE Y EFICAZ DE LOS RECURSOS PÚBLICOS, Y LAS ACCIONES DE DISCIPLINA PRESUPUESTARIA EN EL EJERCICIO DEL GASTO PÚBLICO, ASÍ COMO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL.

En cumplimiento de las disposiciones contenidas en el artículo octavo del Decreto que establece las medidas para el uso eficiente, transparente y eficaz de los recursos públicos y las acciones de disciplina presupuestaria en el ejercicio del gasto público, así como para la modernización de la Administración Pública Federal de fecha 10 de diciembre de 2012 y en el numeral 9, fracción III de los Lineamientos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público del 30 de enero de 2013, durante el ejercicio fiscal de 2013, se redujo en 5% el gasto en servicios personales de mandos medios y superiores, generando un ahorro de 50.1 millones de pesos, mismo que se reflejó en el presupuesto mediante la Adecuación I versión A , autorizada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público el 5 de junio de 2013.

6. PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS

6.1 PRINCIPALES RESULTADOS OPERATIVOS CONSOLIDADOS

En el Presupuesto de Egresos de la Federación se presenta la estrategia programática de Petróleos Mexicanos. Las metas estratégicas consolidadas comprometidas para 2013, así como su cumplimiento conforme a la estructura del PEF, se presentan a continuación:

METAS ESTRATÉGICAS PARA PETRÓLEOS MEXICANOS (CONSOLIDADO) PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2013

CONCEPTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	ALCANZADO	CUMPL. %
PERFORAR POZOS ^{1/}				
Exploratorios	Pozos	41	38	92.7
Desarrollo	Pozos	615	785	127.6
PRODUCIR				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	2,550.0	2,522.1	98.9
Gas natural ^{2/}	Millones de pies cúbicos diarios	6,261.0	6,370.3	101.7
Condensados ^{3/}	Miles de barriles diarios	45.3	45.2	99.8
Gas seco ^{4/}	Millones de pies cúbicos diarios	3,690.6	3,693.4	100.1
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,562.6	1,456.8	93.2
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,342.5	1,250.6	93.2
Gas licuado ^{6/}	Miles de barriles diarios	220.1	206.2	93.7
Petroquímicos ^{7/}	Miles de toneladas	17,410.0	13,990.2	80.4
COMERCIALIZAR				
EN EL MERCADO INTERNO				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,313.9	1,229.1	93.5
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	3,285.9	3,463.5	105.4
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	1,825.2	1,784.6	97.8
Petrolíferos ^{5/}	Miles de barriles diarios	1,539.9	1,501.8	97.5
Gas licuado	Miles de barriles diarios	285.3	282.8	99.1
Petroquímicos	Miles de toneladas	5,284.9	3,962.4	75.0
Básicos ^{8/}	Miles de toneladas	92.5	74.2	80.2
Desregulados	Miles de toneladas	5,192.4	3,888.2	74.9
EN EL MERCADO EXTERNO				
EXPORTACIONES				
Petróleo crudo	Miles de barriles diarios	1,183.5	1,188.8	100.4
Condensados	Miles de barriles diarios	3.0	5.1	170.0
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	0.0	3.1	-
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	99.8	109.6	109.8
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	99.7	109.4	109.7
Gas licuado ^{9/}	Miles de barriles diarios	0.1	0.2	200.0
Gasolinas naturales	Miles de barriles diarios	66.2	66.8	100.9
Petroquímicos	Miles de toneladas	800.5	614.3	76.7
IMPORTACIONES				
Gas seco	Millones de pies cúbicos diarios	1,097.0	1,289.7	117.6
Petrolíferos y gas licuado	Miles de barriles diarios	513.2	602.9	117.5
Petrolíferos	Miles de barriles diarios	442.0	523.5	118.4
Gas licuado	Miles de barriles diarios	52.4	44.7	85.3
Propano	Miles de barriles diarios	18.8	34.8	185.1
Petroquímicos	Miles de toneladas	89.6	74.1	82.7

1/ Se refiere a pozos terminados. No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.

2/ Corresponde a la meta consignada en el PEF.

3/ Condensados amargos y recirculados entregados a plantas.

4/ Gas seco de criogénicas y plantas de absorción.

5/ Incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

6/ No incluye mezcla de butanos, ya que consolida la producción de Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

7/ Incluye la producción de PPQ y PR; y azufre, etano y naftas (gasolinas naturales) de GGPB. No incluye gasnafta de PPQ por ser un petrolífero.

8/ Incluye ventas de nafta pesada en Pemex-Gas y Petroquímica Básica, así como las ventas de etano a Petroquímica Mexicana de Vinilo.

9/ Incluye butanos.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación 2013, Base de Datos Institucional.

6.2 EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

A lo largo de 2013, la adquisición de información sísmica^{6/} tridimensional (3D) alcanzó 15,062.9 kilómetros cuadrados, 43.2% menos que lo reportado el año previo, con un cumplimiento de 132.2% de la meta, debido principalmente a la adquisición de estudios adicionales, como Veracruz Marino 3D y Centauro 3D. Destacó la Región Marina Suroeste con 9,463.6 kilómetros cuadrados, 90.3% de exploración y 9.7% de desarrollo. En la Región Norte se adquirieron 5,060.6 kilómetros y en la Región Sur 538.7 kilómetros cuadrados.

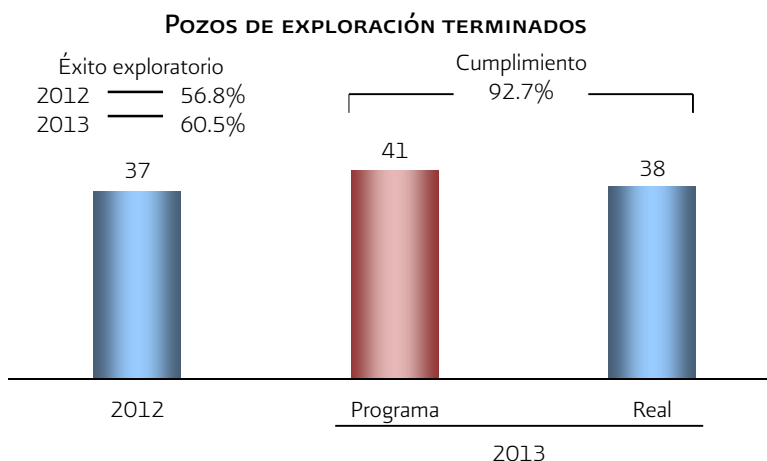
En 2013 se obtuvieron 3,646 kilómetros de información sísmica 2D, cifra 4% mayor a la de 2012, con un cumplimiento de 218.3%, ya que se incluyó la sísmica Sur de Burgos 2D y Salsomera 2D, que no estaban programadas. Del total adquirido, el 57.7% correspondió a la Región Norte y el 42.3% a la Región Sur, en su totalidad de exploración.

Durante 2013 se terminaron 823 pozos^{7/}, 33.5% menos que en el año previo. A las actividades de exploración le correspondieron 38 pozos, 4.6% del total y a desarrollo 785 pozos, equivalente a 95.4% de los mismos. En la Región Norte se terminaron 58.6% de los pozos, sobresalen los activos Aceite Terciario del Golfo (211 pozos de desarrollo), Burgos (13 pozos de exploración y 137 pozos de desarrollo) y Poza Rica-Altamira (93 pozos de desarrollo). La participación de las demás regiones fue la siguiente: Sur 35.8%, Marina Noreste 3% y Marina Suroeste 2.6%. Con relación a la meta se tuvo un cumplimiento de 125.5%.

- Del total de pozos de exploración, 23 resultaron exitosos, de los cuales cuatro pozos fueron productores de aceite, siete de aceite y gas, tres de gas húmedo, seis de gas seco y tres de gas y condensado, además de un pozo productor no comercial de gas húmedo, un productor no comercial de gas y condensado, 11 improductivos invadidos de agua salada, un improductivo invadido seco y un improductivo por baja permeabilidad, lo que significó 60.5% de éxito en esta actividad, 3.7 puntos porcentuales mayor al del año previo. El éxito geológico fue 65.8%. Las actividades exploratorias se concentraron en la Región Norte, la cual participó con 14 pozos exitosos, que representan 57.9% del total de pozos terminados. La Región Sur registró 23.7% del total de pozos terminados, en donde cinco de ellos fueron exitosos. La Región Marina Suroeste contribuyó con 13.1% de los pozos terminados, así como con tres pozos exitosos, y la Región Marina Noreste con el restante 5.3%, con un pozo exitoso.

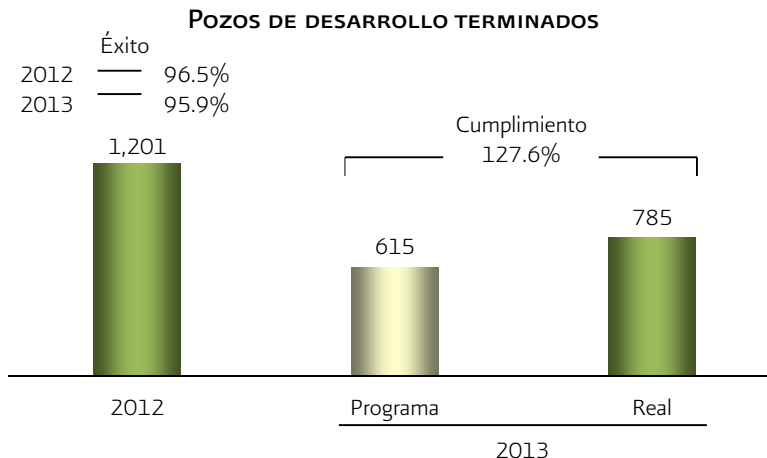
6/ La sísmica es un método geofísico utilizado en la exploración de hidrocarburos, basado en la reflexión de ondas sonoras que son recibidas por equipos en la superficie que las interpretan, geofísica y geológicamente, para producir mapas del subsuelo que muestran las diversas áreas que potencialmente pueden contener hidrocarburos. La prospección sísmica se puede realizar en dos o tres dimensiones (sísmica 2D o 3D). La primera aporta información en un solo plano (vertical), mientras que la segunda permite determinar con mayor exactitud el tamaño, forma y posición de las estructuras geológicas, al introducir el esquema volumétrico.

7/ No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.



Nota: No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.
Fuente: Base de Datos Institucional.

Del total de pozos de desarrollo, 747 pozos fueron productivos (677 de crudo y 70 de gas), de los cuales 430 (57.6%) se ubicaron en la Región Norte, sobre todo en los activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo. La Región Sur registró 279 pozos productivos y las regiones marinas 38 pozos productivos. El éxito alcanzado fue 95.9%, 0.6 puntos porcentuales por debajo de 2012.



Nota: No incluye proyectos especiales ni pozos accidentados.
Fuente: Base de Datos Institucional.

Por regiones, los resultados fueron:

- **REGIÓN NORTE.** Se terminaron 460 pozos de desarrollo, 50.3% menos que el año previo, debido al cambio de estrategia en la mayoría de los activos de esta región, así como por la prioridad que se dio a la terminación de pozos no convencionales de alta productividad en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. En este activo se ubicaron 45.9% del total, 29.8% en Burgos, 20.2% en Poza Rica-Altamira y 4.1% en Veracruz. El cumplimiento de

la meta fue 139.4%. En el caso de los pozos exploratorios, se terminaron 22 pozos, 4.8% más de lo registrado el año previo, principalmente por la conclusión de los pozos Eltreinta 1, Kamelot 1, Bazza 1, Mixtán 1, Quali 1 y Tatami 1A, entre otros.

- **REGIÓN SUR.** Concluyeron 286 pozos de desarrollo, 23.3% más de lo registrado en 2012, principalmente por mayor actividad de perforación en los campos San Ramón, Ogarrio, Brillante, Los Soldados y Sánchez Magallanes, del Activo de Producción Cinco Presidentes; Santuario y Tupilco, del Activo de Producción Bellota-Jujo. Del total de pozos, al Activo de Producción Cinco Presidentes correspondieron 40.9%, Samaria-Luna 35%, Bellota-Jujo 16.8% y Macuspana-Muspac 7.3%. El cumplimiento de la meta fue 136.2%, por las mismas razones. De los pozos exploratorios, se terminaron nueve pozos, 18.2% menos de lo reportado en 2012, derivado del diferimiento de la perforación de los pozos Cushale 1, Gótico 1, Platao 1, Samaria 2001, Racemosa 1, Jabonero 1, Guepardo 1, Kepi 1A, Conga 1 y Zhogui 1 del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Terrestre.

NÚMERO DE POZOS TERMINADOS Y PRODUCTORES POR REGIÓN

Concepto	2012			2013		
	TERMINADOS	PRODUCTORES	Éxito (%)	TERMINADOS	PRODUCTORES	Éxito (%)
TOTAL	1,238	1,180		823	770	
EXPLORATORIOS	37	21	56.8	38	23	60.5
Región Marina Noreste	1	0	0.0	2	1	50.0
Región Marina Suroeste	4	2	50.0	5	3	60.0
Región Sur	11	4	36.4	9	5	55.6
Región Norte	21	15	71.4	22	14	63.6
DESARROLLO	1,201	1,159	96.5	785	747	95.9
Región Marina Noreste	27	27	100.0	23	23	100.0
Región Marina Suroeste	16	14	87.5	16	15	93.8
Región Sur	232	217	93.5	286	279	97.6
Región Norte	926	901	97.3	460	430	94.7

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se terminaron 23 pozos de desarrollo, 14.8% menor que en el año previo, originado por el diferimiento en la perforación de pozos en el campo Akal del Activo de Producción Cantarell y por retrasos en la llegada de equipo de perforación en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta fue 48.9%, el Activo de Producción Cantarell participó con 60.9% del total y Ku-Maloob-Zaap con 39.1%.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se terminaron 16 pozos de desarrollo en esta región, igual número a lo reportado el año previo. El cumplimiento del programa fue 57.1%, resultado del diferimiento en el inicio de los trabajos de perforación de los pozos May 19, May 1062, Bolontikú 26, Yaxche 19, Yaxche 33, Xanab 3, Xux 12, Xux 36 y Ayatsil 157, del Activo de Producción Litoral de Tabasco; y retrasos en la perforación de los pozos Ixtal 21, Ixtal

87, Tumut 4, Homol 45 y Homol 47, del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. Se terminaron cinco pozos exploratorios en esta región, 25% más de lo reportado el año previo, por la terminación de los pozos Miztón 1, Xux 1DL y Kaa 1, del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino.

Durante 2013 se terminaron 125 pozos de desarrollo no convencionales, en su totalidad horizontales, 36 más que en el año precedente. Del total, 70 pozos se ubicaron en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira, 39 en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, ocho en el Activo Integral Burgos, cuatro en el Activo de Producción Samaria-Luna, uno en el Activo de Producción Bellota-Jujo, uno en el Activo de Producción Macuspana-Muspac y dos más en el Activo de Producción Cantarell.

6.3 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

La información de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014 se encuentra en proceso de dictamen por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, para su publicación por la Secretaría de Energía. La evaluación de reservas probadas se realiza de acuerdo a las definiciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Las reservas probables y posibles, fueron estimadas de acuerdo con las definiciones emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), por los comités del *World Petroleum Council* (WPC) y por la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG).

6.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL

PETRÓLEO CRUDO

En 2013, la producción de petróleo crudo fue 2,522.1 miles de barriles diarios, 1% inferior al año anterior, equivalente a 25.8 miles de barriles diarios, principalmente por la menor producción de los activos de producción Samaria-Luna, Litoral de Tabasco y Cantarell. Se cubrió 98.9% de la meta anual, al registrar 27.9 miles de barriles diarios menos, esto derivado del incremento en el flujo fraccional de agua y menor producción por terminación de pozos en los activos, Litoral de Tabasco, Cantarell y Samaria-Luna, situación que no fue compensada por el incremento en la producción asociada al desarrollo e inicio de operación de campos del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

- Por tipo, la producción promedio de crudo pesado fue 1,365.1 miles de barriles diarios, 1.4% menor a 2012, debido al menor volumen de producción del campo Akal en el Activo de Producción Cantarell, que disminuyó 30.9 miles de barriles diarios respecto al año anterior, además, de la reducción de 19.7 miles de barriles diarios en el campo Ku del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. Este tipo de crudo participó con el 54.1% de la producción total de este hidrocarburo.

- La extracción de crudo ligero alcanzó 847.1 miles de barriles diarios, 1.6% mayor a 2012 principalmente por la producción asociada al desarrollo del campo Kuil en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, el cual produjo 42.2 miles de barriles diarios más que en 2012. La participación del crudo ligero en el total de crudo extraído fue 33.6%.
- La producción de crudo superligero fue 310 mil barriles diarios, 5.7% inferior a 2012. La participación de este crudo en la producción total fue 12.3%. Destacó la disminución en la producción de crudo superligero en los campos Sen y Pijje del Activo de Producción Samaria-Luna, que disminuyeron 21.6 miles de barriles diarios y 18.2 miles de barriles diarios, respectivamente, además del campo Tsimín del Activo de Producción Litoral de Tabasco que produjo 21.2 miles de barriles diarios más que el año previo

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO, REGIÓN Y ACTIVO

(miles de barriles diarios)

Concepto	2012	2013		Var. (%) 13/12	Cumpl. (%) Real/Prog.
		PROG.	REAL		
TOTAL	2,547.9	2,550.0	2,522.1	-1.0	98.9
POR TIPO					
Pesado	1,385.0	1,360.5	1,365.1	-1.4	100.3
Ligero	834.0	836.2	847.1	1.6	101.3
Superligero	328.9	353.4	310.0	-5.7	87.7
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,309.2	1,280.3	1,303.6	-0.4	101.8
Cantarell	454.1	476.0	439.8	-3.1	92.4
Ku-Maloob-Zaap	855.1	804.4	863.8	1.0	107.4
REGIÓN MARINA SUROESTE	585.5	593.3	592.9	1.3	99.9
Abkatún-Pol-Chuc	266.3	256.1	293.6	10.3	114.6
Litoral de Tabasco	319.2	337.2	299.2	-6.3	88.7
REGIÓN SUR	508.2	523.0	480.8	-5.4	91.9
Cinco Presidentes	96.0	106.7	93.1	-3.0	87.3
Bellota-Jujo	130.3	132.1	134.3	3.1	101.7
Samaria-Luna	205.1	203.9	172.5	-15.9	84.6
Macuspana-Muspac	76.8	80.3	80.9	5.3	100.7
REGIÓN NORTE	145.1	153.3	144.9	-0.1	94.5
Poza Rica-Altamira	67.8	68.5	61.5	-9.3	89.8
Aceite Terciario del Golfo	68.6	81.0	66.2	-3.5	81.7
Burgos	4.8	0.0	8.0	66.7	-
Veracruz	4.0	3.8	9.3	132.5	244.7

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Derivado de los recursos adicionales gestionados por SENER, fue posible alcanzar y superar la meta planteada de producción total de gas natural. El comportamiento de la producción por región fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** Se obtuvieron 1,303.6 miles de barriles diarios, 0.4% menor que el año previo, resultado de la menor producción en el Activo de Producción Cantarell. Con un cumplimiento del programa de 101.8%, debido a que el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap alcanzó un cumplimiento de 107.4%, en particular por una mayor producción base a la esperada y producción adicional por mantenimiento de pozos.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** La extracción de petróleo crudo alcanzó 592.9 miles de barriles diarios, 1.3% más que en 2012, con cumplimiento de 99.9% respecto a la meta anual, al concluir el año con 0.4 miles de barriles diarios por debajo de su programa establecido. Lo que fue ocasionado por el incremento en el flujo fraccional de agua, menor producción base a la esperada y menor producción por terminación de pozos en los proyectos Crudo Ligero Marino y Yaxché del Activo de Producción Litoral de Tabasco.
- **REGIÓN SUR.** En 2013, se obtuvieron 480.8 miles de barriles diarios, 5.4% menos que en el año anterior, debido principalmente a la declinación natural de la producción e incremento del flujo fraccional de agua en campos del proyecto Delta del Grijalva en el Activo de Producción Samaria-Luna. Respecto a la meta se tuvo un cumplimiento de 91.9% por aumento en el flujo fraccional de agua en el Activo de Producción Samaria-Luna, así como una menor producción base a la esperada en el proyecto Ogarrío-Sánchez Magallanes del Activo de Producción Cinco Presidentes.
- **REGIÓN NORTE.** La producción promedió 144.9 miles de barriles diarios de crudo, lo que significó una disminución de 0.1% respecto a 2012, provocado por la declinación natural de la producción en el Activo de Producción Poza Rica-Altamira que resultó 6.3 miles de barriles diarios por debajo de 2012. El cumplimiento de la meta fue 94.5%, originado por la menor producción asociada a la terminación de pozos en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

GAS NATURAL

En 2013, la producción de gas natural registró 6,370.3 millones de pies cúbicos diarios, 0.2% menor a 2012, que significó 14.4 millones menos, este volumen de gas incluyó 691.4 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno, que se obtiene asociado y que constituye un compuesto no deseado. Las regiones marinas Noreste y Suroeste registraron un aumento en su producción, mientras que en las regiones Norte y Sur se presentó la situación opuesta. El cumplimiento de la meta anual fue 101.7%, mayor en 109.3 millones de pies cúbicos diarios, debido a una mayor producción base a la esperada y producción adicional por reparaciones mayores a pozos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap y a una mayor producción base a la esperada y optimización de explotación de pozos con alta relación gas-aceite en el Activo de Producción Cantarell en la Región Marina Noreste; así como una mayor producción base a la esperada en los campos Ixtal, Kuil y Caan del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO, REGIÓN Y ACTIVO
(millones de pies cúbicos diarios)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL^{1/}	6,384.7	6,261.0	6,370.3	-0.2	101.7
POR TIPO					
Asociado	4,474.9	4,422.9	4,607.7	3.0	104.2
No asociado	1,909.8	1,838.1	1,762.6	-7.7	95.9
POR REGIÓN					
Región Marina Noreste	1,333.9	1,226.8	1,412.2	5.9	115.1
Cantarell	1,004.2	916.3	1,007.1	0.3	109.9
Ku-Maloob-Zaap	329.7	310.6	405.1	22.9	130.4
Región Marina Suroeste	1,259.2	1,339.4	1,327.0	5.4	99.1
Abkatún-Pol-Chuc	523.6	505.5	579.4	10.7	114.6
Litoral de Tabasco	735.6	833.9	747.6	1.6	89.7
Región Sur	1,652.4	1,650.3	1,570.5	-5.0	95.2
Cinco Presidentes	116.3	146.8	129.4	11.3	88.1
Bellota-Jujo	297.4	300.2	319.7	7.5	106.5
Samaria-Luna	695.9	681.6	606.3	-12.9	89.0
Macuspana-Muspac	542.9	521.7	515.1	-5.1	98.7
Región Norte	2,139.3	2,044.5	2,060.6	-3.7	100.8
Burgos	1,269.3	1,257.9	1,286.6	1.4	102.3
Poza Rica-Altamira	120.0	139.0	112.4	-6.3	80.9
Aceite Terciario del Golfo	148.8	167.6	167.0	12.2	99.6
Veracruz	601.2	480.0	494.5	-17.7	103.0
Nitrógeno	708.5	591.0	691.4	-2.4	117.0
Gas natural sin nitrógeno	5,676.3	5,670.0	5,678.9	0.0	100.2

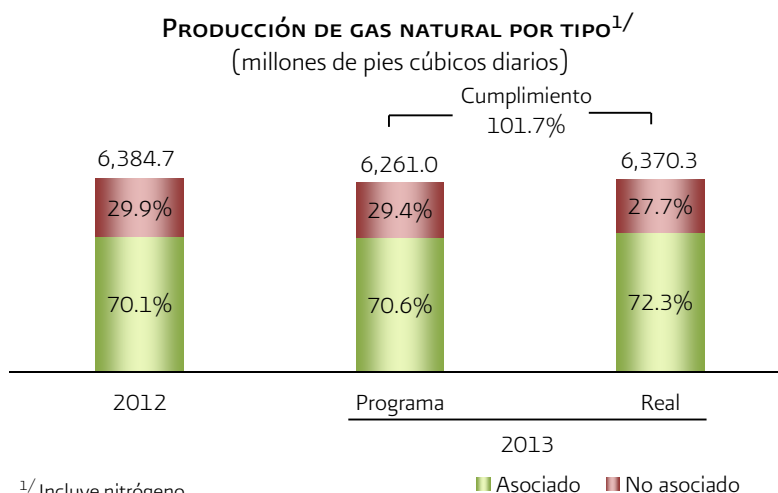
1/ Incluye bióxido de carbono y nitrógeno.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- La producción de gas asociado promedió 4,607.7 millones de pies cúbicos diarios, 3% mayor a 2012, consecuencia de la producción asociada a la terminación de pozos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste; la producción resultante del desarrollo e inicio de campos del Activo de Producción de Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste; y a la mayor producción de gas por terminación del campo Nejo del Activo Integral Burgos de la Región Norte. El cumplimiento del programa fue 104.2%.
- La producción de gas no asociado fue 1,762.6 millones de pies cúbicos diarios, 7.7% inferior a la del año anterior, resultado de la menor producción en todos los activos de la Región Norte. Destacaron las siguientes variaciones: Veracruz (110.3 millones de pies cúbicos diarios), Burgos (29.3 millones de pies cúbicos diarios), Poza Rica-Altamira (3.9 millones de pies cúbicos diarios); y en la Región Sur, el activo de Producción Macuspana-Muspac (7.1 millones de pies cúbicos diarios). El cumplimiento de la meta anual fue

95.9%. Los activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción de 1,665 millones de pies cúbicos diarios, que representaron 94.5% del gas no asociado.



^{1/} Incluye nitrógeno.

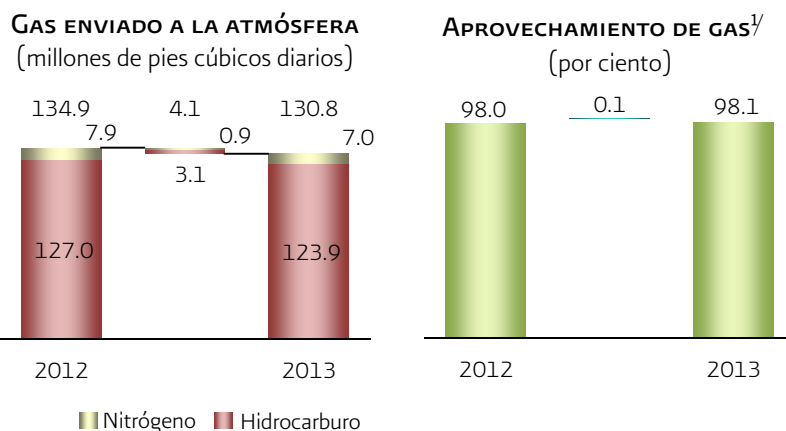
Fuente: Base de Datos Institucional.

El comportamiento de la producción total de gas natural por regiones fue el siguiente:

- **REGIÓN MARINA NORESTE.** En 2013, la extracción alcanzó 1,412.2 millones de pies cúbicos diarios, volumen 5.9% superior al año anterior, debido a la mayor producción asociada a la terminación de pozos, en particular en el campo Maloob del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. El cumplimiento de la meta fue 115.1%, principalmente por mayor producción base a la esperada en Ku-Maloob-Zaap y por optimización de explotación de pozos con alta relación gas-aceite en Cantarell.
- **REGIÓN MARINA SUROESTE.** Se obtuvieron 1,327 millones de pies cúbicos diarios de gas, 5.4% más que en 2012, como resultado de una producción más alta asociada al desarrollo del campo Kuil e inicio de operación de los campos Etkal y Onel del activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc y el incremento en la producción asociada del campo Tsimín del Activo de Producción Litoral de Tabasco. El cumplimiento de la meta fue 99.1% debido al incremento del flujo fraccional de agua, menor producción base a la esperada y menor producción por terminación de pozos en el proyecto Crudo Ligero Marino del Activo de Producción Litoral de Tabasco.
- **REGIÓN NORTE.** La extracción de gas promedió 2,060.6 millones de pies cúbicos diarios, 3.7% inferior al obtenido en 2012, resultado de la menor producción del Activo Integral Veracruz con 106.7 millones de pies cúbicos diarios, derivada de la declinación natural de la producción de los campos del Proyecto Veracruz. Se alcanzó un cumplimiento de 100.8% derivado de la mayor producción por terminaciones del campo Nejo e inicio de producción del campo Master en el Activo Integral Burgos.

- **REGIÓN SUR.** La producción fue 1,570.5 millones de pies cúbicos diarios, 5% inferior a la reportada en 2012, a lo cual contribuyó la declinación natural de la producción e incremento en el flujo fraccional de agua en el Activo de Producción Samaria-Luna que fue 89.6 millones de pies cúbicos diarios menos; además de la declinación natural en los campos Costero, Sunuapa y Muspac en el Activo de Producción Macuspana-Muspac, 27.8 millones de pies cúbicos diarios menos respecto a 2012. El cumplimiento del programa fue 95.2% resultado de un incremento en el flujo fraccional de agua en campos del proyecto Delta de Grijalva en el Activo de Producción Samaria-Luna.

En 2013, el aprovechamiento de gas natural fue 98.1% (sin incluir nitrógeno), lo que significó un aumento de 0.1 puntos porcentuales en comparación con el año previo. Respecto a la meta,



Nota: La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.
^{1/}Considera únicamente gas hidrocarburo y bióxido de carbono enviado a la atmósfera.
 Fuente: Base de Datos Institucional. Pemex-Exploración y Producción.

el aprovechamiento fue 0.2 puntos porcentuales menor, resultado en mayor medida de afectaciones por las libranzas a fin de año en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap.

El volumen de gas enviado a la atmósfera en 2013 registró 123.9 millones de pies cúbicos por día, 3.1 millones menos que el enviado el año anterior. El incremento en el aprovechamiento de gas natural se debió principalmente a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas, la implementación y consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional, así como a las acciones emprendidas en el proyecto Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición.

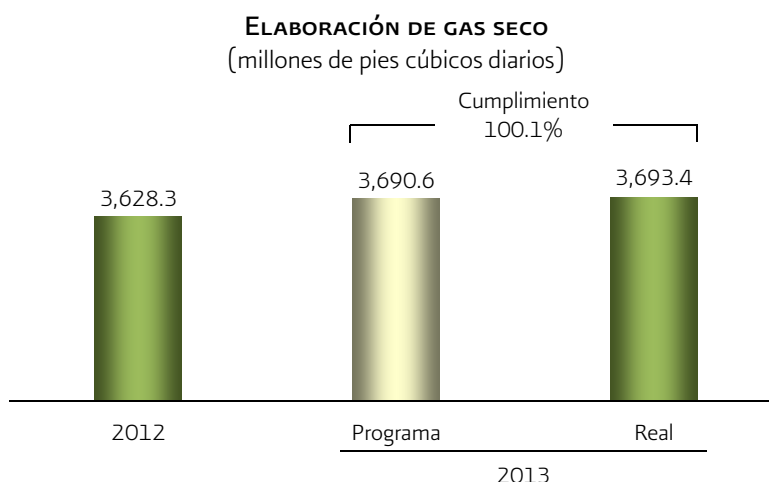
6.5 PROCESO DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DEL GAS

A lo largo de 2013 se procesaron 4,403.7 millones de pies cúbicos diarios de gas húmedo en los complejos procesadores de gas (75.6% de gas húmedo amargo y 24.4% de gas húmedo dulce), volumen 0.5% superior al año anterior, como resultado de un incremento en la disponibilidad de gas húmedo dulce por parte de Pemex-Exploración y Producción,

principalmente de Burgos (que registró 70 millones de pies cúbicos diarios). Con un cumplimiento de 96.9% de la meta.

El proceso de condensados fue 46.3 miles de barriles diarios, 1.3% superior al año anterior, equivalente a 0.6 miles de barriles diarios, como consecuencia de un aumento en la oferta de condensados dulces de Burgos y corrientes internas. En el cumplimiento de la meta se registró un volumen de proceso de condensados 5.7% menor, debido a un recibo de condensados amargos provenientes de las regiones marinas y del Mesozoico.

La producción de gas seco alcanzó 3,693.4 millones de pies cúbicos diarios, 1.8% mayor a la del año previo, principalmente por una mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos.



Fuente: Base de Datos Institucional.

Del fraccionamiento de líquidos de gas y de los condensados (etano, gas licuado y gasolinas naturales), se obtuvieron 359.9 miles de barriles diarios de productos, 1% menos a lo registrado en 2012, debido a la menor entrega de gas húmedo amargo (no se incluyen los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque por 1.7 miles de barriles diarios). El cumplimiento de la meta fue de 92.9%. Cabe hacer notar que el etano y las gasolinas naturales o naftas son petroquímicos básicos, por lo que su producción también se reporta en el apartado correspondiente.

- En la producción de gas licuado se obtuvieron 177.7 miles de barriles diarios, 1% superior a lo reportado el año previo (no incluye el gas licuado del SNR, que se obtiene de la refinación de petróleo crudo, ni el del campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción), debido a un incremento en la oferta de gas húmedo dulce en Burgos. El cumplimiento de la meta fue de 94.8%.
- La producción de etano fue 109 mil barriles diarios, 5.5% inferior a 2012, ocasionado por la menor disponibilidad de gas húmedo amargo del sureste. El cumplimiento de la meta fue 86.8%.

PROCESO DE GAS Y CONDENSADOS

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PROCESO					
Gas húmedo (MMpcd)	4,382.0	4,543.2	4,403.7	0.5	96.9
Condensados (Mbd)	45.7	49.0	46.3	1.3	94.5
PRODUCTOS					
Gas seco (MMpcd)	3,628.3	3,690.6	3,693.4	1.8	100.1
Líquidos del gas y condensados ^{1/} (Mbd)	363.6	387.4	359.9	-1.0	92.9
Gas licuado ^{2/} (Mbd)	176.0	187.5	177.7	1.0	94.8
Etano (Mbd)	115.3	125.6	109.0	-5.5	86.8
Gasolinas naturales (Mbd)	72.3	74.3	73.2	1.2	98.5
Azufre (Mt)	591.5	665.8	619.7	4.8	93.1

1/ No incluye los líquidos del Complejo Procesador de Gas Arenque, ya que éstos se envían al SNR para su proceso.

2/ Producción de los complejos procesadores de gas. La producción total también incluye la proveniente de refinерías y la del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción. Con base en esta consideración la producción total de gas licuado en 2013 promedió 206.2 miles de barriles diarios.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- En 2013, la oferta de gasolinas naturales (naftas) promedió 73.2 miles de barriles diarios, 1.2% mayor a 2012, resultado de la mayor oferta de condensados dulces. El cumplimiento de la meta fue 98.5%.

La recuperación de azufre, resultado del endulzamiento de gas y condensados amargos en los complejos procesadores de gas (no incluye la recuperación de azufre en refinерías) totalizó 619.7 miles de toneladas, 4.8% mayor que en el año previo, con un cumplimiento de 93.1% de la meta para 2013. Cabe destacar que la producción de azufre forma parte de la producción de petroquímicos desregulados.

6.6 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

Petróleos Mexicanos tiene la responsabilidad de desarrollar las actividades que corresponden al Estado en materia de refinación del petróleo, así como el transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la misma. Busca satisfacer la demanda nacional de petrolíferos en forma rentable y con calidad, en un entorno seguro para los trabajadores, la comunidad y de respeto al medio ambiente.

Las acciones se enfocan en mantener el proceso de crudo en niveles óptimos de la capacidad de refinación, mejorar los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como del margen variable de refinación, garantizar el abasto de petrolíferos en general y el suministro de combustibles limpios en particular.

PROCESO DE CRUDO

En 2013, se procesaron en el Sistema Nacional de Refinación 1,224.1 miles de barriles diarios de crudo, 2.1% superior al año previo. Se cumplió 93.2% del programa de proceso debido a los factores siguientes:

- Mantenimiento correctivo de plantas del SNR, principalmente en Tula, Minatitlán y Madero.
- Retraso en reparaciones mayores de Tula, Salamanca y Minatitlán.
- Fallas de servicios auxiliares (vapor y eléctricas) que ocasionaron paros no programados en plantas de proceso.
- Problemas de suministro de crudo, durante mayo, que afectaron el proceso en Cadereyta y Madero.

Se procesaron 727.6 miles de barriles diarios de crudo ligero que representaron 59.4% del total; 496.4 miles de barriles diarios de crudo pesado y reconstituido, 40.6% del total. No se procesó crudo superligero. La refinera de Tula registró una contracción de 1 punto porcentual en su estructura de crudo pesado, como consecuencia de la aplicación de la estrategia de apoyar al desalojo de combustóleo en las refineras del centro del país.

PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA

(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
PROCESO DE CRUDO	1,199.3	1,313.9	1,224.1	2.1	93.2
Cadereyta	187.7	199.3	188.8	0.6	94.7
Madero	127.8	151.9	129.8	1.6	85.5
Minatitlán	170.6	206.6	182.8	7.2	88.5
Salamanca	179.2	184.0	194.5	8.5	105.7
Salina Cruz	256.7	286.3	282.4	10.0	98.6
Tula	277.3	285.8	245.8	-11.4	86.0

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

PRODUCCIÓN

Se elaboraron en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 1,456.8 miles de barriles diarios de petrolíferos y gas licuado, lo cual representó un aumento de 3.7% respecto de 2012 y un cumplimiento de 93.2% de la meta. La producción total incluyó 1,275.8 miles de barriles diarios provenientes del Sistema Nacional de Refinación, 177.7 miles de barriles diarios de gas licuado de los complejos procesadores de gas y 3.3 miles de barriles diarios de gas licuado del Campo Nejo de Pemex-Exploración y Producción.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,404.8	1,562.6	1,456.8	3.7	93.2
Pemex-Refinación	1,225.9	1,370.5	1,275.8	4.1	93.1
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	176.0	187.5	177.7	1.0	94.8
Pemex-Exploración y Producción	2.9	3.7	3.3	13.8	89.2
Pemex-Petroquímica	0.0	0.8	0.0	-	0.0

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Durante 2013, se elaboraron en Pemex-Refinación 1,275.8 miles de barriles diarios de petrolíferos y gas licuado, 4.1% por arriba de lo registrado el año previo, resultado de la mayor producción de gasolina Pemex Magna, Pemex Diesel UBA, coque, aceite cíclico ligero a exportación y turbosina, entre otros productos; y un cumplimiento de 93.1% de la meta, causado por el menor volumen obtenido de gasolinas, Pemex Diesel, asfaltos, combustóleo y turbosina, respecto del programa.

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO EN EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,225.9	1,370.5	1,275.8	4.1	93.1
GAS LICUADO	25.2	28.8	25.2	0.0	87.5
GASOLINAS	418.1	493.0	437.3	4.6	88.7
Pemex Magna	336.8	394.2	360.5	7.0	91.5
Pemex Magna UBA	61.5	67.5	56.7	-7.8	84.0
Pemex Premium	19.7	31.2	19.8	0.5	63.5
Otras ^{1/}	0.0	0.1	0.2	-	200.0
TURBOSINA	56.6	65.7	60.8	7.4	92.5
DIESEL	299.6	347.7	313.4	4.6	90.1
Pemex Diesel	225.9	241.1	217.7	-3.6	90.3
Pemex Diesel UBA	72.6	106.6	92.1	26.9	86.4
Otros	1.0	0.0	3.7	-	-
COMBUSTÓLEO	273.4	275.1	268.8	-1.7	97.7
OTROS PETROLÍFEROS ^{2/}	152.9	160.2	170.2	11.3	106.2

1/ No incluye gasnafta de Pemex-Petroquímica.

2/ Incluye coque, asfaltos, lubricantes, parafinas, extracto furfural, aceite cíclico ligero a exportación, aeroflex y gas seco de refinerías.

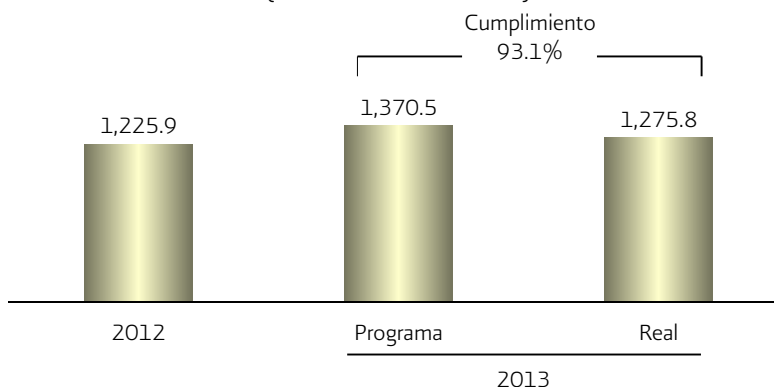
La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- El gas licuado producido en el SNR fue 25.2 miles de barriles diarios, misma cifra que en 2012 y que representó un cumplimiento de 87.5% del programa. Estos datos no incluyen el gas licuado proveniente de la mezcla de butanos, ya considerada en la elaboración en los complejos procesadores de gas.

- En 2013, las gasolinas promediaron 437.3 miles de barriles diarios, volumen 4.6% mayor que la producción del año anterior, con un cumplimiento de 88.7% de la meta, ocasionado por la reducción de carga a plantas, el menor proceso de crudo y mantenimientos correctivos en las seis refinerías, fundamentalmente en plantas productoras de componentes de gasolina.
- De turbosina se elaboraron 60.8 miles de barriles diarios, que equivalen a 7.4% de aumento respecto de 2012 y a 92.5% de la meta programada, debido a paros correctivos en plantas de destilados intermedios en Cadereyta y Minatitlán.

**PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO EN EL SNR,
ENERO-DICIEMBRE**
(miles de barriles diarios)



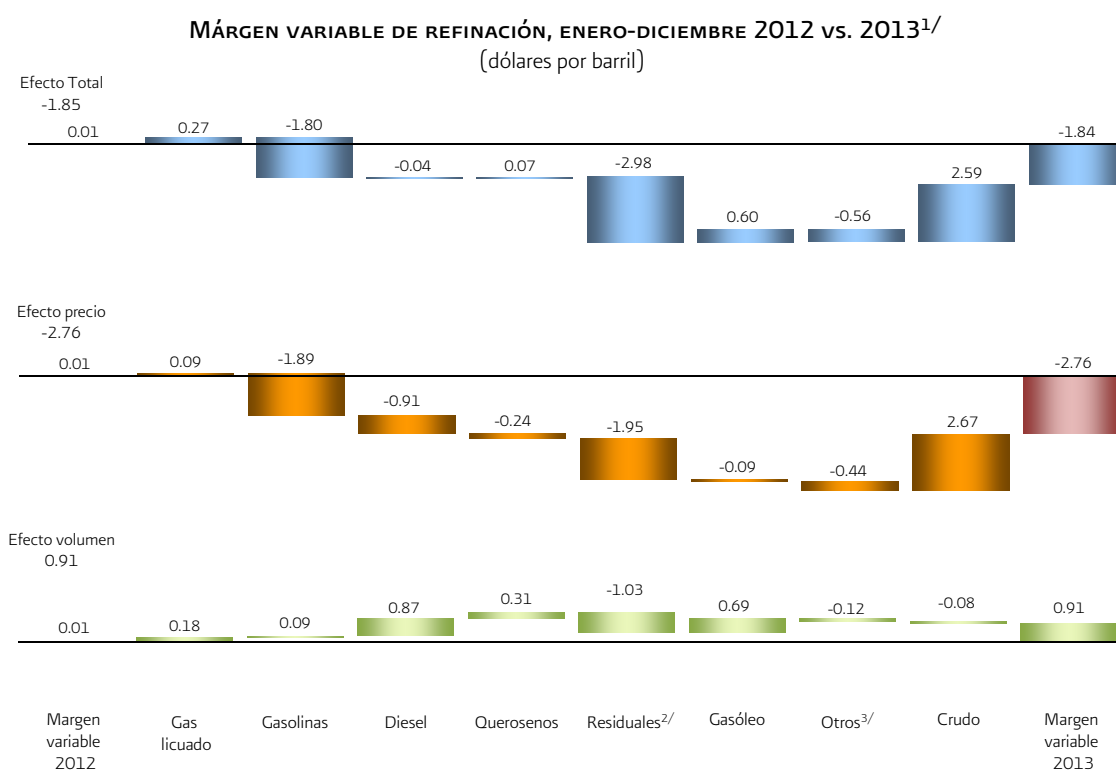
Fuente: Base de Datos Institucional.

- La producción de diesel totalizó 313.4 miles de barriles diarios, 4.6% mayor a la del año previo, con un porcentaje de cumplimiento de 90.1% del programa resultado de altos inventarios de productos intermedios y del menor proceso de crudo en Cadereyta y Minatitlán, ya comentado.
 - En 2013, la elaboración de Pemex Diesel registró 217.7 miles de barriles diarios, con una baja de 3.6% respecto del año precedente y 90.3% de la meta programada. El diesel UBA promedió 92.1 miles de barriles diarios, producción 26.9% superior a la del año anterior y que alcanzó 86.4% de cumplimiento del programa.
- De combustóleo se elaboraron 268.8 miles de barriles diarios, volumen 1.7% inferior al del año anterior que cumplió 97.7% de la meta.
- La producción de otros petrolíferos promedió 170.2 miles de barriles diarios, 11.3% mayor a la del año previo, con un cumplimiento de 106.2% de la meta. Estos datos incluyen 70.7 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario de gas seco de refinerías, 60.7 miles de barriles diarios de coque, 14.7 miles de barriles diarios de aceite cíclico ligero, 18.7 miles de barriles diarios de asfaltos, 4.4 miles de barriles diarios de lubricantes, 0.7 miles de barriles diarios de parafinas, 0.2 miles de barriles diarios de extracto furfural y 0.1 miles de barriles diarios de aeroflex.

MÁRGENES DE REFINACIÓN

Al cierre de diciembre de 2013, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de -1.84 dólares por barril de crudo procesado, que comparado con el obtenido en el año previo, fue inferior en 1.85 dólares por barril de crudo procesado.

Este resultado se debe principalmente al efecto precio-negativo asociado a las condiciones imperantes en el mercado internacional de crudo y productos entre ambos periodos de comparación, ya que en términos de volumen se observa una mejora de 0.91 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior, derivado del incremento de 0.9 puntos porcentuales en el rendimiento de productos destilados entre ambos años en comparación.



^{1/} Cifras preliminares.

^{2/} Incluye combustóleo, asfaltos y variación de inventarios de residuales intermedios.

^{3/} Incluye otras materias primas (gas natural), variación de inventarios de otros productos intermedios y terminados y servicios auxiliares.

Fuente: Pemex-Refinación.

Las gasolinas mostraron una contribución al margen por volumen de 0.09 dólares por barril. En términos de rendimiento, éste se mantuvo en un nivel similar al registrado en 2012. Durante 2013 se presentaron algunos problemas operativos que afectaron la elaboración de gasolinas pero que pudieron ser amortiguados en parte por el aprovechamiento de inventarios de producto intermedio y el mayor apoyo de bases provenientes del Complejo Petroquímico Cangrejera. Asimismo, se observó un incremento en la acumulación de inventarios de gasóleos, con una contribución positiva al margen de 0.69 dólares por barril de crudo procesado.

En el grupo de los destilados intermedios, se registró un aumento en la contribución al margen

por volumen de 1.18 dólares por barril, al observarse un incremento en el rendimiento de este grupo de 0.9 puntos porcentuales entre los periodos analizados.

La mejora en la contribución al margen por volumen se vio limitada debido a que la mezcla de crudo a proceso debió aligerarse para apoyar al desalojo de combustóleo en las Refinerías del centro del país, impactando de manera negativa en el SNR al procesar una mezcla de crudo más cara respecto a 2012.

La disminución en 1.5 puntos porcentuales en la participación de crudos pesados en la mezcla de crudo a proceso, significó un efecto negativo de 0.08 dólares por barril de crudo en la contribución al margen por volumen.

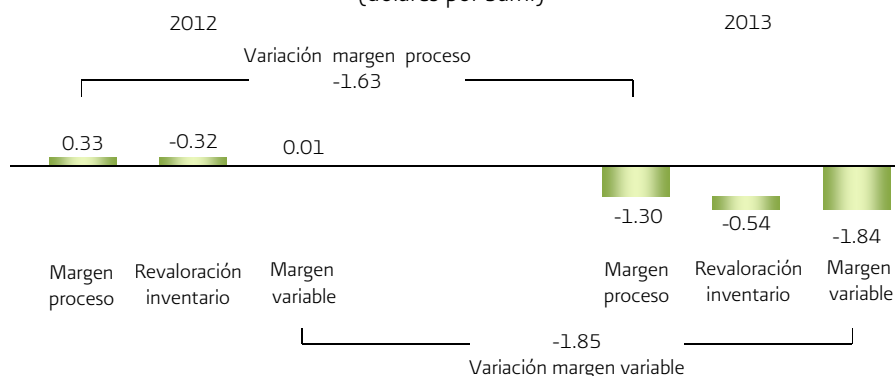
Los residuales, productos de menor valor agregado, disminuyeron su contribución al margen en 1.03 dólares por barril de crudo procesado al reducir su elaboración respecto al año anterior.

El margen variable es un indicador consistente con los resultados económicos del SNR, que permite vincular este resultado con el desempeño operativo y las condiciones del mercado. Sin embargo, en periodos en los cuales existe una gran volatilidad en los niveles de precios, esto puede llevar a distorsiones en el resultado por el efecto de la revaloración o depreciación de los inventarios.

Aislando este efecto es posible vincular de una manera más directa el desempeño operativo del SNR (margen proceso) con el resultado económico del SNR.

A diciembre de 2013, el margen proceso obtenido por el SNR fue -1.30 dólares por barril de crudo procesado, que comparado en estos mismos términos con el obtenido en el año anterior, fue inferior 1.63 dólares por unidad de crudo procesado.

**IMPACTO DE REVALORACIÓN DE INVENTARIOS EN EL MARGEN VARIABLE DEL SNR,
ENERO-DICIEMBRE 2012 vs. 2013^{1/}**
(dólares por barril)



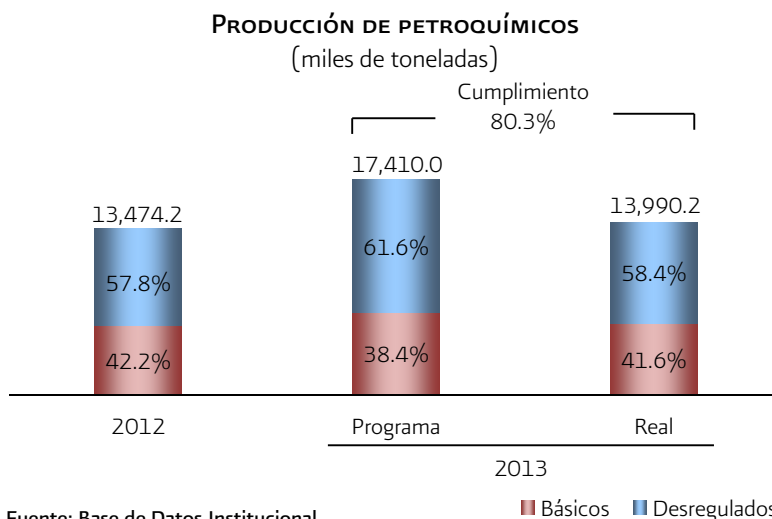
^{1/} Cifras preliminares.
Fuente: Pemex-Refinación.

La variación de los precios de crudo y productos observada en el periodo determinó un deterioro en el valor de los inventarios, que significó 0.54 dólares por barril de crudo procesado durante 2013. Para 2012 esta variación significó un deterioro de 0.32 dólares por barril,

ubicando el margen proceso en 0.33 dólares por barril de crudo procesado, al descontar este impacto.

6.7 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS

Durante 2013, la producción de petroquímicos de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios fue 13,990.2 miles de toneladas, 3.8% más que en 2012, resultado de la mayor producción de Pemex-Petroquímica. El cumplimiento de 80.4% de la meta se debió a la operación de sólo dos plantas de amoníaco, por el menor abasto de gas natural, restricciones en etano y retraso en las pruebas de la planta reformadora catalítica (CCR) de Cangrejera. De la producción total, 41.6% correspondió a petroquímicos básicos y 58.4% a desregulados; 1,253 mil toneladas provinieron de Pemex-Refinación, 5,718.9 miles de toneladas de Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 7,018.3 miles de toneladas de Pemex-Petroquímica.



La producción de petroquímicos básicos ascendió a 5,815.9 miles de toneladas, resultado 2.2% superior al del año previo, derivado del incremento de la producción de Pemex-Petroquímica, vinculado al inicio de operaciones de la CCR de Cangrejera, así como al mayor proceso de condensados y gas húmedo. El cumplimiento de la meta fue 86.9% debido a la oferta, inferior a la prevista, de condensados y gas húmedo, del proceso de crudo y al retraso en la puesta en operación de la CCR de Cangrejera.

De petroquímicos desregulados se elaboraron 8,174.4 miles de toneladas, 5% superior al volumen registrado en 2012, resultado de la mayor producción de la cadena de aromáticos y derivados, productos entre los que destaca el hidrocarburo de alto octano, tolueno y xilenos. También contribuyeron a la variación los líquidos de BTX, hidrógeno de BTX, etilbenceno, estireno, benceno, aromina 100 y óxido de etileno, entre otros; atenúa la variación la disminución en dicloroetano, amoníaco, cloruro de vinilo, ácido clorhídrico, polietilenos y ácido muriático, principalmente. De la meta de producción de petroquímicos desregulados se cumplió

76.3%, debido a restricciones en el abasto de gas natural que afectó la operación programada de tres plantas de amoníaco; y a que las pruebas de desempeño de la planta CCR de Cangrejera concluyeron después de mayo.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS
(miles de toneladas)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	13,474.2	17,410.0	13,990.2	3.8	80.4
Pemex-Petroquímica ^{1/}	6,340.8	9,541.3	7,018.3	10.7	73.6
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1,333.4	1,718.5	1,253.0	-6.0	72.9
Pemex-Refinación	5,800.0	6,150.1	5,718.9	-1.4	93.0
PETROQUÍMICOS BÁSICOS	5,688.7	6,691.6	5,815.9	2.2	86.9
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	5,208.5	5,484.3	5,099.2	-2.1	93.0
Naftas (gasolina natural)	2,807.5	2,875.7	2,834.9	1.0	98.6
Etano	2,401.0	2,608.6	2,264.3	-5.7	86.8
PEMEX-REFINACIÓN	466.7	598.8	419.4	-10.1	70.0
Materia prima para negro de humo	466.7	598.8	419.4	-10.1	70.0
PEMEX-PETROQUÍMICA	13.5	608.5	297.3	2,102.2	48.9
Butanos	1.2	63.1	17.0	1,316.7	26.9
Pentanos ^{2/}	3.9	483.3	250.2	6,315.4	51.8
Hexano	5.1	54.0	22.1	333.3	40.9
Heptano	3.2	8.0	8.0	150.0	100.0
PETROQUÍMICOS DESREGULADOS	7,785.5	10,718.4	8,174.4	5.0	76.3
Pemex-Petroquímica	6,327.3	8,932.9	6,721.0	6.2	75.2
Pemex-Refinación	866.7	1,119.7	833.6	-3.8	74.4
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	591.5	665.8	619.7	4.8	93.1

1/ No incluye petrolíferos (26.4 miles de toneladas en 2012, 366.1 miles en programa y 321.1 miles en 2013).

2/ Incluye isopentanos (sin producción en 2012, 175.6 miles de toneladas en programa y 81.2 miles en 2013).

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

Por cadena, Pemex-Petroquímica reportó los siguientes resultados.

- Los **DERIVADOS DEL METANO** registraron una producción de 2,460.5 miles de toneladas, 0.5% inferior respecto a 2012, con un cumplimiento de 75.7% del programa, debido a que el menor abasto de gas natural limitó la operación a dos plantas de amoníaco, de tres consideradas en el programa. De anhídrido carbónico se elaboraron 1,382.3 miles de toneladas, volumen igual al del año previo y que representa 80.6% de cumplimiento de la meta. La operación continua permitió la elaboración de 156.6 miles de toneladas de metanol, 3.5% mayor a la del año anterior y 3.2% superior a la meta programada.
- **DERIVADOS DEL ETANO.** Se obtuvieron 2,473.3 miles de toneladas, 10.9% menos si se compara con 2012, a causa de que se realizó el mantenimiento anual de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera. La meta de producción de esta cadena petroquímica reportó un porcentaje de cumplimiento de 78% derivado de varias causas, principalmente porque el programa fue afectado por el término de la vida útil de varios equipos de la planta de cloruro de vinilo, situación que disminuyó la producción en los dos primeros meses del año; así como por la desincorporación de la producción del cloruro de vinilo del Complejo Petroquímico Pajaritos, a partir del 12 de septiembre de 2013, para

formar parte de la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V, como consecuencia de la formalización de la coinversión entre Pemex-Petroquímica y Mexichem. Por otra parte, fue necesario disminuir la producción de etileno, por restricciones en la capacidad de almacenamiento de etileno líquido en la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarques de Pajaritos.

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS DESREGULADOS

(miles de toneladas)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	7,785.5	10,718.4	8,174.4	5.0	76.3
PEMEX-PETROQUÍMICA	6,327.3	8,932.9	6,721.0	6.2	75.2
DERIVADOS DEL METANO	2,473.0	3,248.6	2,460.5	-0.5	75.7
Amoniaco	939.1	1,381.5	921.6	-1.9	66.7
Anhídrido carbónico	1,382.6	1,715.5	1,382.3	0.0	80.6
Metanol	151.3	151.7	156.6	3.5	103.2
DERIVADOS DEL ETANO	2,774.7	3,171.0	2,473.3	-10.9	78.0
Cloruro de vinilo	184.8	244.2	108.0	-41.6	44.2
Dicloroetano	300.6	395.6	179.5	-40.3	45.4
Etileno	1,127.8	1,245.9	1,033.7	-8.3	83.0
Glicoles etilénicos	171.9	198.5	181.3	5.5	91.3
Óxido de etileno	345.4	385.6	366.5	6.1	95.0
Polietilenos	644.3	701.3	604.3	-6.2	86.2
PROPILENO Y DERIVADOS	49.1	83.0	52.2	6.3	62.9
Acetonitrilo	0.7	4.5	0.5	-28.6	11.1
Ácido cianhídrico	3.2	5.6	3.3	3.1	58.9
Acilonitrilo	31.8	55.9	35.2	10.7	63.0
Propileno	13.4	17.0	13.2	-1.5	77.6
AROMÁTICOS Y DERIVADOS	165.9	1,278.4	799.2	381.7	62.5
Aromáticos pesados	0.0	0.0	12.4	-	-
Aromina 100	0.0	12.8	29.1	-	227.3
Benceno	25.7	149.7	75.8	194.9	50.6
Estireno	29.2	149.7	81.1	177.7	54.2
Etilbenceno	34.7	171.9	94.8	173.2	55.1
Fluoril	0.9	4.2	2.2	144.4	52.4
Hidrocarburo de alto octano	24.2	449.0	298.3	1,132.6	66.4
Tolueno	25.2	240.9	122.0	384.1	50.6
Xilenos	26.0	100.4	83.5	221.2	83.2
OTROS	864.6	1,151.8	935.8	8.2	81.2
PEMEX-REFINACIÓN	866.7	1,119.7	833.6	-3.8	74.4
Anhídrido carbónico	12.5	0.0	14.5	16.0	-
Azufre	419.4	505.2	409.1	-2.5	81.0
Isopropanol	3.8	9.6	4.3	13.2	44.8
Propano-propileno	0.0	126.7	0.0	-	0.0
Propileno	431.0	478.2	405.8	-5.8	84.9
PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	591.5	665.8	619.7	4.8	93.1
Azufre	591.5	665.8	619.7	4.8	93.1

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- **PROPILENO Y DERIVADOS.** La producción alcanzó 52.2 miles de toneladas, 6.3% mayor si se compara con el año previo, con un cumplimiento de 62.9% de la meta debido a que la falta de materia prima provocó el paro intermitente en la planta de acilonitrilo del

Complejo Petroquímico Morelos en febrero, marzo, abril, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2013.

- **AROMÁTICOS Y DERIVADOS.** De esta cadena se elaboraron 799.2 miles de toneladas, 381.7% superior al volumen de 2012, resultado de la reactivación de la producción de aromáticos, ya que en 2012 el sector de aromáticos estuvo fuera de operación la mayor parte del año. El cumplimiento de 62.5% de la meta proviene de que se efectuaron pruebas con nafta importada, destinadas a mejorar la calidad del producto y rendimientos operativos, así como la salida a mantenimiento de un horno en la instalación que alimenta a la planta reformadora de naftas (CCR).
- **DE OTROS PRODUCTOS** se elaboraron 935.8 miles de toneladas, 8.2% más que el año anterior, equivalentes a 81.2% del programa.

En 2013, el porcentaje de utilización de la capacidad instalada de Pemex-Petroquímica fue 67%, cuatro puntos porcentuales más a lo alcanzado el año previo. La utilización de la capacidad fue 24 puntos porcentuales menor a la meta, debido a que en el Complejo Petroquímico Cangrejera se retrasaron las corridas de prueba de la planta reformadora de naftas. Asimismo, en Cosoleacaque no se dispuso de gas suficiente para operar las tres plantas de amoniaco programadas; en tanto que se realizaron trabajos de limpieza y mantenimiento en la planta de Derivados Clorados III en Pajaritos, debido a que diversos equipos alcanzaron el término de su vida útil. Cabe señalar que en septiembre se desincorporó la producción de este complejo petroquímico.

Pemex-Refinación elaboró 833.6 miles de toneladas de petroquímicos desregulados, 3.8% menos a la producción de 2012 y con un cumplimiento de 74.4% del programa; en Pemex-Gas y Petroquímica Básica se obtuvieron 619.7 miles de toneladas, con un aumento de 4.8% respecto al año precedente y un cumplimiento de 93.1% de la meta. La producción total de 1,028.8 miles de toneladas de azufre, proveniente de ambos organismos subsidiarios, fue 1.8% mayor a 2012, con un cumplimiento de 87.9% de la meta debido a la menor oferta de gas húmedo amargo del sureste en los complejos procesadores de gas y de la producción de Cadereyta, Minatitlán, Tula y Madero.

COINVERSIÓN ENTRE PEMEX-PETROQUÍMICA Y MEXICHEM

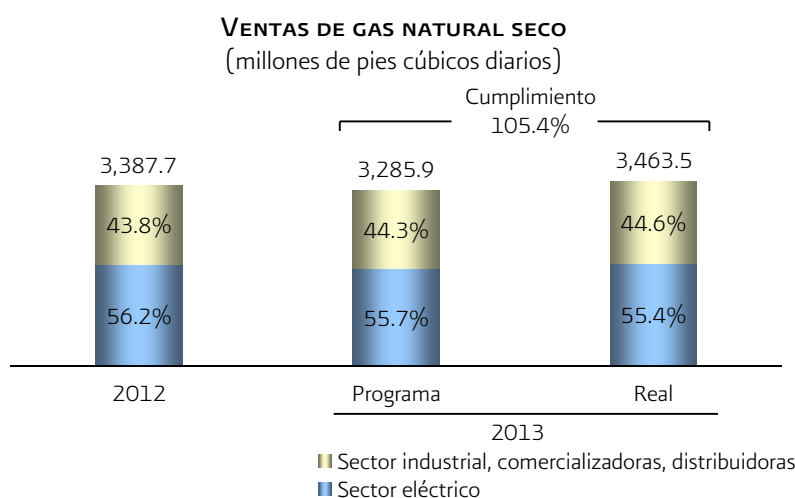
La alianza entre Petróleos Mexicanos y Mexichem, aprobada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, impulsará la cadena productiva del cloruro de vinilo y permitirá un aumento en su producción de más de 200%. Los detalles de la coinversión se presentan en el anexo 10 correspondiente a la Integración de la Cadena Cloro-Sosa/MCV.

6.8 MERCADO INTERNO

VENTAS DE GAS NATURAL SECO

En el ejercicio 2013, se comercializaron 3,463.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural seco, volumen 2.2% mayor respecto al año previo, con un cumplimiento de 105.4% de la meta. Estas cifras no incluyen el consumo del sector petrolero y las exportaciones.

- Durante 2013 el sector eléctrico demandó 1,919 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, volumen 0.8% superior a 2012, equivalente a 104.9% de la meta programada, originado por un aumento en el uso de gas natural para la generación de electricidad, debido a la competitividad del precio del gas seco frente al combustóleo.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- El consumo de gas natural del sector industrial, distribuidoras y comercializadoras^{8/} fue 1,544.5 millones de pies cúbicos diarios, 4% superior a 2012, con un cumplimiento de 106.1% de la meta, destaca el crecimiento de las ventas de gas natural a los industriales del acero.

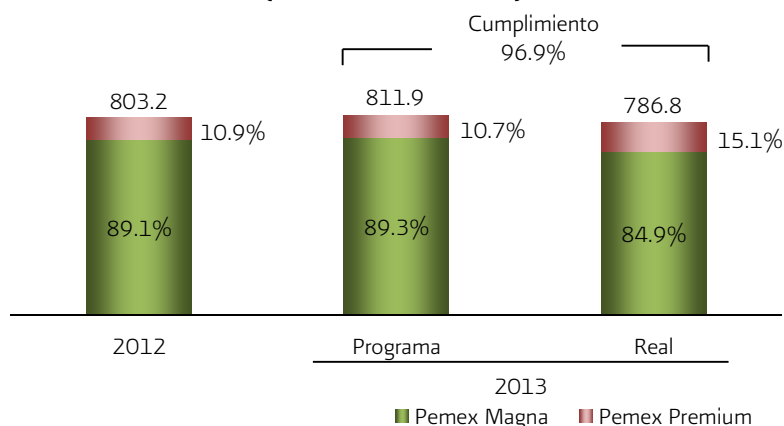
VENTAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO

En 2013, los petrolíferos y gas licuado promediaron ventas en el mercado interno de 1,784.6 miles de barriles diarios, con una baja de 3.1% respecto del año anterior debido a las menores ventas de Pemex Magna, combustóleo pesados, Pemex Diesel, asfaltos, gas licuado, coque y diesel industrial bajo azufre. El cumplimiento de 97.8% del programa es resultado de que los únicos productos que aumentaron, por arriba de la meta, fueron la gasolina Pemex Premium, el combustóleo pesado y el diesel industrial bajo azufre. Sin incluir el gas licuado, la venta de petrolíferos fue de 1,501.8 miles de barriles diarios, 3.5% inferior que la del año previo, con un cumplimiento de 97.5% de la meta.

8/ Incluye empresas autogeneradoras de electricidad.

- Las gasolinas automotrices promediaron 786.9 miles de barriles diarios, 2% menos que las ventas de 2012 y 3.1% inferiores al programa, como resultado del cambio en el patrón de consumo de las gasolinas, derivado de la consistente reducción en el diferencial de precio entre las gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium.

VENTAS INTERNAS DE GASOLINAS AUTOMOTRICES POR TIPO
(miles de barriles diarios)



- La participación de las importaciones de gasolinas en las ventas internas de estos combustibles fue 45.5%, con una reducción de 3.7 puntos porcentuales respecto a 2012, resultado del aumento en la producción y a la baja en sus ventas; respecto al programa esta participación fue 6.1 puntos porcentuales mayor, debido a problemas operativos en el SNR.
- De gasolina Pemex Premium se comercializaron 119.2 miles de barriles diarios, 35.6% mayor al volumen de 2012 y 37% más que la meta. La venta de gasolina Pemex Magna fue 667.6 miles de barriles diarios, 6.7% menor al año anterior, con un cumplimiento de 92.1% del programa.

VENTAS INTERNAS DE PETROLÍFEROS Y GAS LICUADO
(miles de barriles diarios)

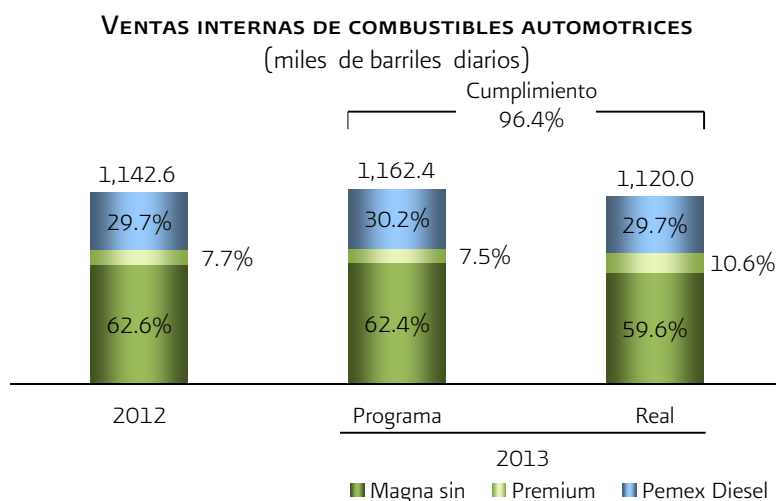
CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	1,841.2	1,825.2	1,784.6	-3.1	97.8
PETROLÍFEROS	1,555.6	1,539.9	1,501.8	-3.5	97.5
GASOLINAS AUTOMOTRICES	803.2	811.9	786.9	-2.0	96.9
Pemex Magna	715.3	724.9	667.6	-6.7	92.1
Pemex Premium UBA ^{1/}	87.9	87.0	119.2	35.6	137.0
TURBOSINA	59.3	63.9	62.2	4.9	97.3
DIESEL	400.5	407.2	391.7	-2.2	96.2
Pemex Diesel	339.4	350.6	333.2	-1.8	95.0
Otros	61.1	56.6	58.5	-4.3	103.4
COMBUSTÓLEO	214.4	167.2	189.3	-11.7	113.2
OTROS PETROLÍFEROS	78.2	89.7	71.7	-8.3	79.9
GAS LICUADO	285.5	285.3	282.8	-0.9	99.1

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Incluye gasolina de llenado inicial.

Fuente: Base de Datos Institucional.

- La demanda de diesel, que registró 391.7 miles de barriles diarios, representó 26.1% de las ventas totales de petrolíferos y un cumplimiento de 96.2% del programa, y una disminución de 2.2% respecto a 2012. El Pemex Diesel promedió 333.2 miles de barriles diarios vendidos, 1.8% inferior al año previo y 5% menos que el programa, debido a que las condiciones climatológicas fueron más severas que en 2012, lo que disminuyó el consumo de los sectores agrícola y minero. La comercialización de diesel industrial de bajo azufre fue 44.8 miles de barriles diarios, 1.5% inferior al volumen de 2012 y 21.7% mayor al programa, esto último debido a que los sectores industrial y energético compensaron sus requerimientos de gas natural (por baja oferta) y combustóleo (debido a restricciones ambientales) con diesel industrial.



Fuente: Base de Datos Institucional.

- Las importaciones de diesel participaron con 27.3% de las ventas internas del combustible, 6.1 puntos porcentuales menos a las de 2012, resultado del incremento en la producción, aunque estuvieron 7.7 puntos por arriba del programa, a lo cual contribuyeron las menores ventas de diesel.
- La venta de turbosina fue 62.2 miles de barriles diarios, 4.9% superior a la realizada en 2012, debido al incremento en el número de pasajeros que se transportaron por vía aérea, de origen nacional e internacional, tanto de itinerario regular como de temporada y como resultado de una mayor conectividad e incremento en el número de aeronaves en las diferentes líneas aéreas. Por otra parte, las ventas del combustible representaron 97.3% de la meta programada.
- El combustóleo promedió 189.3 miles de barriles diarios, 11.7% abajo del volumen vendido el año anterior y con un cumplimiento de 113.2% de la meta prevista. En ambas variaciones destacan las ventas de 174.6 miles de barriles diarios de combustóleo pesado a la CFE, volumen 11.1% inferior que lo realizado en 2012 y 18.6% mayor de lo

programado. Las lluvias registradas de septiembre a diciembre de 2013 y el consecuente aumento de nivel en las presas para generación hidroeléctrica, influyeron en el menor uso de combustóleo para generar energía eléctrica; sin embargo, ante el riesgo de que el nivel de los inventarios afectara el proceso de crudo en Tula, la CFE aumentó sus retiros de combustóleo en esa refinería.

- De otros petrolíferos, se vendieron 71.7 miles de barriles diarios, entre los cuales se clasifican los asfaltos, lubricantes básicos, parafinas, coque, gasavión, gasnafta y gasóleos. Este resultado fue 8.3% inferior al del año anterior y 20.1% menos que la meta, principalmente por la reducción en el consumo de asfaltos, coque y parafinas.
 - La comercialización de coque fue 47.8 miles de barriles diarios, 4% inferior a 2012 y equivalente a 84.6% de cumplimiento del programa, debido a la disminución en el programa de retiro por parte de PMI Trading Ltd. en Minatitlán durante un mes; la falta de disponibilidad de producto en Cadereyta, por mantenimiento extendido en la coquizadora; baja capacidad de almacenamiento en la Administración Portuaria Internacional de Coatzacoalcos; retrasos en las exportaciones y condiciones climatológicas adversas. Otros factores de variaciones fueron la migración del esquema de comercialización, toda vez que las uniones de transportistas de Coatzacoalcos y Minatitlán impidieron la salida de producto vía autotolva y el retiro de producto; así mismo, se presentó una falla en la báscula de carrotolva de Madero, en diciembre, que afectó la logística de entrega y el cumplimiento de los programas de suministro.
 - En marzo de 2013, se efectuó una subasta de once lotes parciales de 200 toneladas diarias de coque de petróleo de la refinería de Minatitlán, que fue la primera subasta transmitida en tiempo real por internet que realiza la Administración Pública Federal, con la participación de varios competidores y en beneficio sobre todo para las pequeñas y medianas empresas. En diciembre de 2013 se subastaron otros seis lotes de 100 toneladas diarias cada uno.
 - La demanda de asfaltos, que fue de 17.3 miles de barriles diarios, resultó 22.4% inferior a la registrada en 2012 y 29.7% menor al programa.
 - Las lubricantes promediaron 4.7 miles de barriles diarios, 14.6% superior a las ventas del año anterior debido a la mayor disponibilidad del producto. El cumplimiento de 92.2% de la meta programada fue resultado de problemas operativos en la refinería de Salamanca que afectaron la disponibilidad del producto.
 - La venta de parafinas fue 0.7 miles de barriles diarios, 12.5% por abajo del volumen de 2012, con un cumplimiento de 77.8% de la meta, debido a la menor disponibilidad de parafina A, en noviembre y diciembre de 2013, por mantenimiento de la planta que la produce y por el cierre temporal de varios clientes al final del año.

- El gasóleo doméstico registró ventas de 0.7 miles de barriles diarios, 16.7% más que el año previo y 12.5% por debajo del programa. Este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico, por lo que su comportamiento está sujeto sobre todo a las condiciones climatológicas del norte del país.
- El gas licuado registró ventas de 282.8 miles de barriles diarios, 0.9% inferiores al año previo y 0.9% menos que la meta programada; resultado del bajo consumo en el norte del país y problemas operativos, ocasionados por terceros, que afectaron el transporte por ducto y el suministro a la zona centro.
- Al cierre de diciembre de 2013, sumaron 10,416 estaciones de servicio, 374 más que las existentes en el mismo mes de 2012.

VENTAS DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS Y DESREGULADOS

En 2013, la demanda de petroquímicos totalizó 3,962.4 miles de toneladas, 5.4% inferior al volumen de 2012 y 25% menos que la meta programada, debido a la baja oferta de productos de la planta CCR por restricciones de materia prima (gas natural) que acotó la producción de una tercera planta de amoníaco, la creación de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V., la limitada oferta de polietilenos por paros recurrentes, problemas operativos en la planta de estireno y la disminución en las ventas de metanol. Del volumen comercializado, 87.4% correspondió a petroquímicos desregulados y 12.6% a básicos.

VENTAS INTERNAS DE PETROQUÍMICOS

(miles de toneladas)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
TOTAL	4,188.3	5,284.9	3,962.4	-5.4	75.0
Básicos ^{1/3/}	509.6	691.3	500.4	-1.8	72.4
Desregulados	3,678.7	4,593.6	3,461.9	-5.9	75.4
POR ORGANISMO SUBSIDIARIO					
Pemex-Gas y Petroquímica Básica ^{3/}	859.2	845.4	597.0	-30.5	70.6
Pemex-Refinación	656.3	1,135.4	743.4	13.3	65.5
Pemex-Petroquímica ^{2/}	2,672.8	3,304.1	2,622.0	-1.9	79.4
PEMEX-PETROQUÍMICA, POR CADENA					
Derivados del etano	1,192.0	1,340.0	1,087.9	-8.7	81.2
Derivados del metano	1,213.2	1,515.0	1,231.8	1.5	81.3
Aromáticos y derivados	161.4	278.5	197.4	22.3	70.9
Propileno y derivados	61.8	93.9	63.8	3.2	67.9
Otros ^{2/}	44.5	76.6	41.0	-7.9	53.5

1/ Incluye materia prima para negro de humo que es un petroquímico básico. (En Pemex-Gas y Petroquímica Básica 167.1 miles de toneladas en 2012; en Pemex-Refinación 306.6 miles en 2012, 598.8 miles en programa y 426.3 miles en 2013).

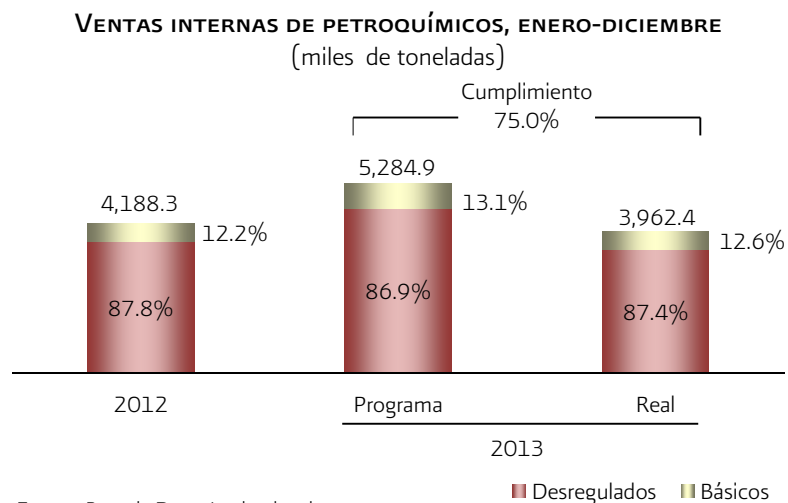
2/ No incluye gasnafta por ser un producto petrolífero (4.9 miles de toneladas en 2012 y 36.5 miles en programa; en 2013 no se comercializó).

3/ Incluye ventas de nafta pesada en Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

Fuente: Base de Datos Institucional.

La comercialización de petroquímicos básicos fue 500.4 miles de toneladas, 1.8% inferior al volumen del año anterior, con un cumplimiento de 72.4% del programa debido principalmente a la menor comercialización de materia prima para negro de humo. La venta de nafta pesada comenzó en enero de 2013 y al cierre de octubre totalizó un volumen de 0.4 miles de toneladas. A partir del 16 de octubre de 2013 inició la entrega de etano hacia Petroquímica Mexicana de Vinilo, S. A. de C. V., derivado de la coinversión ente Pemex-Petroquímica y Mexichem; que totalizó 16.7 miles de toneladas.



- De materia prima para negro de humo se vendieron 426.3 miles de toneladas, 10% menos que en 2012 y 28.8% menor al programa, derivado de la calidad del producto en las refinerías de Cadereyta y Madero, que afectó el retiro por parte de los clientes. Es importante mencionar que a partir de mayo de 2012, se transfirió la comercialización de materia prima para negro de humo de Pemex-Gas y Petroquímica Básica a Pemex-Refinación. Con ello se explica por qué desde el punto de vista de Pemex-Refinación se incrementó la comercialización, pero en la consolidación disminuyó y ambas situaciones son correctas.

Los petroquímicos desregulados registraron una demanda de 3,461.9 miles de toneladas, 5.9% inferior a 2012, con un cumplimiento de 75.4% de la meta. Por organismo subsidiario, 75.7% del volumen fue vendido por Pemex-Petroquímica, 15.1% por Pemex-Gas y Petroquímica Básica (principalmente azufre) y 9.2% por Pemex-Refinación (sobre todo propileno grado químico y grado refinería).

- La venta de azufre fue 520.7 miles de toneladas, 19.8% inferior respecto del año anterior, y 69.2% de la meta, debido al menor consumo de los principales clientes de la industria química, vinculados a la producción de fertilizantes, y a problemas de logística que impidieron a los clientes cargar el producto en las refinerías Madero, Tula y Cadereyta.

- De propileno (grado refinería y grado químico) se vendieron 312.6 miles de toneladas, 9.8% menos que en 2012 y 42.3% inferior al programa, debido a problemas de suministro de gas y mantenimiento preventivo que afectaron la operación de la refinería de Cadereyta, al suspenderse el arribo de unidades de transporte por condiciones climatológicas y derrumbes en la zona Altamira-Cadereyta. Asimismo, se tuvieron problemas de calidad de producto en la refinería de Madero que operó con solo una planta catalítica; los altos inventarios de gas licuado provocaron la falta de disponibilidad de propano-propileno. En la refinería de Tula ocurrió una operación intercalada de las plantas catalíticas I y II, además de que se suscitaron bloqueos en la zona del Istmo de Tehuantepec; además de que el mayor cliente de este producto suspendió el retiro del mismo durante marzo.

Por cadena, las ventas de Pemex-Petroquímica en 2013, mostraron el comportamiento siguiente

- **DERIVADOS DEL METANO.** Se vendieron 1,231.8 miles de toneladas, 1.5% superior al volumen de 2012, debido al mayor consumo de amoníaco. El cumplimiento de 81.3% de la meta se atribuye a la operación ya mencionada de dos plantas de amoníaco, en vez de las tres consideradas en el programa, y al efecto de los menores precios en la demanda de amoníaco y anhídrido carbónico.
 - La comercialización de amoníaco fue 842 mil toneladas, 3.7% más que el año anterior, a pesar de que en los periodos anuales de mayor demanda en las regiones del Bajío y Noreste del país, las ventas fueron menores a las programadas por las condiciones climáticas adversas, por lo que se realizaron ventas de producto excedentes a Fertinal, además de exportaciones. El cumplimiento de 77% del programa se debió a la baja disponibilidad del producto con la operación de dos plantas, de tres programadas, y por restricciones en el suministro de gas.
 - El anhídrido carbónico registró ventas por 289.7 miles de toneladas, 1.3% inferior que en 2012 y 6.5% menos de la meta programada.
 - La venta de metanol se ubicó en 100.1 miles de toneladas, 7.1% menor a la del año anterior, con un cumplimiento de 89.7% del programa, resultado de la importación del producto realizada por distribuidores y paros no programados en refinerías.
- **DERIVADOS DEL ETANO.** La demanda de los petroquímicos de esta cadena totalizó 1,087.9 miles de toneladas, con una disminución de 8.7%, respecto del año anterior, y cumplimiento de 81.2% de la meta, resultado de fallas en los hornos de cloruro de vinilo, mantenimientos que ajustaron la producción de etileno y la suspensión de las ventas de cloruro de vinilo y ácido muriático, a partir de la creación de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.

- La comercialización de polietilenos fue 556.2 miles de toneladas, 7.5% menor al volumen de 2012 y 13.7% inferior al programa, debido a paros no programados que se acentuaron en el cuarto trimestre de 2013, y afectaron principalmente la disponibilidad de polietileno de alta densidad y en productos de *Swing*. Se vendieron 146.7 miles de toneladas de polietileno de alta densidad y 409.6 miles de toneladas de polietileno de baja densidad.
- El óxido de etileno, con ventas de 243 mil toneladas, aumentó 6.2% con relación al año previo debido a la mayor oferta del producto; y cumplió en 97.3% la meta programada. La demanda de glicoles etilénicos fue 181.4 miles de toneladas, 5.2% mayor a 2012, resultado del aumento en la disponibilidad de monoetilenglicol grado fibra, mientras que el cumplimiento de la meta fue 91.8%. De etileno se vendieron 4.3 miles de toneladas, 2.4% más respecto al año anterior y equivalentes a 110.3% de cumplimiento en la meta.
- A partir de octubre de 2013 se dejó de vender cloruro de vinilo, producto que totalizó 102.9 miles de toneladas hasta septiembre, 44.5% menos al acumulado en el año anterior, debido a la formalización de la coinversión entre Pemex-Petroquímica y Mexichem que considera terminar la comercialización de productos y derivados que se elaboran en el Complejo Petroquímico en Pajaritos, mismo que van a comercializarse a través de Petroquímica Mexicana de Vinilo. S.A. de C.V., al mismo tiempo que se conservarán las ventas nacionales de etileno.
- De **AROMÁTICOS Y DERIVADOS** se comercializaron 197.4 miles de toneladas, 22.3% superior a la demanda en 2012, derivado de la mayor disponibilidad de estireno. En el cumplimiento de 70.9% de la meta influyó el retraso en la operación de la planta CCR, la oferta de estireno y aromina 100, menor a la programada, así como el menor consumo de tolueno.
 - La venta de estireno fue 70.8 miles de toneladas, volumen 42.3 miles de toneladas por arriba del comercializado en 2012, básicamente por la mayor disponibilidad del producto; mientras que el cumplimiento de 54.8% de la meta se debió a problemas operativos de la planta de estireno.
 - La demanda de tolueno ascendió a 74.2 miles de toneladas, 8.2% menor al año previo y que representó 85.8% de la meta. Se vendieron 47.9 miles de toneladas de xilenos, 4.6% inferiores a las de 2012, con un cumplimiento de 100.8% de la meta.
- **PROPILENO Y DERIVADOS.** La venta de estos derivados fue 63.8 miles de toneladas, 3.2% mayor al año anterior, con un cumplimiento de 67.9% de la meta. Este último se debió a problemas de suministro de propileno los primeros nueve meses y a una menor demanda de acrilonitrilo en el resto del año.

- De acrilonitrilo se comercializaron 32.9 miles de toneladas, 1.2% superior al volumen de 2012 y equivalente a 58.9% de la meta, debido a la menor venta del producto en el cuarto trimestre de 2013. De propileno grado polímero se vendieron 27.8 miles de toneladas, 6.1% por arriba de la demanda de 2012 y cumplimiento de 154.4% del programa. La comercialización de ácido cianhídrico fue 3.1 miles de toneladas, 3.3% mayor al de año anterior, con un cumplimiento de 55.4% de la meta.
- **OTROS PRODUCTOS** registraron ventas de 41 mil toneladas, 7.9% inferiores al año previo, que representan 53.5% de cumplimiento de la meta, atribuible básicamente a la demanda de ácido muriático la cual fue 46.5% menor que en 2012 y con cumplimiento de 25.9% de la meta, debido a problemas en la planta de cloruro de vinilo.

6.9 MERCADO INTERNACIONAL

BALANZA COMERCIAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

En 2013, el superávit de la balanza comercial de Petróleos Mexicanos registró 20,263.4 millones de dólares, 3.4% por debajo de los montos del año previo, en virtud de que se acentuó la disminución en el valor de las exportaciones en 3,481.4 millones de dólares con respecto a la reducción de importaciones, en 2,768.5 millones de dólares. Las menores exportaciones estuvieron asociadas esencialmente a las del crudo. En el caso de las importaciones, las mayores caídas estuvieron relacionadas con las gasolinas y diesel.

Las exportaciones totales de hidrocarburos registraron 48,593.8 millones de dólares, importe 6.7% menor a las de 2012, con un cumplimiento de la meta de 114%. Del total de la comercialización exterior, la participación por tipo de producto fue la siguiente: petróleo crudo, 87.9%; petrolíferos y gas licuado, 6.9%; gasolina natural, 4.5%; petroquímicos, 0.4%; condensados, 0.3%; y un porcentaje no significativo de gas natural seco.

Las importaciones de hidrocarburos alcanzaron 28,330.4 millones de dólares, monto 8.9% inferior a lo registrado el año anterior, por la reducción en las importaciones de petrolíferos, en especial gasolinas y diesel y en menor medida de combustóleo. De las importaciones totales 85.2% fueron petrolíferos, 8.8% gas natural, 5.5% gas licuado y 0.5% petroquímicos. El cumplimiento de la meta fue 139.9% por importaciones mayores a las programadas, en particular de gasolinas, combustóleo y gas natural.

Las divisas provenientes de la exportación de crudo registraron 42,723.2 millones de dólares, importe 8.8% inferior a las de 2012, como resultado de la disminución del volumen del crudo comercializado (5.3%), así como por la reducción de los precios internacionales (3.4%). Respecto a la meta, el cumplimiento fue 115% debido a que los precios del crudo estuvieron por arriba de lo considerado en el programa original y los volúmenes de la mezcla de exportación se situaron por arriba de la meta. Por tipo, 34,911.1 millones de dólares correspondieron a crudo Maya, 3,928.1 millones de dólares a Istmo y 3,883.9 millones a Olmeca.

VALOR DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(millones de dólares)

CONCEPTO	2012 ^{1/}	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
MILLONES DE DÓLARES					
SALDO	20,976.4	22,385.4	20,263.4	-3.4	90.5
EXPORTACIONES	52,075.3	42,643.1	48,593.8	-6.7	114.0
Petróleo crudo	46,852.4	37,149.8	42,723.2	-8.8	115.0
Condensados	181.9	94.3	169.8	-6.7	180.1
Gas natural seco	0.6	0.0	2.8	366.7	-
Petrolíferos y gas licuado	2,500.0	3,051.1	3,364.6	34.6	110.3
Petroquímicos	283.0	378.4	171.0	-39.6	45.2
Gasolina natural	2,257.4	1,969.6	2,162.5	-4.2	109.8
IMPORTACIONES	31,098.9	20,257.7	28,330.4	-8.9	139.9
Gas natural seco	1,216.2	1,479.7	2,495.3	105.2	168.6
Petrolíferos	27,868.3	17,240.8	24,147.7	-13.4	140.1
Gas licuado	842.3	1,053.1	837.6	-0.6	79.5
Propano	920.3	385.1	720.9	-21.7	187.2
Petroquímicos	251.8	99.1	128.9	-48.8	130.1

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

1/ Los valores en 2012 difieren de los reportados en el Informe Anual 2012, debido a la aplicación de notas de crédito y/o débito en el mes correspondiente a la entrega del producto y que fueron emitidas en fecha posterior a la entrega del informe.

Fuente: Base de Datos Institucional.

En 2013, las exportaciones de petróleo crudo promediaron 1,188.8 miles de barriles diarios, 66.7 miles de barriles diarios menos a lo registrado en 2012, con un cumplimiento de la meta de 100.4%. Por tipo, el petróleo crudo Maya participó con 83.1% del volumen exportado, el Istmo con 8.6% y el Olmeca con 8.3%.

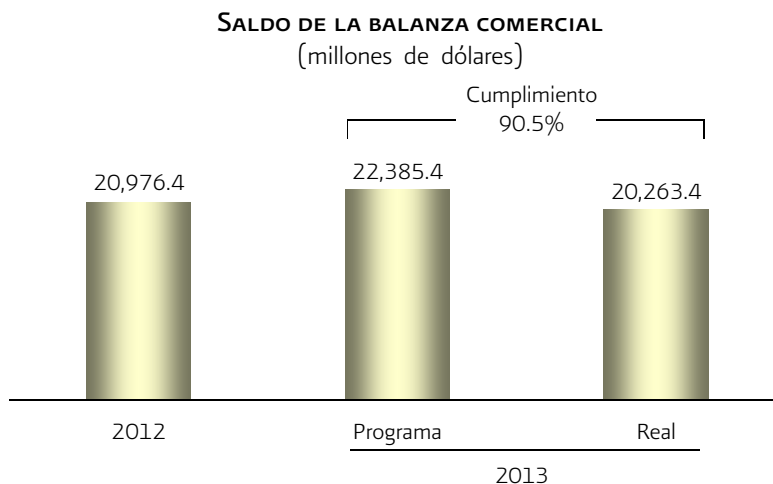
- Por país de destino, el volumen de petróleo crudo se exportó a: Estados Unidos (72.1%), España (14.3%), India (8.2%), Canadá (1.9%), China (1.6%), países del Convenio de San José (1.2%), Holanda (0.2%) y otros (0.5%).

La balanza comercial de gas natural en 2013 registró un saldo deficitario en 2,492.6 millones de dólares, 105.1% superior al año anterior, como resultado de que se registraron mayores volúmenes importados.

- El valor de las importaciones de gas natural ascendió a 2,495.3 millones de dólares, 105.2% superior al obtenido en el año previo, 168.6% de la meta. El volumen promedió 1,289.7 millones de pies cúbicos diarios, 18.4% superior al registrado en 2012, por una menor disponibilidad de gas directo de campos de Pemex-Exploración y Producción y al incremento de las ventas internas, con un cumplimiento de la meta de 117.6%. Las importaciones de gas natural representaron 37.2% del volumen de ventas nacionales, 5.2 puntos porcentuales más que en el año anterior.

En 2013, la balanza comercial de productos petrolíferos y gas licuado presentó un saldo

deficitario de 22,341.6 millones de dólares, 17.7% menor que en 2012, como resultado de la reducción de importaciones. Se alcanzó un nivel de cumplimiento de la meta de 143%.



- La exportación de petrolíferos y gas licuado totalizó 3,364.6 millones de dólares, importe 34.6% mayor a 2012. La variación se explica por el incremento en las exportaciones de combustóleo (25.5 miles de barriles diarios). Este producto representó 86.8% del volumen total de exportaciones de petrolíferos y gas licuado en 2013.
- La importación de petrolíferos y gas licuado alcanzó 25,706.2 millones de dólares, 13.2% menor a lo registrado en 2012, derivado de una menor compra de gasolina, diesel y combustóleo. Este importe representó un cumplimiento de 137.6% de la meta.
 - Las importaciones de petrolíferos fueron 24,147.7 millones de dólares, importe 13.4% por abajo del reportado en el año previo, con un cumplimiento de 140.1% de la meta. El volumen de petrolíferos importados fue de 523.5 miles de barriles diarios, volumen 10.5% inferior al año precedente, que representó un cumplimiento de 118.4%.
 - El volumen importado de gas licuado se ubicó en 79.5 miles de barriles diarios, 7.1% menos que en 2012, resultado de la reducción en la demanda de propano. El valor de las importaciones de gas licuado totalizó 1,558.5 millones de dólares, 11.6% por abajo de lo reportado en 2012.

En 2013, la balanza comercial de productos petroquímicos registró un superávit de 42.1 millones de dólares, 34.9% mayor al registrado en el año precedente, en razón de las menores importaciones de tolueno y mezcla de xilenos.

- Las divisas obtenidas por la exportación de petroquímicos ascendieron a 171 millones de dólares, 39.6% menos que en 2012, con un cumplimiento de la meta de 45.2%. Sobresalen las disminuciones en los volúmenes comercializados de amoníaco, etileno y butadieno.

- La importación de petroquímicos totalizó 128.9 millones de dólares, 48.8% inferior a lo adquirido en 2012, en particular por la menor compra de tolueno y mezcla de xilenos. Respecto a la meta el cumplimiento fue 130.1%.

Los ingresos por exportación de gasolina natural ascendieron a 2,162.5 millones de dólares, 4.2% inferiores al año 2012, con un cumplimiento de la meta de 109.8%, mientras que en volumen alcanzaron 66.8 miles de barriles diarios, 3.7% menor al registrado en el año previo, con un cumplimiento de 100.9% de la meta. De este producto no se realizan importaciones.

VOLUMEN DEL COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS
(miles de barriles diarios)

CONCEPTO	2012	2013		VAR. (%) 13/12	CUMPL. (%) REAL/PROG.
		PROG.	REAL		
EXPORTACIONES					
Petróleo Crudo	1,255.5	1,183.5	1,188.8	-5.3	100.4
Maya ^{1/}	962.4	886.1	987.5	2.6	111.4
Istmo	99.4	107.1	102.7	3.3	95.9
Olmeca	193.7	190.3	98.6	-49.1	51.8
Condensados (Mbd)	5.5	3.0	5.1	-7.3	170.0
Gas natural seco (MMpcd)	0.9	0.0	3.1	244.4	-
Petrolíferos y gas licuado (Mbd)	72.5	99.8	109.6	51.2	109.8
Petroquímicos (Mt)	602.1	800.5	614.3	2.0	76.7
Gasolina natural (Mbd)	69.4	66.2	66.8	-3.7	100.9
IMPORTACIONES					
Gas natural seco (MMpcd)	1,089.3	1,097.0	1,289.7	18.4	117.6
Petrolíferos (Mbd)	585.2	442.0	523.5	-10.5	118.4
Gas licuado y propano (Mbd) ^{2/}	85.6	71.2	79.5	-7.1	111.7
Petroquímicos (Mt)	190.1	89.6	74.1	-61.0	82.7

La suma de los parciales puede no coincidir con el total debido al redondeo de las cifras.

1/ Incluye crudo Altamira.

2/ Incluye propano y butano.

Fuente: Base de Datos Institucional.

7 INVERSIONES

Las actividades de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios están orientadas al cumplimiento de los compromisos establecidos para el crecimiento económico del país en un entorno de competitividad, generación de empleos, igualdad de oportunidades y de sustentabilidad ambiental; dando con ello continuidad a las acciones emprendidas en los años recientes vinculadas con el sector de hidrocarburos para garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, 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.

Durante 2013, Pemex-Exploración y Producción continuó con la ejecución de acciones orientadas a incrementar el inventario de reservas por nuevos descubrimientos; revertir la disminución en la producción; optimizar las operaciones de producción, distribución y comercialización; fomentar la protección ambiental y el desarrollo sustentable, entre otras.

Las inversiones de Pemex-Refinación se enfocan a satisfacer las necesidades de combustibles del país, fortalecer la política comercial para la mejora y optimización de los canales de distribución, modernizar las instalaciones y tecnología, así como reducir el rezago en mantenimiento de las instalaciones productivas, entre otras.

En materia de gas y petroquímica básica, se diseñó un portafolio de proyectos que le permite disponer de la infraestructura de proceso para aprovechar la oferta de hidrocarburos de Pemex-Exploración y Producción, contar con flexibilidad operativa en el sistema de transporte de gas natural y gas licuado, así como atender la demanda de etano requerida por el mercado, entre otros aspectos.

Pemex-Petroquímica centra sus esfuerzos en incrementar su participación en la atención de la demanda de petroquímicos. Las inversiones están dirigidas a la modernización de su capacidad instalada actual. Entre las principales líneas de acción con que cuenta Pemex-Petroquímica se encuentra la de impulsar la modernización tecnológica, así como las economías de escala de las cadenas rentables para reducir costos de producción, tener procesos más eficientes, contar con una mayor integración en las etapas posteriores; mejorar el cuidado del medio ambiente; y establecer mecanismos que promuevan una mayor participación de inversión complementaria en los procesos productivos.

El Corporativo de Petróleos Mexicanos orienta sus iniciativas estratégicas a la modernización y al crecimiento de la industria petrolera estatal, a través de fortalecer la infraestructura productiva, mejorar el desempeño operativo de manera integral y armonizar los esfuerzos de las diferentes líneas de negocio para maximizar su valor económico.

7.1 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO^{9/}, CONSOLIDADO Y POR ORGANISMO SUBSIDIARIO

En el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2013 (PEF) se aprobaron 326,323.7 millones de pesos de recursos presupuestarios para inversión en Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. De este monto total, la distribución por organismo subsidiario fue la siguiente: Pemex-Exploración y Producción, 78.6%; Pemex-Refinación, 17.2%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica, 2%; Pemex-Petroquímica, 1.7% y el Corporativo, 0.5%.

- Durante 2013 Petróleos Mexicanos realizó nueve adecuaciones externas a su presupuesto anual, autorizadas por la SHCP, así como diversos movimientos compensados, los cuales son adecuaciones internas autorizadas de igual manera por la SHCP. El gasto de inversión anual a través de las adecuaciones externas se incrementó 2.5%, equivalente a 8,070.3 millones de pesos. La inversión total considera 4,998.5 millones de pesos de inversión financiera, de los cuales 164.2 millones de pesos se registraron en Pemex-Exploración y Producción, para cumplir con los compromisos de participación adquiridos en los Contratos Integrales de Exploración y Producción; 257.6 millones de pesos en Pemex-Refinación, para la renovación de la flota menor; 2,993.5 millones de pesos como parte de la operación a través de la cual Pemex-Petroquímica participa en un esquema de coinversión con la empresa Mexichem, para crear una nueva compañía denominada Petroquímica Mexicana de Vinilo; y 1,583.1 millones de pesos en el Corporativo de Pemex, como ingreso excedente para el Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos.

PETRÓLEOS MEXICANOS PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2013 (millones de pesos)

CONCEPTO	PEF	ADECUADO	VAR %
PRESUPUESTARIA	326,323.7	334,394.0	2.5
Pemex-Exploración y Producción	256,352.7	288,199.4	12.4
Pemex-Refinación	56,198.5	30,083.1	-46.5
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	6,564.8	5,761.6	-12.2
Pemex-Petroquímica	5,707.7	7,046.9	23.5
Corporativo	1,500.0	3,303.1	120.2

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

7.1.1 EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

Al 31 de diciembre de 2013, la inversión total ejercida por Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios ascendió a 333,570.2 millones de pesos (incluye recursos

^{9/} A diferencia de los informes de años anteriores, en los que se presentaba la inversión en devengado, a partir de 2013 se presenta en flujo de efectivo, con el objeto de hacerlo en los mismos términos que la mayoría de los informes de carácter presupuestario.

supervenientes por 2,887.9 millones de pesos e inversión financiera por 4,998.5 millones de pesos), 2.2% mayor a lo aprobado originalmente y 3% superior en términos reales a lo ejercido en 2012. En el resto de este apartado las comparaciones entre 2013 y 2012 se presentan siempre en términos reales.

PETRÓLEOS MEXICANOS
INVERSIÓN ENERO-DICIEMBRE, FLUJO DE EFECTIVO
(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VARIACIÓN REAL ^{1/} (%) 2013/2012
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROGRAMA	ADECUADO	
Total	311,993.3	326,323.7	334,394.0	333,570.2	102.2	99.8	3.0
Pemex-Exploración y Producción	274,745.3	256,352.7	288,199.4	287,827.4	112.3	99.9	0.9
Pemex-Refinación	28,944.3	56,198.5	30,083.1	30,051.1	53.5	99.9	0.0
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,468.3	6,564.8	5,761.6	5,405.4	82.3	93.8	16.5
Pemex-Petroquímica	2,891.9	5,707.7	7,046.9	6,996.1	122.6	99.3	133.0
Corporativo	943.4	1,500.0	3,303.1	3,290.2	219.3	99.6	236.0
Física	311,993.3	326,323.7	329,395.6	328,571.8	100.7	99.7	1.4
Pemex-Exploración y Producción	274,745.3	256,352.7	288,035.1	287,663.2	112.2	99.9	0.9
Pemex-Refinación	28,944.3	56,198.5	29,825.5	29,793.5	53.0	99.9	-0.8
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	4,468.3	6,564.8	5,761.6	5,405.4	82.3	93.8	16.5
Pemex-Petroquímica	2,891.9	5,707.7	4,053.3	4,002.6	70.1	98.7	33.3
Corporativo	943.4	1,500.0	1,720.0	1,707.1	113.8	99.3	74.3
Financiera	-	-	4,998.5	4,998.5	-	100.0	-
Pemex-Exploración y Producción	-	-	164.2	164.2	-	100.0	-
Pemex-Refinación	-	-	257.6	257.6	-	100.0	-
Pemex-Petroquímica	-	-	2,993.5	2,993.5	-	100.0	-
Corporativo	-	-	1,583.1	1,583.1	-	100.0	-

1/ Considera un deflactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Base de Datos Institucional.

7.1.2 PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Para mantener la restitución de reservas en una tasa mayor al 100%, el organismo subsidiario ha establecido varias líneas de acción donde será necesario atender las siguientes áreas de oportunidad:

- Asegurar la inversión para continuar el programa exploratorio, asignando un presupuesto para mantener un programa de delimitación sostenido que permita reclasificar la reserva 3P descubierta.
- Continuar la gestión para la contratación de equipos de perforación en aguas someras y áreas terrestres.
- Garantizar el enfoque en la conversión de recursos prospectivos en reservas certificadas.

- Obtener la tecnología especializada e inversión adicional que demanda la prospección de yacimientos no convencionales de aceite o gas en lutitas (*shale oil/gas*).
- Fortalecer y mantener la actualización de la base de datos de oportunidades exploratorias, tomando como fuente los recursos prospectivos en base a los estudios post-perforación y de *plays*.
- Acelerar el procesamiento e interpretación de los diferentes cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de identificar de manera temprana oportunidades exploratorias de volúmenes importantes de recursos prospectivos e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca.
- Continuar con el desarrollo del talento técnico, la aplicación selectiva de tecnología y el acceso y ejecución eficiente de los servicios, tanto de adquisición y procesado sísmico, como de perforación y terminación de pozos.

La inversión realizada por Pemex-Exploración y Producción en 2013 ascendió a 287,827.4 millones de pesos, importe 0.9% mayor en términos reales al ejercido el año previo, como resultado de un mayor ejercicio en obra pública, arrendamientos varios, rehabilitación, modificación y reacondicionamiento por contrato, y servicios de apoyo a la perforación. La inversión total incluye 995.3 millones de pesos de recursos supervenientes y 164.2 millones de pesos de inversión financiera. El cumplimiento de la meta fue 112.3%.

La participación de los proyectos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Antonio J. Bermúdez y Chuc, representaron 55.1% de la inversión de este organismo subsidiario. Cabe señalar que el ritmo de inversión de los proyectos obedece en primera instancia al calendario registrado en cartera en el Presupuesto de Egresos de la Federación de cada año, cuya adecuación se hace en función de la estrategia de exploración y producción, y el comportamiento de los yacimientos.

- Cantarell. El ejercicio fue 43,136 millones de pesos, del cual destaca la terminación de 14 pozos de desarrollo, la realización de 49 intervenciones mayores, 333 reparaciones menores y 111 estimulaciones a pozos. El objetivo es administrar la declinación de la producción mediante estrategias de corto, mediano y largo plazo, como son: la perforación y reparación de pozos, construcción y modernización de infraestructura, el aseguramiento de la continuidad del mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno y reinyección de gas amargo, el aprovechamiento de gas, recuperación de calor, e infraestructura para deshidratación de crudo, manejo de aceite y agua, entre otros.
- Ku-Maloob-Zaap. Se erogaron 41,177.4 millones de pesos para recuperar el aceite y gas, a través de la perforación de pozos de desarrollo e inyectores, construcción y modernización de infraestructura, continuidad del sistema de mantenimiento de presión a los yacimientos de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como el desarrollo de los campos nuevos de Ayatsil,

Pit y Tekel. Destaca la terminación de nueve pozos de desarrollo, 27 intervenciones mayores, 73 reparaciones menores y 27 estimulaciones a pozos, además de la construcción de un ducto de 5.08 kilómetros de longitud.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO ^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%) 2013/2012
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
INVERSIÓN TOTAL	274,745.3	256,352.7	288,199.4	287,827.4	112.3	99.9	0.9
INVERSIÓN FÍSICA	274,745.3	256,352.7	288,035.1	287,663.2	112.2	99.9	0.9
Cantarell	61,230.8	36,822.7	43,136.0	43,136.0	117.1	100.0	-32.1
Ku-Malooob-Zaap	34,722.1	38,558.9	41,549.5	41,177.4	106.8	99.1	14.2
Aceite Terciario del Golfo	28,672.6	17,635.5	26,965.1	26,965.1	152.9	100.0	-9.4
Burgos	24,554.7	11,831.4	17,450.5	17,450.6	147.5	100.0	-31.5
Complejo Antonio J. Bermúdez	16,897.7	10,781.9	15,251.5	15,251.5	141.5	100.0	-13.1
Chuc	10,737.4	15,913.1	14,555.5	14,476.3	91.0	99.5	29.9
Proyecto crudo ligero marino	0.0	13,271.0	14,416.5	14,416.5	108.6	100.0	-
Proyecto Tsimin Xux	0.0	17,081.9	13,523.5	13,523.5	79.2	100.0	-
Proyecto de Exploración Área Perdido	0.0	7,497.4	9,162.3	9,162.3	122.2	100.0	-
Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes	0.0	5,454.9	8,036.2	8,036.2	147.3	100.0	-
Delta del Grijalva	6,404.3	5,851.9	7,273.2	7,273.2	124.3	100.0	9.4
Cactus-Sitio Grande	3,288.4	4,157.5	6,707.3	6,581.4	158.3	98.1	92.8
Bellota-Chinchorro	5,012.4	4,674.2	6,280.1	6,280.1	134.4	100.0	20.7
Jujo-Tecominoacán	6,210.2	5,497.6	5,865.8	5,865.8	106.7	100.0	-9.0
El Golpe-Puerto Ceiba	3,500.2	2,933.6	5,339.7	5,339.7	182.0	100.0	47.0
Proyecto de exploración Holok	0.0	5,243.8	5,084.4	5,084.4	97.0	100.0	-
Reingeniería del sistema de recuperación secundaria del campo Tamaulipas-Constituciones	5,143.2	2,003.5	4,589.6	4,589.6	229.1	100.0	-14.0
Yaxche	3,558.5	5,273.8	4,563.9	4,563.9	86.5	100.0	23.5
Proyecto Integral Veracruz	0.0	6,321.5	4,341.1	4,341.1	68.7	100.0	-
Proyecto de Exploración Comalcalco	1,845.2	3,898.2	3,738.6	3,738.6	95.9	100.0	95.2
Ek Balam	1,925.1	4,573.1	3,182.0	3,182.0	69.6	100.0	59.2
Proyecto de Exploración Campeche Oriente	2,362.4	2,973.8	3,149.8	3,149.8	105.9	100.0	28.4
Proyecto Ixtal-Manik	0.0	2,678.3	3,132.5	3,132.5	117.0	100.0	-
Proyecto de Exploración Chalabil	0.0	5,774.5	3,059.0	3,059.0	53.0	100.0	-
Poza Rica	7,979.8	4,461.3	2,997.6	2,997.6	67.2	100.0	-63.8
Otros Proyectos	50,700.2	15,187.4	14,684.1	14,889.3	98.0	101.4	-71.7
INVERSIÓN FINANCIERA	-	-	164.2	164.2	-	100.0	-

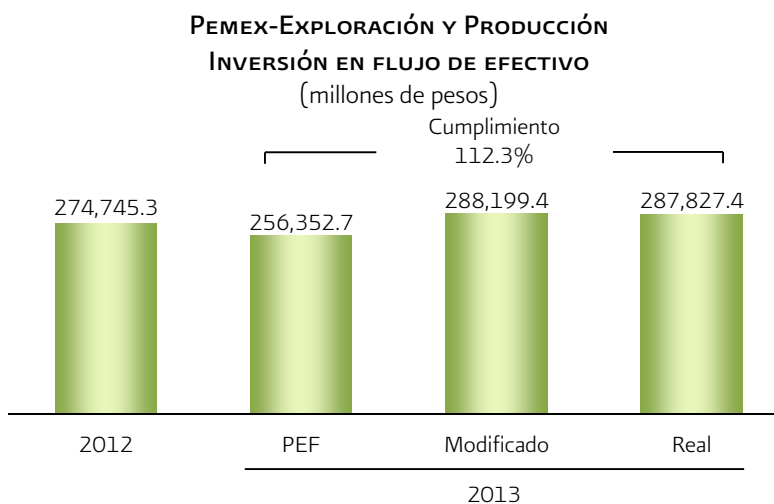
1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos.

- Aceite Terciario del Golfo. Se invirtieron 26,965.1 millones de pesos destinados a la terminación de 211 pozos de desarrollo. Se llevaron a cabo 366 intervenciones mayores, 457 reparaciones menores, 42 estimulaciones a pozos y la construcción de 19 kilómetros de ductos. El objetivo es recuperar las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepepec, mediante la terminación de pozos de desarrollo, la realización de reparaciones mayores e instalación de la infraestructura para el manejo y distribución de la producción.
- Burgos. Se destinaron 17,450.6 millones de pesos, en la terminación de 137 pozos de desarrollo y 13 de exploración, la realización de 237 intervenciones mayores, 665 reparaciones menores y 27 estimulaciones a pozos, así como la construcción de 59 kilómetros de ductos, para el desarrollo del potencial productivo de las cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en la zona noreste del país, con lo que se fortalece la oferta de gas natural.
- Complejo Antonio J. Bermúdez. Se ejercieron 15,251.5 millones de pesos para acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos, mejorar el factor de recuperación de los yacimientos y asegurar la continuidad de la operación de sus campos, maximizando el valor económico de su explotación. Entre las obras realizadas se encuentran la terminación de 95 pozos de desarrollo, 28 kilómetros de ductos, además de 47 intervenciones mayores, 372 reparaciones menores y 146 estimulaciones a pozos.



7.1.3 PEMEX-REFINACIÓN

Durante 2013, el organismo subsidiario ejerció 30,051.1 millones de pesos (incluye recursos supervenientes por 1,397.9 millones de pesos y 257.6 millones de pesos de inversión financiera), monto similar en términos reales al del año anterior, con un cumplimiento de

99.9% del adecuado y 53.5% del presupuesto, esto último en su mayoría por el menor ejercicio en el proyecto calidad de combustibles.

Los principales resultados en 2013 fueron los siguientes:

- Proyecto calidad de combustibles. Con este proyecto se alcanzará la capacidad de producción de combustibles con las especificaciones más estrictas a nivel mundial para mejorar el medio ambiente y con ello dar cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana NOM-086 referente a la reducción de azufre en gasolinas y diesel. Se ejercieron 4,894.6 millones de pesos mediante las siguientes dos fases:

- Fase gasolinas: tiene el propósito de producir gasolinas de Ultra Bajo Azufre (UBA). Al cierre de 2013, el avance por refinería se manifestó de la siguiente manera: Cadereyta alcanzó un avance de 98.5%, Madero 92.1%, Minatitlán 84.8%, Salina Cruz 81.2%, Tula 73.3% y Salamanca 76.7%.

Se efectuaron en la refinería de Cadereyta pruebas operativas y el arranque de la planta, que producirá 42.5 miles de barriles diarios de gasolinas de Ultra Bajo Azufre. Se construyen plantas similares en las otras cinco refinerías de Pemex-Refinación.

- Fase diesel: su propósito es producir diesel UBA. Al cierre de diciembre de 2013, se encontraban en actualización los anexos técnicos del paquete de licitación de las refinerías Madero, Salamanca, Minatitlán, Salina Cruz y Tula. En desarrollo, las ingenierías de la planta de hidrógeno en Salina Cruz y de las obras de integración y servicios auxiliares, Minatitlán y Salina Cruz. Estaban en revisión las ingenierías básicas de las plantas de azufre en Minatitlán, Salina Cruz y Madero; y las obras de integración y servicios auxiliares en Madero, Salamanca y Tula. Están concluidas las ingenierías básicas de las plantas hidrodesulfuradoras de destilados intermedios nuevas y a remodelar de cinco refinerías. Se encuentra terminada la ingeniería básica de la planta de hidrógeno en Minatitlán, Madero y Tula. Para la refinería de Cadereyta iniciaron los trabajos del IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) para las plantas: hidrodesulfuradora, recuperadora de azufre, aguas amargas y de obras de integración y servicios auxiliares.
- Aumento de la capacidad de almacenamiento y distribución Tuxpan-México. Se busca garantizar el suministro de combustibles al Valle de México mediante el incremento de la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto de la terminal de Tuxpan. Está concluido y en operación el poliducto de 18 pulgadas de diámetro (103 kilómetros) y la integración de las bombas Booster; está en proceso la modernización de casa de bombas de la Terminal Marítima Tuxpan.
- La reconfiguración de la refinería de Salamanca tiene como objetivo implantar el esquema de alta conversión, y hacer esta instalación rentable, competitiva, eficiente, segura y

ambientalmente limpia. Se busca mejorar la balanza comercial y contribuir a la reducción de los niveles de contaminación en la zona, así como reducir la oferta comercial de combustóleo y asfalto. En 2013 se erogaron 476 millones de pesos en el proyecto y 451.1 millones de pesos en su estudio de preinversión.

- Al cierre de 2013 concluyeron las ingenierías básicas de las plantas hidrodesulfuradora de naftas de coquización, hidrógeno, aguas amargas, azufre, corte profundo, hidrodesulfuradora de gasóleos, regeneración de aminas, reformadora y coquizadora. Se encuentran en contratación la planta catalítica y la adecuación de la ingeniería básica extendida de la planta coquizadora. La ingeniería básica de los servicios auxiliares y la integración se encuentran en etapa final y se continúa con el desarrollo de la ingeniería básica de la unidad de lubricantes. Continúan los trabajos de reubicación de algunas líneas de alta tensión con la CFE.
- Para mantener la producción de las refinerías del SNR se ejercieron 9,038.4 millones de pesos, 49.4% más que lo ejercido en 2012.
- El proyecto relativo al cumplimiento a la NOM-148 (referente a la regulación de la emisión de compuestos de azufre proveniente de procesos de refinación) en Minatitlán y Salamanca, contempla el diseño de construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre en las refinerías. Al cierre de 2013, en Minatitlán, está en proceso de justificación la construcción de una planta nueva. En Salamanca el desarrollo de la ingeniería, procura y construcción alcanzó un avance físico de 99%; concluyó la terminación mecánica y las pruebas a los circuitos y equipos.
- Implantación del Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) en siete poliductos (SCADA 7); diez oleoductos, tres combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47) de la Red Nacional de Ductos de Pemex-Refinación. Este proyecto contempla la ingeniería, suministro, *hardware*, *software* y los centros de control requeridos.
 - SCADA 7. Considera la automatización (ingeniería, suministro e instalación) de 129 sitios que comprenden 2,568 kilómetros de ductos, 9% de la red de Pemex-Refinación. Al cierre de 2013, el contrato de Centros de Control Principal y el de *hardware* tienen un avance de 100% y el de *software* de 90%.
 - SCADA 47. Considera 11,055 kilómetros de ductos, equivalentes a 79% de la red de Pemex-Refinación. Consiste en un contrato para la automatización de 193 sitios. Al cierre de 2013 se recibieron 117 sitios y 47 estaciones de telecomunicaciones. Se firmó contrato para la construcción del Centro de Control Alterno. Se formalizó contrato del Centro de Control Alterno Temporal de Venta de Carpio.
- Reconfiguración de Minatitlán. Se tenían todas las plantas e instalaciones físicamente terminadas y bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería, incluso

el laboratorio de prueba de coque, del cual el último servicio relativo a su puesta en marcha concluyó en julio.

PEMEX-REFINACIÓN
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO ^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%)
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	2013/2012
INVERSIÓN TOTAL	28,944.3	56,198.5	30,083.1	30,051.1	53.5	99.9	0.0
INVERSIÓN FÍSICA	28,944.3	56,198.5	29,825.5	29,793.5	53.0	99.9	-0.8
Calidad de los combustibles	6,557.8	13,897.6	4,926.5	4,894.6	35.2	99.4	-28.1
Estudio de preinversión para incrementar la capacidad de refinación en Tula, Hidalgo	361.7	3,507.9	1,994.9	1,994.9	56.9	100.0	431.3
Mantenimiento de la capacidad de producción de las seis refinerías	5,826.0	10,428.9	9,038.4	9,038.4	86.7	100.0	49.4
Transporte de gas natural de Jáltipan a la refinería de Salina Cruz.	13.4	1,657.1	1,157.0	1,157.0	69.8	100.0	n.r.
Mantenimiento de instalaciones marítimas	184.7	967.8	720.5	720.5	74.4	100.0	275.8
Calidad de los combustibles fase diesel Cadereyta	0.6	9,446.6	673.0	673.0	7.1	100.0	n.r.
Conversión de residuales de la refinería de Salamanca	155.4	2,621.8	476.0	476.0	18.2	100.0	195.1
Estudio de preinversión para la conversión de residuales Salamanca	405.2	426.9	451.1	451.1	105.7	100.0	7.2
Modernización flota mayor	301.1	378.1	315.5	315.5	83.4	100.0	0.9
Terminal de almacenamiento y distribución Tapachula	187.7	251.0	271.2	271.2	108.0	100.0	39.2
Optimización de la reconfiguración de la refinería Francisco I. Madero	0.8	759.9	181.5	181.5	23.9	100.0	n.r.
Proyecto asociado al cierre administrativo de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán	4,775.5	-	-	-	-	-	-
Minatitlán	590.7	-	-	-	-	-	-
Otros proyectos	9,583.6	11,854.9	9,620.1	9,620.1	81.1	100.0	-3.3
INVERSIÓN FINANCIERA	-	-	257.6	257.6	-	100.0	-

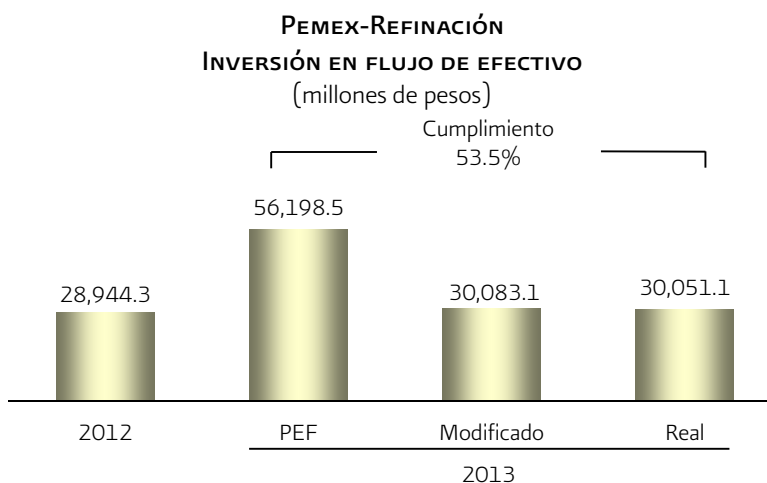
1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

n.r. No representativo.

Fuente: Petróleos Mexicanos.



Fuente: Base de Datos Institucional.

7.1.4 PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En 2013 se ejercieron 5,405.4 millones de pesos, 16.5% más que lo erogado en 2012, con un cumplimiento de 82.3% del presupuesto original y 93.8% del modificado. La inversión incorpora 250.8 millones de pesos de recursos supervenientes. La cartera de proyectos incluye la planta criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica; rehabilitación de las redes contra incendio de los centros procesadores de gas; mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado; conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, los cuales representaron en su conjunto 31.9% del total de la inversión ejercida en el organismo subsidiario.

Los avances en algunos proyectos fueron los siguientes:

- La construcción de la planta criogénica de 200 millones de pies cúbicos diarios en el Complejo Procesador de Gas de Poza Rica se concluyó en noviembre de 2012 y en 2013 se encontraba en cierre administrativo. En 2013 se ejercieron 497.9 millones de pesos, importe 40.1% menor al reportado el año previo.
- Etileno XXI (Acondicionamiento de plantas de proceso). El objetivo es asegurar el suministro de etano a largo plazo, en calidad y cantidad, al consorcio que construirá y operará una planta de desintegración térmica de etano (cracker), con capacidad de hasta un millón de toneladas por año, así como otras instalaciones, para producir derivados de dicho producto. En diciembre de 2013 se firmó contrato con el consorcio e iniciaron los trabajos de las obras de adecuación a las plantas fraccionadoras y endulzadoras del Complejo Procesador de Gas Cactus, así como de las plantas criogénicas del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex. Se desarrolló la ingeniería básica y de detalle para las obras del Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos.
- Etileno XXI (Contrato de suministro de etano). El objetivo es contratar un servicio de

transporte de etano líquido y gaseoso desde los complejos procesadores de gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus al Área Coatzacoalcos, para garantizar el suministro de este producto a Pemex-Petroquímica y al proyecto Etileno XXI. Al cierre de 2013 se tuvo la autorización de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para los dos estudios técnicos justificativos, las licencias de construcción municipales de Coatzacoalcos y Nanchital, así como la autorización de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes para las obras del cruce de la carretera 180. Iniciaron los trabajos previos para el cruce especial del poblado Mundo Nuevo, que se encuentra en el camino a Nanchital. Se definió el enlace de comunicación de los complejos procesadores de gas a las estaciones de regulación y medición del proyecto Etileno XXI. Se adquirió el 77.7% de los 221.7 kilómetros de los derechos de vía; la ingeniería básica del proyecto está concluida y se cuenta con un avance del 86.3% en la ingeniería de detalle.

- Los Ramones fase I, tiene como objetivo contratar un servicio de transporte de gas natural con capacidad máxima de 2,100 millones de pies cúbicos diarios, para asegurar la disponibilidad de transporte, principalmente hacia el centro-occidente del país. Implica la construcción de un ducto de aproximadamente 115 kilómetros, desde la frontera con Estados Unidos hasta Los Ramones, Nuevo León. Esta infraestructura contará con estaciones de compresión y una capacidad de transporte de 1,000 millones de pies cúbicos diarios en diciembre de 2014 y de 2,100 millones de pies cúbicos diarios a partir de diciembre de 2015. En diciembre de 2013 comenzaron los trabajos de ingeniería, procura y construcción; por su parte, Gasoductos de Chihuahua inició el proceso de selección de turbocompresores.
- Los Ramones fase II. El objetivo es contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural y dotar al Sistema Nacional de Gasoductos de una ruta alterna que permita satisfacer la demanda de este energético, principalmente en la región centro-occidente del país. Implica la construcción de un ducto de aproximadamente 740 kilómetros para transportar gas natural desde Los Ramones, Nuevo León, hasta Apaseo el Alto, Guanajuato, para lo cual Pemex-Gas y Petroquímica Básica firmará un contrato de servicio de transporte de largo plazo por una capacidad de hasta 1,430 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Al respecto, Petróleos Mexicanos determinó que la fase II de Los Ramones se dividiera en dos trayectos denominados Ramones Norte y Ramones Sur, por lo cual se constituyeron las filiales TAG Pipelines Sur y TAG Pipelines Norte, en noviembre y diciembre, respectivamente. Se concluyó propuesta técnico-económica de la ingeniería, procura y construcción de Ramones Sur, que se encuentra en revisión.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO ^{1/}
(millones de pesos)

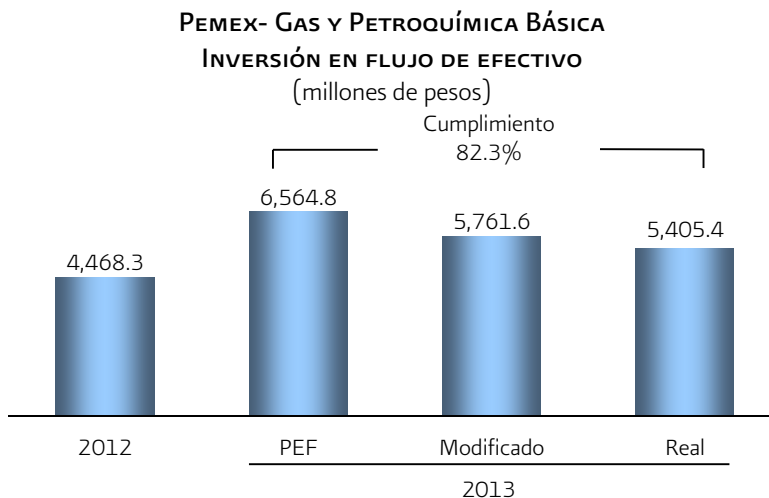
CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%) 2013/2012
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
INVERSIÓN FÍSICA	4,468.3	6,564.8	5,761.6	5,405.4	82.3	93.8	16.5
Rehabilitación de redes contraincendio de los complejos procesadores de gas	155.7	107.5	545.1	545.1	507.1	100.0	237.2
Planta Criogénica en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica	800.9	283.0	497.9	497.9	175.9	100.0	-40.1
Mantenimiento integral de los sistemas de ductos de gas natural y gas licuado	254.2	375.0	400.8	373.1	99.5	93.1	41.4
Conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	150.0	405.6	321.1	307.6	75.8	95.8	97.5
Modernización de sistemas de medición, control y seguridad de los complejos procesadores de gas	283.7	28.3	343.6	272.7	963.6	79.4	-7.4
Rehabilitaciones, modificación y modernización de las estaciones de compresión y bombeo a nivel nacional	134.4	348.3	257.6	254.7	73.1	98.9	82.6
Libramientos, rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos de la Región Centro etapa 2	108.5	276.4	247.1	241.7	87.4	97.8	114.6
Mantenimiento integral de las instalaciones del Complejo Procesador de Gas Cactus	0.0	155.2	257.0	239.1	154.1	93.0	-
Conservación de la capacidad de procesamiento en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	267.6	453.6	251.9	237.1	52.3	94.1	-14.6
Conservación y mantenimiento de servicios auxiliares en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	20.7	10.0	157.9	157.9	n.r.	100.0	634.8
Rehabilitaciones y adquisiciones para la red de ductos Región Norte etapa 2	167.0	10.5	162.2	155.9	n.r.	96.1	-10.1
Modernización de las áreas de movimiento de productos de los complejos Procesadores de gas	0.0	259.5	155.2	155.2	59.8	100.0	-
Estación de compresión Emiliano Zapata	93.5	154.3	140.9	134.3	87.0	95.3	38.4
Conservación de la confiabilidad operativa en el Complejo Procesador de Gas Burgos	22.7	53.8	132.5	132.5	246.3	100.0	462.3
Rehabilitación e integración del sistema de desfogue a quemadores del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	59.8	60.0	119.9	119.9	199.8	100.0	93.1
Requerimiento de seguridad para mejora de la confiabilidad operativa de los complejos procesadores de gas	6.6	22.4	172.8	116.7	521.0	67.5	1,603.3
Mantenimiento y seguridad en las terminales de gas licuado	40.0	144.6	118.2	111.5	77.1	94.3	168.5
Otros proyectos	1,903.1	3,417.0	1,479.8	1,352.3	39.6	91.4	-31.6

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos



7.1.5 PEMEX-PETROQUÍMICA

Durante 2013 este organismo subsidiario invirtió 6,996.1 millones de pesos (incluye 47.5 millones de pesos de recursos supervenientes y 2,993.5 millones de pesos de inversión financiera), importe 133% superior al ejercido en el año anterior, con un cumplimiento de 122.6% del programa y 99.3% del adecuado. Los proyectos que ejercieron mayores recursos fueron: modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera; mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera; sostenimiento de la capacidad de producción de derivados de etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos y sostenimiento de la capacidad de producción de derivados de etano II, que en su conjunto ejercieron 18.9% de la inversión total del organismo subsidiario.

- Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos en el Complejo Petroquímico Cangrejera. Se ejercieron 494.6 millones de pesos. La primera parte del proyecto IPC-I Unidad de Proceso CCR *Platforming* presenta un avance físico de 100%, por lo que los recursos utilizados se asignaron al cierre del proyecto. En junio se entregaron oficialmente las instalaciones de la planta CCR *Platforming* al área operativa del Complejo Petroquímico Cangrejera. En la segunda parte, que corresponde al IPC-2, procesos de producción de benceno y xilenos (*Tatoray*), recuperación de xilenos (*Parex*) y renovaciones de las plantas (*Revamps*), inició los trabajos para la acreditación de la VCD III (metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión).
- Ampliación de la planta de óxido de etileno en el Complejo Petroquímico Morelos (dos etapas). Para la segunda etapa (incremento de capacidad de 280 a 360 mil toneladas), el IMP está desarrollando la ingeniería de detalle para el entregable VCD III (metodología para la definición y planeación de proyectos de inversión). En agosto de 2013 inició la

ingeniería básica extendida (FEED). Se formalizó contrato para la fabricación de los reactores ebullentes.

PEMEX-PETROQUÍMICA
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO ^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/} (%) 2013/2012
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	
INVERSIÓN TOTAL	2,891.9	5,707.7	7,046.9	6,996.1	122.6	99.3	133.0
INVERSIÓN FÍSICA	2,891.9	5,707.7	4,053.3	4,002.6	70.1	98.7	33.3
Modernización y ampliación del tren de aromáticos I	776.9	304.2	545.4	494.6	162.6	90.7	-38.7
Mantenimiento de la capacidad de producción de la planta de etileno del Complejo Petroquímico Cangrejera	20.1	486.8	375.0	375.0	77.0	100.0	n.r
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos	206.4	236.2	287.5	287.5	121.7	100.0	34.2
Eficientización del almacenamiento y distribución I	82.0	144.7	220.9	220.9	152.7	100.0	159.5
Ampliación y modernización de la cadena de derivados del etano I en el Complejo Petroquímico Morelos	4.9	451.7	208.2	208.2	46.1	100.0	n.r
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II en el Complejo Petroquímico Morelos	125.1	169.0	163.2	163.2	96.6	100.0	25.7
Acondicionamiento de infraestructura en áreas de almacenamiento para el sostenimiento de la producción en el Complejo Petroquímico Cangrejera	19.6	54.6	98.4	98.4	180.2	100.0	383.6
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano II	64.5	182.2	98.2	98.2	53.9	100.0	46.7
Sostenimiento de la capacidad de producción de servicios auxiliares II	1.4	31.9	94.2	94.2	295.3	100.0	n.r
Sostenimiento de la capacidad de producción de derivados del etano I	38.9	134.6	91.5	91.5	68.0	100.0	126.6
Modernización y optimización de la infraestructura de servicios auxiliares I	0.2	102.6	85.3	85.3	83.1	100.0	n.r
Mantenimiento de la capacidad de la planta de polietileno de baja densidad	0.0	42.8	85.3	85.3	199.3	100.0	-
Otros proyectos	1,552.1	3,366.4	1,700.3	1,700.3	50.5	100.0	5.5
INVERSIÓN FINANCIERA	-	-	2,993.5	2,993.5	-	100.0	-

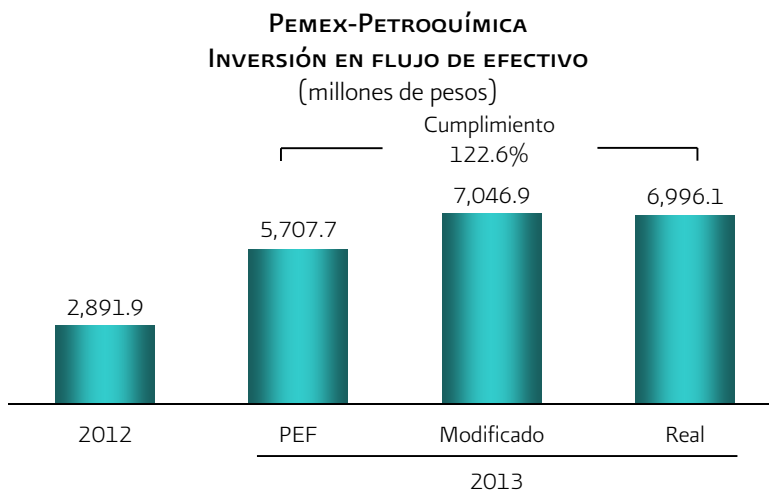
1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un defactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

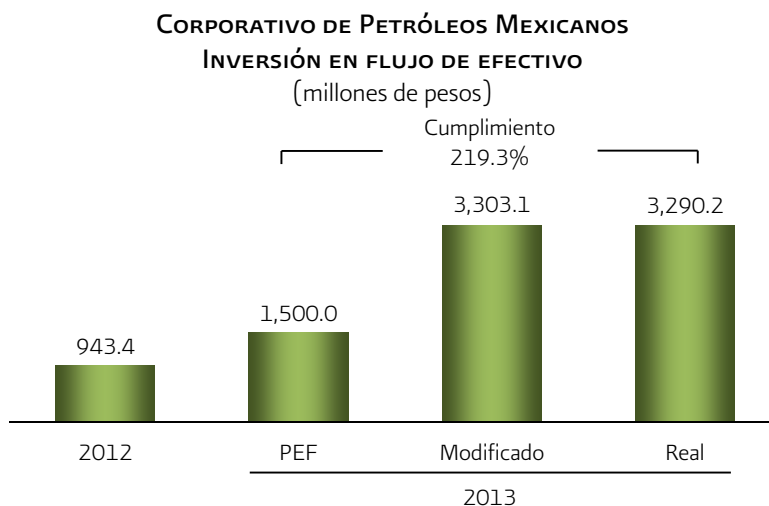
n.r. No representativo.

Fuente: Petróleos Mexicanos



7.1.6 CORPORATIVO DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante 2013 el Corporativo de Petróleos Mexicanos invirtió 3,290.2 millones de pesos (incluye 196.4 millones de pesos de recursos supervenientes y 1,583.1 millones de pesos de inversión financiera), 236% más que los recursos ejercidos del año previo, originado por la aportación al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos y mayores erogaciones en adquisición de bienes muebles e inmuebles, su cumplimiento fue 219.3% de la meta y 99.6% del modificado. Los proyectos con más asignación de recursos fueron: evolución estratégica de la red y servicios de telecomunicaciones (13.7%), fortalecimiento de las capacidades operativas de PEMEX (9.8%), equipamiento de unidades médicas (7.1), renovación de instalaciones en unidades médicas (4.6%) y lo restante en otros proyectos diversos.



PROYECTOS DE INVERSIÓN EN FLUJO DE EFECTIVO^{1/}
(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			CUMPLIMIENTO (%)		VAR. REAL ^{2/}
		PROGRAMA	ADECUADO	EJERCICIO	PROG.	ADEC.	2013/2012
INVERSIÓN TOTAL	943.4	1,500.0	3,303.1	3,290.2	219.3	99.6	236.0
INVERSIÓN FÍSICA	943.4	1,500.0	1,720.0	1,707.1	113.8	99.3	74.3
Evolución estratégica de la red y servicios de telecomunicaciones	0.0	0.0	451.2	451.2	-	100.0	-
Fortalecimiento de las capacidades operativas de PEMEX	0.0	0.0	333.0	321.3	-	96.5	-
Equipamiento de unidades médicas	82.4	0.0	234.4	234.4	-	100.0	174.0
Renovación de instalaciones en unidades médicas V2	106.6	233.8	152.9	152.9	65.4	100.0	38.2
Desarrollo de ingeniería de detalle, procura y construcción para la rehabilitación del edificio B2 e instalaciones colindantes del Centro Administrativo PEMEX en la Ciudad de México y reposición de equipos y mobiliario siniestrado	0.0	0.0	139.9	139.9	-	100.0	-
Construcción de unidades médicas	197.5	261.6	115.0	115.0	44.0	100.0	-43.9
Restablecer los servicios de telecomunicaciones y de los centros de cómputo de la DCTIPN, derivados del siniestro presentado en el Centro Administrativo de PEMEX	0.0	0.0	53.5	53.5	-	100.0	-
Sustitución de 3 elevadores públicos de la zona alta de la Torre Ejecutiva y 12 elevadores públicos del estacionamiento Verónica	0.0	50.7	46.8	46.8	92.3	100.0	-
Equipo, instrumentos y accesorios para suministro y mantenimiento de servicios	52.6	0.0	38.8	38.8	-	100.0	-28.9
Construcción de un centro de desarrollo infantil en Comalcalco, Tabasco.	9.5	8.5	34.9	34.9	410.6	100.0	253.9
Construcción de una clínica en la ciudad de Villahermosa, Tabasco.	66.7	0.0	34.6	34.6	-	100.0	-50.0
Otros proyectos	428.1	945.4	85.0	83.8	8.9	98.6	-81.1
INVERSIÓN FINANCIERA	-	-	1,583.1	1,583.1	-	100.0	-

1/ Incluye recursos supervenientes.

2/ Considera un deflactor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos

7.2 DESVIACIONES DE LOS CONTRATOS RELACIONADOS CON LOS PRINCIPALES PROYECTOS DE INVERSIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

ANTECEDENTE

En cumplimiento con el artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos y el artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos, se incluye un reporte de las desviaciones de los contratos de Proyectos de Inversión.

En el presente documento los contratos que se reportan corresponden a los proyectos de inversión con un monto original igual o mayor a 100 millones de pesos.

La variación se presenta a continuación:

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Están vigentes 969 contratos al 31 de diciembre de 2013 por un monto original mayor a 100 millones de pesos, de acuerdo a la siguiente tabla:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS					
CONTRATOS		MILLONES DE PESOS		MILLONES DE DÓLARES	
TIPO	CANTIDAD	MONTO	PARTICIPACIÓN	MONTO	PARTICIPACIÓN
LOPSRM (Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas)	51	26,319	13%	12,635	26%
LAASSP (Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público)	56	14,883	7%	8,393	18%
Ley PEMEX	862	168,462	80%	27,066	56%
TOTAL	969*	209,664	100%	48,094	100%

* Se firmaron 87 contratos adicionales en el periodo septiembre-diciembre de 2013 y se terminaron 87 contratos.

CONVENIOS MODIFICATORIOS DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Tomando como universo los contratos vigentes a diciembre de 2013 (969), a diciembre de 2012 Pemex-Exploración y Producción había celebrado 188 convenios modificatorios, con montos por 10,749 millones de pesos y 1,190 millones de dólares, que representan incrementos de 5% en pesos y 2% en dólares, sobre el monto original contratado de 209,664 millones de pesos y 48,094 millones de dólares.

En 2013, los montos y días de los convenios modificatorios son los siguientes:

CONVENIOS MODIFICATORIOS				
CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)		
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES	DÍAS
LOPSRM	21	2,314	540	3,016
LAASSP	8	121	16	1,094
Ley PEMEX	172	7,851	950	10,530
TOTAL	201	10,286	1,506	14,640

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a diciembre de 2012 a lo contratado a diciembre de 2013, se alcanza un valor total contratado de 230,698 millones de pesos y 50,790 millones de dólares. Esto es un incremento de 10% en pesos y de 6% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

PEMEX-REFINACIÓN

Los contratos vigentes a diciembre de 2013 celebrados por Pemex-Refinación por un monto mayor a 100 millones de pesos, relativos a los proyectos de inversión son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS		MILLONES DE DÓLARES	
TIPO	CANTIDAD	MONTO	PARTICIPACIÓN	MONTO	PARTICIPACIÓN
LOPSRM	75	18,422	100%	2,839	100%
TOTAL	75	18,422	100%	2,839	100%

Se firmaron 18 contratos adicionales en el periodo septiembre-diciembre de 2013 y se concluyeron dos contratos.

CONVENIOS MODIFICATORIOS DE PEMEX-REFINACIÓN

Tomando como universo los contratos vigentes a diciembre de 2013 (75), a diciembre de 2012 Pemex-Refinación había celebrado 78 convenios modificatorios con montos por 917 millones de pesos y 13 millones de dólares, que representan incrementos de 5% en pesos y 0.5% en dólares, sobre el monto original contratado de 18,422 millones de pesos y 2,839 millones de dólares.

En el transcurso de 2013 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LOPSRM	40	837	7

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a diciembre de 2012 a lo contratado a diciembre de 2013, se alcanza un valor total contratado de 20,176 millones de pesos y 2,859 millones de dólares. Esto es un incremento de 10% en pesos y de 1% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Los contratos vigentes al 31 de diciembre de 2013 celebrados por Pemex-Gas y Petroquímica Básica por un monto mayor a 100 millones de pesos, relativos a los principales proyectos son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS	MILLONES DE DÓLARES
TIPO	CANTIDAD	MONTO	MONTO
LOPSRM	1	707	214

Pemex-Gas y Petroquímica Básica no celebró nuevos contratos en el periodo septiembre- diciembre de 2013.

CONVENIOS MODIFICATORIOS DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

En 2012, Pemex-Gas y Petroquímica Básica celebró dos convenios modificatorios con monto por 847 millones de pesos y sin modificación en el de dólares, que representó un incremento de 120% en pesos, sobre el monto original contratado de 707 millones de pesos.

En 2013 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LPSRM	1	0	22

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a diciembre de 2012 a lo contratado a diciembre de 2013, se alcanza un valor total contratado de 1,554 millones de pesos y 236 millones de dólares. Esto es un incremento de 120% en pesos y de 10% en dólares, respecto a lo originalmente contratado.

PEMEX-PETROQUÍMICA

Los contratos vigentes mayores a 100 millones de pesos relacionados con los principales proyectos de Pemex-Petroquímica son:

CONTRATOS CON MONTO ORIGINAL MAYOR A 100 MILLONES DE PESOS

CONTRATOS		MILLONES DE PESOS	MILLONES DE DÓLARES
TIPO	CANTIDAD	MONTO	MONTO
LPSRM	3	112	264

Pemex-Petroquímica no celebró nuevos contratos en el periodo septiembre-diciembre de 2013. Dos contratos se encuentran con un avance físico y financiero al 100%, en proceso de finiquito.

CONVENIOS MODIFICATORIOS DE PEMEX-PETROQUÍMICA

Tomando como universo los tres contratos vigentes al diciembre de 2013, a diciembre de 2012, Pemex-Petroquímica celebró 15 convenios modificatorios con montos de 273.7 millones de pesos y 1 millón de dólares, que representan incrementos de 243% en pesos y 0.5% en dólares, sobre el monto original contratado de 112 millones de pesos y 264 millones de dólares.

Durante 2013 se firmaron los siguientes convenios:

CONVENIOS MODIFICATORIOS

CONVENIOS		INCREMENTO (MILLONES)	
TIPO	CANTIDAD	PESOS	DÓLARES
LPSRM	17	66.2	2.3

Al sumar el monto en pesos y dólares de los convenios modificatorios a lo contratado a diciembre de 2013, se alcanza un valor total contratado de 452 millones de pesos y 268 millones de dólares. Esto es un incremento de 302% en pesos y de 1% en dólares, respecto a

lo originalmente contratado.

La integración de los convenios modificatorios firmados para Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios es la siguiente:

RESULTADO DE LOS CONVENIOS MODIFICATORIOS

ORGANISMO	CONTRATOS VIGENTES	IMPORTES ACUMULADOS EN MILLONES					
		ORIGINAL		CON CONVENIOS A DICIEMBRE 2012		CON CONVENIOS A DICIEMBRE 2013	
		PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	969	209,664	48,094	220,413	49,284	230,698	50,790
PR	75	18,422	2,839	19,339	2,852	20,176	2,859
PGPB	1	707	214	1,554	214	1,554	236
PPQ	3	112	264	386	266	452	268
TOTAL	1,048	228,905	51,412	241,692	52,616	252,881	54,154

Los totales pueden variar debido al redondeo de cifras.

INCREMENTOS ACUMULADOS (%)

ORGANISMO	A DICIEMBRE 2012		A DICIEMBRE 2013	
	PESOS	DÓLARES	PESOS	DÓLARES
PEP	5	2	10	6
PR	5	0.5	10	1
PGPB	120	0	120	10
PPQ	243	0.5	302	1
TOTAL	5.6	2.3	10.5	5.3

8. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

8.1 SEGURIDAD INDUSTRIAL

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema Pemex-SSPA)^{10/} de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional, que permite lograr mejoras en los principales indicadores de accidentalidad, y reducir la gravedad de los accidentes, para que la industria petrolera mexicana se ubique en niveles comparables a los de cualquier empresa petrolera en el mundo y sea reconocida por realizar las mejores prácticas en la materia.

Las principales acciones del Pemex-SSPA durante 2013 son las siguientes:

- Asesoría y soporte para la conformación y funcionamiento de los equipos y subequipos de liderazgo.
- Incorporación al sistema, de las disposiciones establecidas en los lineamientos de Seguridad Industrial de la Secretaría de Energía (SENER).
- Atención a la implementación y ejecución del sistema por perito independiente, *Bureau Veritas*.
- Visitas de asesoría y seguimiento a centros de trabajo con mayores índices de accidentalidad.
- Coordinación y ejecución del plan de Contención de Accidentes a los centros de trabajo críticos.
- Rendición de cuentas en el desempeño en SSPA y en los avances de la implantación del sistema en el equipo de liderazgo directivo de SSPA, subequipo de liderazgo directivo de SSPA, subcuerpo de gobierno de SSPA, equipos y subequipos de liderazgo de SSPA de organismos subsidiarios y áreas corporativas en los tres niveles jerárquicos.
- Incorporación de diversos temas del sistema Pemex-SSPA en el reglamento de seguridad e higiene.
- Emisión y seguimiento al decálogo de SSPA para reforzar el desempeño en SSPA e implantación del Sistema Pemex-SSPA.
- Lanzamiento de la estrategia SSPA 2013-2018.

10/ El sistema Pemex-SSPA se integra por tres subsistemas: Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP), Administración de Salud en el Trabajo (AST) y Administración Ambiental (AA). El sistema se basa en la aplicación de las doce mejores prácticas internacionales en seguridad, salud y protección ambiental, bajo un proceso de disciplina operativa.

12 MPI DOCE MEJORES PRÁCTICAS INTERNACIONALES

1. La Dirección General impulsó el esfuerzo sostenido, al establecer una rendición de cuentas periódica en el equipo de liderazgo directivo de SSPA.
 2. Incorporación del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) a los equipos de liderazgo de SSPA de la Dirección General y de los organismos subsidiarios en los tres niveles jerárquicos.
 3. Proceso de rendición de cuentas a nivel subequipos de liderazgo con subdirectores operativos teniendo una cobertura en los principales centros de trabajo de Petróleos Mexicanos.
 4. Instrumentación ordenada de las primeras cinco líneas de acción de la estrategia de implantación del Pemex-SSPA.
 5. Asesoría y seguimiento en campo para la aplicación de la política en actividades diarias, establecimiento de objetivos y metas, y programas para alcanzar metas de implantación.
 6. Asesoría y seguimiento en la realización de auditorías efectivas de calidad, con énfasis en trabajos con alto riesgo.
 7. Asesoría a los responsables de la función de SSPA de los organismos subsidiarios y áreas corporativas para que cumplan con sus roles de asesor, normativo, capacitador y auditor.
 8. Campañas de SSPA en aspectos que impactan en la accidentalidad en la empresa.
 9. Desarrollo del proyecto de Planes de Carrera para profesionales SSPA.
 10. Universidad Pemex SSPA. Desarrollo de la base genérica de SSPA para personal de la línea de mando.
 11. Aprobación de las directrices para aplicar 30% del bono por cumplimiento en aspectos SSPA.
-

ASP ADMINISTRACIÓN DE LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS

1. Instrumentación de una herramienta informática para el reporte de indicadores proactivos de ASP. Así como su rendición bimestral de cuentas a nivel subdirección, organismos subsidiarios, líneas de negocio y centros de trabajo.
 2. Desarrollo de solución tecnológica para seis elementos, tecnología del proceso, administración de cambios de tecnología, administración de cambios, integridad mecánica, auditorías y análisis de riegos de procesos.
 3. Asesoría y seguimiento en el registro, reporte y análisis de accidentes.
 4. Soporte en el análisis de información y reporte de indicadores de ASP.
 5. Asesoría en áreas operativas para la mejora en la implantación de elementos críticos de ASP.
 6. Atención a recomendaciones corporativas de Reaseguro Internacional.
-

SAA SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL

1. Establecimiento y aplicación del Plan Rector Estratégico del Subsistema de Administración Ambiental (PRESAA), herramientas y guías de implantación, en los centros de trabajo e instalaciones piloto.
 2. Formación de 40 especialistas ambientales y 179 personas capacitadas en las regiones para la implantación del PRESAA.
 3. Cumplimiento del nivel dos del SAA y sistematización de la rendición de cuentas del SAA en el subequipo de liderazgo de protección ambiental a nivel corporativo y en centros de trabajo alineados a los elementos de organización estructurada, responsabilidad de la línea de mando y papel de la función de SSPA.
 4. Actualización de los subequipos de liderazgo de protección ambiental y de los programas de implantación del SAA para cumplimiento del nivel tres.
-

SAST SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA SALUD EN EL TRABAJO

1. Continuó la instalación del plan corporativo para apoyar la atención de los requerimientos del SAST de nivel dos.
 2. Continuó el estudio de factores psicosociales y se establecieron programas de intervenciones para atender las brechas detectadas.
 3. Se inició la comunicación del nuevo procedimiento para el reporte y calificación de accidentes de trabajo alineado al Pemex-SSPA.
 4. Se aprobaron las Guías Técnicas de salud en el trabajo para apoyar la implantación del nivel dos del SAST.
 5. Se elaboraron las guías técnicas de Diagnóstico de Salud y Atlas de riesgos a la salud.
 6. Se integraron los servicios multidisciplinarios de salud en el trabajo en unidades de implantación.
 7. Asesoría y capacitación a subequipos de liderazgo de Salud en el Trabajo.
 8. Se aprobó el Programa Presupuestario para Salud en el Trabajo.
-

AVANCE EN LA ELABORACIÓN DE LOS PROGRAMAS POR ORGANISMO SUBSIDIARIO

Concluyó la elaboración de los programas particulares de cada organismo subsidiario de "Políticas, Bases y Lineamientos para la elaboración de las propuestas de programas relacionados con la prevención de derrames, contingencias ambientales, remediación de sitios contaminados y de eficiencia energética y sustitución progresiva de hidrocarburos por energías alternativas." Los datos al cierre del cuarto trimestre de 2013 son:

PROGRAMA	AVANCE
Prevención de derrames de hidrocarburos	100%
Contingencia ambiental	100%
Remediación de suelos y aguas afectados	100%
Eficiencia energética y sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías alternativas	100%

AVANCE EN EL NIVEL DE IMPLANTACIÓN DE PEMEX-SSPA

12 Mejores Prácticas de SSPA	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 100% y Nivel 3: 79% ^{1/}	Nivel 2 ^{2/}
Subsistema de Administración de Seguridad de los Procesos	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 100% y Nivel 3: 62% ^{1/}	Nivel 2 ^{2/}
Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo	Nivel 1: 94% / Nivel 2: 71% ^{1/}	Nivel 1 ^{2/}
Subsistema de Administración Ambiental	Nivel 1: 100% / Nivel 2: 97% ^{1/}	Nivel 1 ^{2/}

1/ El nivel de implantación del 2013 es el reportado por los Organismos Subsidiarios en el informe del segundo semestre de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios a la SENER.

2/ El nivel de implantación corresponde al nivel más bajo reportado en la empresa.

ÍNDICES DE ACCIDENTABILIDAD DE PETRÓLEOS MEXICANOS, SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y CONTRATISTAS
SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD EN EL TRABAJO

Con el fin de contener la accidentalidad y revertir su tendencia, la Dirección General instruyó a la Dirección Corporativa de Operaciones a través de la Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SDOSSPA) y de la Subdirección de Coordinación de Mantenimiento para que se coordinen con los organismos subsidiarios las acciones para la integración y operación de grupos de trabajo para la instrumentación de un plan de contención de accidentes y un programa de reforzamiento de la ejecución disciplinada del sistema Pemex-SSPA-CO^{11/} para la administración de riesgos. Este programa consta de siete líneas:

- Crear conciencia a nivel gerencial, línea de mando y función SSPA. Coordinar elementos de Confiabilidad Operativa (CO) y el modelo de ejecución del SSPA-CO
- Análisis de elementos y prácticas que inciden en el desempeño SSPA y CO
- Identificación y cierre de brechas en campo de elementos y prácticas de SSPA y CO
- Ejecución disciplinada del SSPA y CO durante la administración de trabajos.

11/ SSPA-CO – Seguridad, Salud y Protección Ambiental-Confiabilidad Operativa.

- Implementación de indicadores proactivos para elementos y prácticas del SSPA y CO.
- Rendición de cuentas con cada titular de los centros de trabajo, de evaluación del desempeño y aplicación de elementos SSPA y CO.
- Auditorías efectivas a la identificación y cierre de brechas, la ejecución disciplinada y la implementación de indicadores proactivos.

Durante 2013, el índice de frecuencia acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos se ubicó en 0.57. Esta cifra disminuyó 6.6% respecto al año pasado, principalmente por la reducción en el índice de 39.5% en Pemex-Refinación, 17.1% en Pemex-Gas y Petroquímica Básica y de 12.5% en Pemex-Exploración y Producción.

El índice de frecuencia anual se redujo por una disminución del número de trabajadores accidentados, que se registró de la siguiente manera: En Pemex-Refinación se redujo 36% el número de trabajadores lesionados, en Pemex-Gas y Petroquímica Básica 18% y en Pemex-Exploración y Producción 10%, siendo Pemex-Petroquímica el único organismo que aumentó 43% el número de trabajadores accidentados con respecto a 2012. Los principales aportes a la accidentalidad en el año los presentan la Subdirección de Producción de Pemex-Refinación con 51 accidentes de los 58 del organismo subsidiario y la Unidad de Negocios de Perforación con 42 de los 70 accidentes de Pemex-Exploración y Producción.

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2012	0.61	0.56	0.76	0.35	0.49
2013	0.57	0.49	0.46	0.29 ^{1/}	0.84
Variación %	-6.6	-12.5	-39.5	-17.1	71.4

1/ Accidente ocurrido en diciembre en el Complejo Procesador de Gas La Venta de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, el cual se encuentra en investigación.

Fuente: Base de Datos Institucional.

ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES

Al cierre de 2013 el índice de gravedad acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos se ubicó en 32 días perdidos por millón de horas-hombre laboradas. Esta cifra fue la misma que la obtenida en 2012.

Pemex-Refinación fue el único organismo que tuvo una reducción del índice de gravedad en 2013, con una cifra 45% menor a la del año pasado.

Los principales aportes en materia de días perdidos en el año lo representan la Unidad de Negocios de Perforación de Pemex-Exploración y Producción con 3,071 días perdidos de los 5,466 del total del organismo, así como la Subdirección de Producción de Pemex-Refinación con 2,217 días perdidos, de un total de 2,711 en el organismo.

ÍNDICE DE GRAVEDAD DE ACCIDENTES
(días perdidos por millón de horas-hombre laboradas)

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2012	32	36	40	21	30
2013	32	38	22	24 ^{1/}	49
Variación %	0.0	5.6	-45.0	14.3	63.3

1/ Accidente ocurrido en diciembre en el Complejo Procesador de Gas La Venta de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, el cual se encuentra en investigación.

Fuente: Base de Datos Institucional.

ACCIDENTABILIDAD DE LAS COMPAÑÍAS CONTRATISTAS

Durante 2013, el índice de frecuencia acumulado para el personal contratista se ubicó en 0.28 accidentes por millón de horas-hombre laboradas. Esta cifra disminuyó 39.1% respecto al año pasado, principalmente por la reducción de 81.7% en el índice en Pemex-Petroquímica, 45.7% en Pemex-Exploración y Producción y 11.1% en Pemex-Refinación. Pemex-Gas y Petroquímica Básica se mantuvo sin accidentes incapacitantes.

En 2013 la accidentalidad de los contratistas estuvo distribuida de la siguiente manera:

- En Pemex-Exploración y Producción se tuvieron 75 lesionados y cuatro fatalidades, dos de las cuales se presentaron en la Subdirección de Distribución y Comercialización, una en la Subdirección de Producción Región Norte y una en la Subdirección de Servicios a Proyectos.
- En Pemex-Refinación ocurrieron 23 lesiones y tres accidentes fatales, uno de los cuales se presentó en la refinería de Tula y otro en la Subdirección de Proyectos.
- En Pemex-Petroquímica se tuvo un accidente fatal en el Complejo Petroquímico Cangrejera.

ÍNDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES EN PERSONAL DE CONTRATISTAS
(accidentes por millón de horas-hombre laboradas)

Año	PEMEX	PEP	PR	PGPB	PPQ
2012	0.46	0.46	0.54	0	0.60
2013	0.28	0.25	0.48	0	0.11
Variación %	-39.1	-45.7	-11.1	0.0	-81.7

Fuente: Base de Datos Institucional.

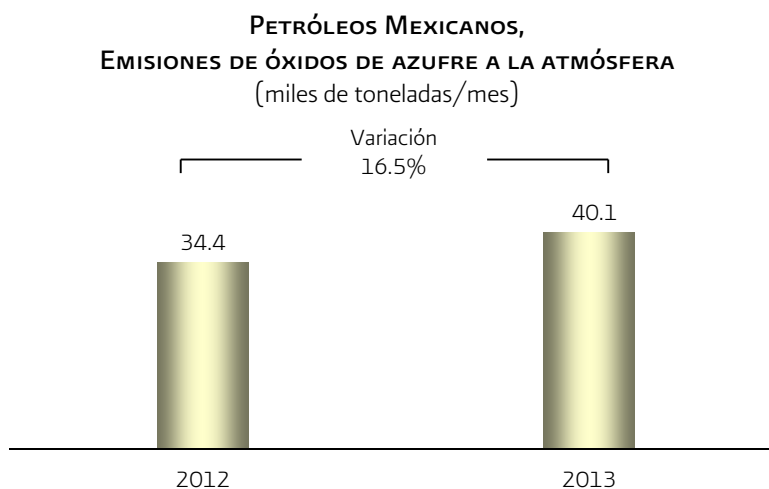
8.2 PROTECCIÓN AMBIENTAL ^{12/}

En 2013 aumentaron 16.5% las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) y 4.1% las de óxidos de nitrógeno (NO_x). Los incrementos presentados en Pemex-Exploración y Producción se deben a quemas de gas con alta concentración en la Región Marina Noreste, Activos Cantarell

12/ Información preliminar de cierre sujeta a auditoría para su integración en el Informe de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos.

y Ku-Maloob-Zaap, así como en Pemex-Gas y Petroquímica básica en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, por envío de gas ácido al quemador, debido al mantenimiento de la planta de azufre número uno en noviembre y diciembre de 2013.

Las reducciones de las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) fueron de 15.1 millones de toneladas con respecto a las emisiones de 2008, que permitieron superar 50% la meta establecida por Petróleos Mexicanos en el Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 (PECC).



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Durante 2013 las emisiones de CO₂ se estiman en 40.6 millones de toneladas, 2.3% superior respecto a 2012. Este incremento se origina principalmente por una mayor quema de gas amargo con alto contenido de nitrógeno en la Región Marina Noreste de Pemex-Exploración y Producción y un mayor consumo de combustóleo en el Sistema Nacional de Refinación.

EMISIONES AL AIRE
(miles de toneladas/mes)

COMPUESTO	2012	2013	VARIACIÓN %
Óxidos de azufre (SO _x)	34.4	40.1	16.5
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	9.01	9.38	4.1
Bióxido de carbono (CO ₂)	3,310.6	3,387.0	2.3

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Cifras preliminares sistema de Información de Seguridad y Protección Ambiental (SISPA) del 22 de ene de 2014. En marzo de 2014 se llevará a cabo la verificación de la información por parte de un auditor externo.

En Pemex-Gas y Petroquímica Básica las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas se ubicaron en un promedio mensual de 29.2 kilogramos por tonelada procesada, cumpliendo con la NOM-137-SEMARNAT-2003 "Contaminación atmosférica.- Plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos.- Control de emisiones de compuestos de azufre".

USO DE AGUA

En 2013 el uso promedio mensual del agua cruda aumentó 4.6%, el reuso de agua disminuyó 8.6% y las descargas de contaminantes se incrementaron 24% con respecto al año anterior.

El uso de agua cruda repuntó a finales de año en refinerías, principalmente en la de Tula.

En 2013 las descargas de contaminantes al agua aumentaron respecto a 2012, al pasar de 340.4 toneladas promedio mensual a 422.1 toneladas, debido a un aumento en las descargas de Pemex-Exploración y Producción en especial en la Terminal Marítima Dos Bocas (GTDH-Región Marina Suroeste) y en el Complejo Operativo de Rebombeo (GTDH-Región Marina Noreste), cuyos parámetros están fuera de norma.

El reuso de agua disminuyó principalmente en la planta de tratamiento de aguas residuales de la refinería Madero durante el último trimestre del 2013.

USO DE AGUA
(millones de metros cúbicos/mes)

COMPUESTO	2012	2013	VARIACIÓN %
Uso de agua cruda	15.0	15.7	4.6
Descargas al agua (ton/mes)	340.4	422.1	24.0
Reuso de agua	3.5	3.2	-8.6

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Cifras preliminares sistema de Información de Seguridad y Protección Ambiental (SISPA) del 22 de enero de 2014. En marzo de 2014 se llevará a cabo la verificación de la información por parte de un auditor externo.

RESIDUOS PELIGROSOS

El inventario final a diciembre de 2013, fue 6.5% inferior al de inicio del año. El 75% del inventario de residuos peligrosos corresponde a actividades de refinación, de los cuales el 89% son sosas gastadas.

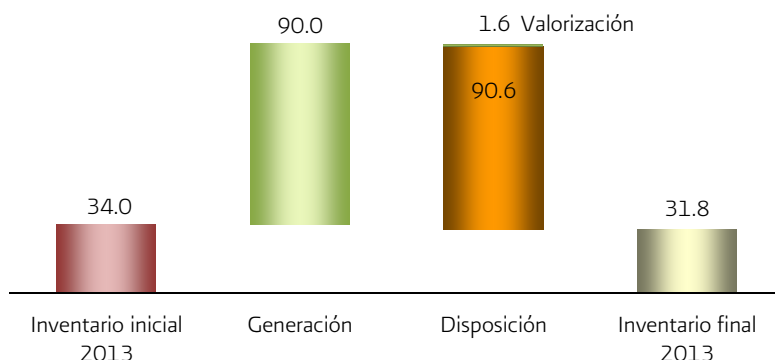
DISPOSICIÓN DE RESIDUOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA	%
Lodos aceitosos	32.5
Sosas gastadas	19.9
Residuos de estopa, equipo de seguridad, madera, arena y plásticos impregnados de aceite	18.5
Otros	14.4
Clorohidrocarburos pesados	8.6
Lodos químicos	6.1
Total	100.0

Nota. El inventario inicial 2013 cambió de 33.1 a 34.0 Mt por ajustes de Pemex-Exploración y Producción.

La relación de disposición con respecto a la generación fue cercana a 1.00. La mayor disposición de residuos en toda la industria correspondió a los lodos aceitosos (32.5%) y a las sosas gastadas (19.9%). La mayoría de los residuos peligrosos tienen un proceso continuo de

generación y en la mayoría de los casos, su disposición se realiza por lotes, conforme a volúmenes que permiten una disposición técnica y económicamente factible.

BALANCE DE RESIDUOS PELIGROSOS, 2013
(miles de toneladas)



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

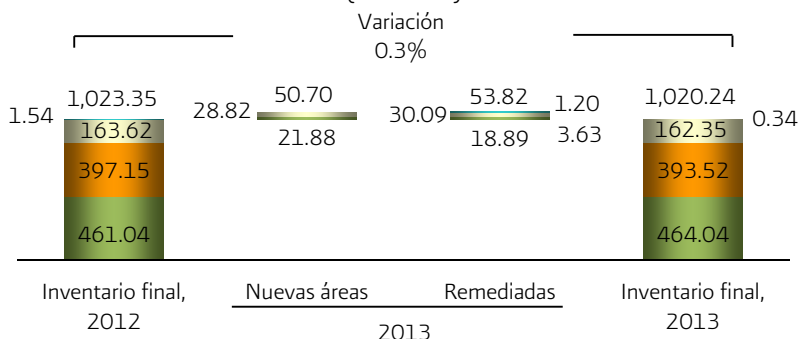
PASIVO AMBIENTAL

Al inicio de 2013 el inventario de sitios contaminados fue 1,023.35 hectáreas. Durante 2013 se incorporaron al inventario 50.70 hectáreas, (21.88 hectáreas de Pemex-Refinación y 28.82 hectáreas de Pemex-Exploración y Producción).

Durante 2013 se desincorporaron 53.82 hectáreas de las cuales 18.89 corresponden a Pemex-Refinación, 30.09 hectáreas a Pemex-Exploración y Producción, 3.63 hectáreas a Pemex-Gas y Petroquímica Básica y 1.20 a Pemex-Petroquímica.

Estas acciones tuvieron como resultado un inventario total de 1,020.24 hectáreas al cierre de 2013, que representa una disminución del 0.3% con relación a 2012.

PETRÓLEOS MEXICANOS
RESTAURACIÓN DE SITIOS CONTAMINADOS
(hectáreas)

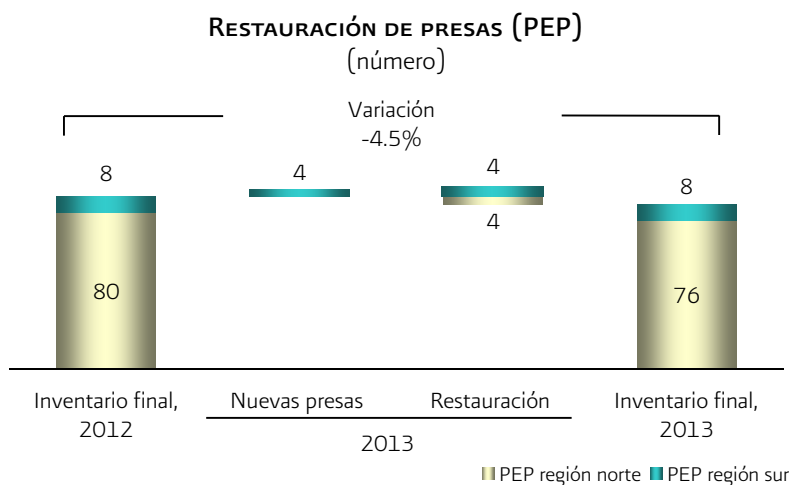


Las cifras pueden variar por redondeo.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

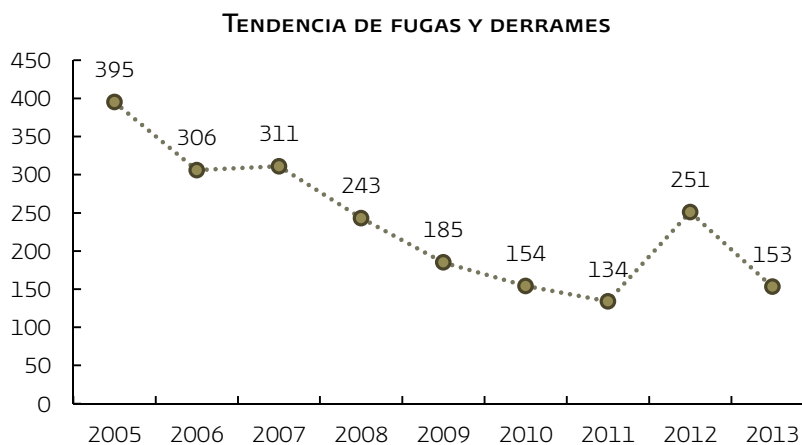
■ PREF ■ PGPB ■ PEP ■ PPQ

En lo que se refiere a la restauración de presas de Pemex-Exploración y Producción a diciembre de 2013 el inventario final registrado ante la *Securities and Exchange Commission* fue de 84 presas, que representa una disminución de 4.5% respecto a 2012. Lo anterior como resultado de la restauración de ocho presas. Las presas pertenecientes a la Subdirección de Producción Región Norte representan 90.5% del inventario actual.



FUGAS Y DERRAMES

Las fugas y derrames en ductos de Petróleos Mexicanos durante 2013, presentan una reducción de 39% comparado con el cierre de 2012.

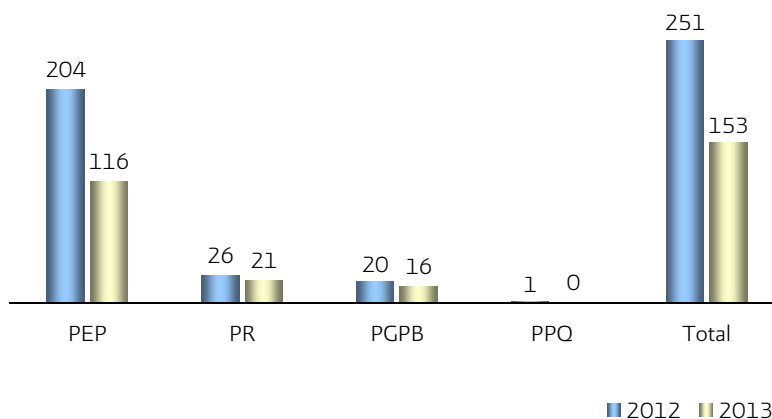


Fuente: Subdirección de Logística de Hidrocarburos y Derivados. Dirección Corporativa de Operaciones.

Estos eventos están relacionados con el fenómeno de corrosión en 50% de los casos, por lo que se mantienen programas de integridad y confiabilidad, enfocados a la mitigación de esta amenaza, de acuerdo con el Plan de Administración de Integridad (PAID), institucionalizado a

través de un plan emergente de ductos. El PAID facilita el cumplimiento de los requisitos de la NOM-027-SESH-2010 para la Administración de la Integridad de Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos.

FUGAS Y DERRAMES (eventos)

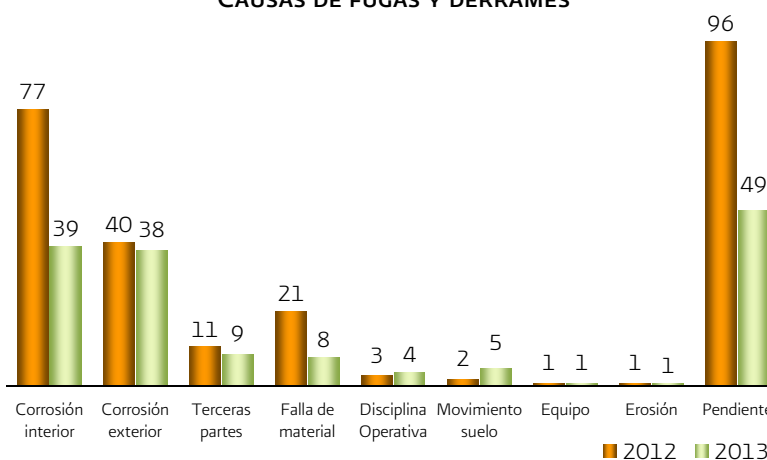


Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Al cierre de diciembre de 2013 se redujo 39% la cantidad de fugas y derrames respecto al año anterior, considerando ductos de transporte y recolección.

Las principales causas de estos eventos en el periodo evaluado están relacionados con la corrosión interior (25.5%) y corrosión exterior (24.8%).

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

En 2013 se registró 350% más de volumen derramado de producto (líquidos). En lo que respecta a volumen de gas fugado se tiene un acumulado de 24 millones de pies cúbicos para los eventos relacionados con este producto.

De los 116 eventos registrados en Pemex-Exploración y Producción, 31 se atribuyen al activo Poza Rica-Altamira, 26 al Activo Integral Burgos y 22 al Activo Terciario del Golfo. Los 37 restantes se distribuyen en 10 activos o gerencias del organismo.



Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

CERTIFICADOS DE INDUSTRIA LIMPIA

Como resultado de la implantación de sistemas de administración de la seguridad, salud y protección ambiental y de la verificación constante a las instalaciones mediante auditorías ambientales internas y externas a las instalaciones de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, la empresa apuntala la obtención y mantenimiento de sus Certificados de Industria Limpia que otorga la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

Durante 2013 Petróleos Mexicanos recibió a través de la PROFEPA, 105 certificados de industria limpia, de los cuales 28 fueron otorgados a instalaciones por primera vez y 77 por refrendo, al mantener o mejorar su desempeño ambiental.

CERTIFICADOS NUEVOS Y REFRENDOS 2013

ORGANISMO	(número)		DESEMPEÑO
	CERTIFICADOS OBTENIDOS		
	NUEVOS	REFRENDOS	
TOTAL	28	77	105
Pemex-Exploración y Producción	10	44	54
Pemex-Refinación	5	25	30
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	8	4	12
Pemex-Petroquímica	-	2	2
Corporativo	5	2	7

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Al cierre de 2013, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios cuentan con 312 certificaciones vigentes y 315 en proceso de certificación, de un total de

627 instalaciones o grupo de instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.

Petróleos Mexicanos continuará su política y compromiso de incorporar nuevas instalaciones a este programa conforme a las actividades de expansión en las áreas de exploración, explotación, refinación y distribución de hidrocarburos.

INSTALACIONES INSCRITAS A 2013

(número)

ORGANISMO	CERTIFICADOS VIGENTES	EN PROCESO DE CERTIFICACIÓN	INSTALACIONES INSCRITAS
TOTAL	312	315	627
Pemex-Exploración y Producción	184	154	338
Pemex-Refinación	90	127	217
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	20	20	40
Pemex-Petroquímica	6	3	9
Corporativo	12	11	23

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

MERCADOS DE CARBONO

La gestión de los proyectos para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) bajo el esquema del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), ha sido una oportunidad valiosa para que México consiga incentivos económicos orientados a la reducción de GEI y en la promoción del desarrollo sustentable de la empresa. Sin embargo, es un proceso largo de varias etapas cuyos avances no son observables normalmente a corto plazo.

Por la complejidad que representa el registro de este tipo de proyectos y la situación mundial de los mercados de carbono, se explora la comercialización de certificados de reducción de emisiones de GEI en otros mercados alternativos al Protocolo de Kioto. Éstos han sido creados por organizaciones públicas y privadas, gobiernos locales como el de California y nacionales como los de Japón, Australia, y otros, que toman conciencia de su responsabilidad en el cambio climático y desean participar activamente. Estos mercados también buscan generar un espacio de comercialización de reducción de emisiones de GEI en países en desarrollo. La Gerencia de Finanzas de Carbono explora la posibilidad de comercializar e identificar proyectos de la empresa candidatos a estos nuevos mercados.

Al cierre de 2013, Petróleos Mexicanos cuenta con tres contratos MDL de compra-venta de reducción de emisiones, un estudio de factibilidad y tres NAMAs (Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas, por sus siglas en inglés).

El proyecto MDL de Eliminación de quema de gas en el campo Tres Hermanos se registró el 9 de julio de 2010, con un potencial de reducción de emisiones de 82,645 toneladas de bióxido de carbono equivalente (CO₂e) por año. El proyecto Recuperación de Calor en la Terminal Marítima Dos Bocas de la Región Marina Suroeste de Pemex-Exploración y

Producción, fue registrado como MDL ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el 17 de abril de 2012, con una reducción estimada de emisiones de 88,111 toneladas de CO₂e por año. El proyecto MDL Sustitución de Combustible en la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca se encuentra en etapa de validación ante la CMNUCC.

Japón, siendo el mayor promotor de mecanismos bilaterales en el mundo, ha buscado impulsar su Mecanismo Bilateral para la Compensación de Créditos (BOCM por sus siglas en inglés) a través del Ministerio de Economía Comercio e Industria (METI), el cual otorgó fondos a Petróleos Mexicanos para la implementación de los estudios de factibilidad, en las cogeneraciones de Cangrejera y Morelos, los cuales se culminaron en mayo de 2013. Derivado del éxito obtenido en dichos estudios, en julio de 2013 el METI otorgó otro *grant* para el desarrollo de un estudio de factibilidad sobre tecnología para la separación y recuperación de dióxido de carbono en proyectos de recuperación mejorada con captura y secuestro de carbono (CCS/EOR) en Petróleos Mexicanos, bajo el liderazgo del *Japan Reserch Institute* y del auspicio de SMBC (*Sumitomo Mitsui Banking Corporation*). De igual forma el JOGMEC (*Japan Oil, Gas and Metals National Corporation*) ha mostrado interés en los proyectos de CCS/EOR de Petróleos Mexicanos, por lo que se están haciendo los trabajos necesarios para recibir fondos por un millón de dólares para la captura de carbono de fuentes de combustión de Petróleos Mexicanos en la zona de Minatitlán-Coatzacoalcos.

En 2013 se registró ante la CMNUCC el documento ejecutivo del Programa de Reducción de Emisiones (NAMA) en Sistemas de Procesamiento, Transporte y Distribución de Gas Natural a través de la reducción de emisiones fugitivas. Con ella se crea un marco para incentivar la participación de todas las entidades, privadas y de gobierno que conforman el sector de gas natural en México en un esfuerzo conjunto por reducir el impacto del mismo en el medio ambiente. El potencial de reducción de emisiones estimado para esta NAMA es de aproximadamente 3 millones de toneladas de CO₂e por año. En noviembre se registró ante la CMNUCC la NAMA de Cogeneración del Sector Petrolero en México, lo que puede representar importantes oportunidades de financiamiento a este tipo de proyectos.

A lo largo de 2013 se han desarrollado los trabajos derivados de los acuerdos firmados entre Petróleos Mexicanos, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial y el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía para desarrollar un protocolo (metodología) de cuantificación de reducción de emisiones de GEI en proyectos de eficiencia en calderas y hornos. Lo anterior, tiene como objetivo contar con instrumentos de medición avalados internacionalmente, que puedan cumplir con los requisitos establecidos en la Ley General de Cambio Climático para lograr las metas aspiracionales de reducción de emisiones de GEI del país. Si el mercado con California se llega a abrir para la participación de México, este protocolo podría solicitar su registro ante las autoridades correspondientes para dicho mercado.

En diciembre se aprobó el impuesto al carbono contemplado en la Ley del IEPS, en la cual se presenta un esquema de compensación a través de bonos de carbono, este esquema se implementará en Petróleos Mexicanos de acuerdo a las reglas que en su momento expida la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

ACCIONES DE CONSERVACIÓN DE LA BIODIVERSIDAD Y DE RESTAURACIÓN FORESTAL EN ÁREAS DE INFLUENCIA PETROLERA

Consciente de su compromiso con el medio ambiente, Petróleos Mexicanos destina desde hace varios años, recursos económicos para apoyar el desarrollo de proyectos de conservación de la biodiversidad y de restauración forestal en diversos estados con influencia petrolera.

Los objetivos de los proyectos son contribuir a la conservación de la naturaleza, la educación ambiental, el funcionamiento hidrológico, el mejoramiento de los servicios ambientales (en particular la captura de carbono) y la reducción del impacto en sus instalaciones provocado por los fenómenos meteorológicos extremos.

Los proyectos son los siguientes:

- Educación Ambiental y Restauración Forestal en Áreas Naturales Protegidas del Golfo de México.
- Conservación, Manejo y Restauración de los Ecosistemas Naturales de la Cuenca Media del Río Usumacinta.
- Educación Ambiental y Operación de la Casa del Agua en Pantanos de Centla.
- Educación Ambiental y Recuperación Ecológica de Manglares y Selvas Bajas en el Estado de Veracruz.
- El Corredor Socio-Cultural-Ambiental del Sur de Veracruz: Rescate del Orgullo Regional.
- Parque Ecológico Jaguaroundi, Veracruz.
- Parque Ecológico Tuzandépetl, Veracruz.
- Área de Restauración Ecológica El Castaño, Tabasco.

9. INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA

9.1 SITUACIÓN FINANCIERA

Los resultados financieros que se presentan fueron elaborados conforme a Normas de carácter general y específico de aplicación obligatoria para entes públicos del Sector Paraestatal y están alineadas a la armonización contable, denominadas Normas de Información Financiera Gubernamental, Generales o Específicas para el Sector Paraestatal (NIFGGSP, NIFGESP o Normas Gubernamentales NG), y corresponden a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Dichos estados financieros consolidados contienen cifras dictaminadas.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
 CIFRAS DICTAMINADAS BAJO NORMAS DE INFORMACIÓN FINANCIERA GUBERNAMENTAL
 GENERAL O ESPECIFICA PARA EL SECTOR PARAESTATAL (NIFGESP)
 (millones de pesos)

CONCEPTO	2013	2012	VARIACIÓN	
			IMPORTE	(%)
INGRESOS TOTALES	1,537,740.3	1,557,439.5	-19,699.2	-1.3
En el país	910,187.6	867,036.7	43,150.9	5.0
De exportación	621,156.7	684,866.1	-63,709.4	-9.3
Ingresos por servicios	6,396.0	5,536.7	859.3	15.5
COSTO DE LO VENDIDO	701,301.8	709,182.6	-7,880.8	-1.1
RENDIMIENTO BRUTO	836,438.5	848,256.9	-11,818.4	-1.4
GASTOS GENERALES	119,156.8	112,855.8	6,301.0	5.6
GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTACIÓN	22,541.0	20,994.9	1,546.1	7.4
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	96,615.8	91,860.9	4,754.9	5.2
RENDIMIENTO DE OPERACIÓN	717,281.7	735,401.1	-18,119.4	-2.5
OTROS INGRESOS, NETO	57,233.1	198,093.7	-140,860.6	-71.1
RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO	-31,685.7	-7,271.5	-24,414.2	-335.8
Intereses pagados-neto	-27,954.1	-48,937.8	20,983.7	42.9
(Pérdida) utilidad en cambios-neta	-3,731.6	41,666.3	-45,397.9	-109.0
PARTICIPACIÓN EN LOS RESULTADOS DE COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS NO CONSOLIDADAS Y ASOCIADAS	8,741.8	12,559.2	-3,817.4	-30.4
RENDIMIENTO ANTES DE DERECHOS E IMPUESTOS	751,570.9	938,782.5	-187,211.6	-19.9
DERECHOS S/EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y OTROS	857,213.8	898,285.0	-41,071.2	-4.6
IMPUESTO A LOS RENDIMIENTOS PETROLEROS	5,021.8	3,591.1	1,430.7	39.8
(PÉRDIDA) RENDIMIENTO NETO DEL EJERCICIO	-110,664.7	36,906.4	-147,571.1	-400.0

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas.

EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES

Las ventas totales disminuyeron 19.7 miles de millones de pesos (1.3%), originado principalmente por la baja en las exportaciones de productos; destacando una reducción de

25.8 millones de barriles en la exportación del petróleo crudo, como consecuencia de la baja en la producción de petróleo crudo y por el incremento en la capacidad de proceso de Pemex Refinación, así como a la baja en el precio promedio de venta de la mezcla del crudo mexicano en los mercados internacionales, al pasar de 101.86 dólares promedio, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2012 a 98.54 dólares promedio por barril en el mismo periodo de 2013. Por otra parte se observó un incremento en ventas nacionales como consecuencia del alza en los precios de productos y el aumento en la demanda de gasolina Pemex Premium; compensándose parcialmente con una disminución en los volúmenes comercializados en el país de gasolina Pemex Magna, diesel y combustóleo.

Costo de ventas, presenta una disminución de 7.9 miles de millones de pesos (1.1%), respecto al mismo periodo del año previo, lo cual se debe principalmente a una reducción en la importación de productos, destacando comportamientos a la baja en combustóleo, en gasolina Pemex Magna y diesel, originados por una menor demanda e incrementos en la producción de Refinación, así como por la disminución en el costo neto del periodo de beneficios a los empleados por 0.5 miles de millones de pesos, derivado de la actualización, de un ejercicio a otro, de la edad, antigüedad, salarios y prestaciones de la población y del conjunto de hipótesis financieras utilizadas para el cálculo actuarial, esta reducción se presenta por la aplicación de lo establecido en la NIFGGSP 05 "Obligaciones Laborales", que indica que se podrá reconocer el costo neto del periodo de beneficios a los empleados hasta por un monto que no lleve a una pérdida neta en el ejercicio; lo anterior, parcialmente compensado con una alza en la importación de gasolina Pemex Premium.

Gastos generales; registraron un incremento de 6.3 miles de millones de pesos (5.6%), integrados principalmente por el aumento en los gastos de administración de 4.8 miles de millones de pesos, derivado de los aumentos en servicios personales como consecuencia del reconocimiento de la provisión de vacaciones e incentivo por asistencia, en gastos generales pagados a terceros así como en impuestos y derechos, compensado parcialmente por una disminución en el costo neto del periodo de beneficios a los empleados por 8 mil millones de pesos; por su parte los gastos de distribución y transportación presentan un incremento de 1.5 miles de millones de pesos, específicamente en servicios personales.

La depreciación de los activos y la amortización de pozos, fue de 114.8 y 110.8 miles de millones de pesos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente, presentando un incremento de 4.0 miles de millones de pesos derivado principalmente de las adiciones en activos fijos por 260 mil millones de pesos y los cambios en las tasas de amortización de pozos.

En otros ingresos neto, se observa una disminución en los ingresos por 140.9 miles de millones de pesos (71.1%), debido principalmente a menores ingresos derivados por la tasa negativa de IEPS por 119.6 miles de millones de pesos, originado principalmente por los aumentos en los

precios de venta al público de las gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium y diesel, así como, por la reducción de los precios de referencia que se utilizan para determinar dicha tasa, así como, por el reconocimiento del deterioro en el activo integral Burgos por un monto de 26.0 miles de millones de pesos.

La reducción de 24.4 miles de millones de pesos (335.8%) en el resultado integral de financiamiento, se debe principalmente a:

- Costo financiero neto. Presentó una disminución de 21.0 miles de millones de pesos (42.9%), debido principalmente a la baja en los intereses a cargo por la reducción en las tasas de las nuevas contrataciones de financiamientos y por el incremento de 1.2 miles de millones de pesos en los intereses a favor. Así mismo, los instrumentos financieros derivados presentan una variación positiva en los *Swaps* de activo (neto), por 11.9 miles de millones de pesos, derivado de la revaluación de las acciones de Repsol, compensándose parcialmente con los resultados desfavorables en los *Cross-Currency Swaps* (neto), por 2.8 miles de millones de pesos y en las opciones sobre acciones (neto) por 2.4 miles de millones de pesos.
- Variación cambiaria. En el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre 2013 presenta una pérdida en cambios de 3.7 miles de millones de pesos, que comparada con la utilidad de 41.7 miles de millones de pesos en 2012, representa un efecto desfavorable de 45.4 miles de millones de pesos, como consecuencia de la depreciación del peso frente al dólar estadounidense y el euro durante 2013. Lo anterior, como consecuencia de la posición pasiva de alrededor de 40 mil millones de dólares y por el deslizamiento a la baja del peso frente al dólar americano observado en el ejercicio 2013, en este ejercicio se tuvo una depreciación del peso frente al dólar de 0.0664 pesos por dólar, mientras en el ejercicio 2012 se presentó una apreciación por 0.9803 pesos por dólar, por otro lado el tipo de cambio del peso con respecto al euro en el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013 presentó un efecto desfavorable de 0.8226 pesos (4.78%) al pasar de 17.1968 a 18.0194.

Por lo que respecta a los derechos sobre extracción de petróleo y otros, la reducción del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013 por 41.1 miles de millones de pesos (4.6%), se debe principalmente a la disminución en los precios promedio de venta del crudo, que junto con la producción, misma que disminuyó, son la base para el cálculo de los derechos. Cabe destacar, que la carga fiscal representa 114.1% sobre los rendimientos antes de derechos e impuestos, en tanto que en el mismo periodo de 2012, representó 95.7%.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
CIFRAS PRELIMINARES BAJO NORMAS DE INFORMACIÓN FINANCIERA GUBERNAMENTAL
GENERAL O ESPECÍFICA PARA EL SECTOR PARAESTATAL (NIFGESP)

(millones de pesos)

CONCEPTO	2013	2012	VARIACIÓN	
			IMPORTE	%
ACTIVO CIRCULANTE	207,668.0	277,549.2	-69,881.2	-25.2
Efectivo y equivalentes de efectivo	55,789.1	104,141.8	-48,352.7	-46.4
Cuentas, documentos por cobrar y otros, neto	116,948.9	131,819.3	-14,870.4	-11.3
Inventarios, neto	27,912.7	32,006.0	-4,093.3	-12.8
Instrumentos financieros derivados	7,017.2	8,460.0	-1,442.8	-17.1
Inversiones disponibles para su venta	-	1,122.1	-1,122.1	-100.0
INVERSIONES EN ACCIONES DE COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS NO CONSOLIDADAS Y ASOCIADAS	61,493.7	51,914.3	9,579.4	18.5
POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES Y EQUIPO NETO	1,358,470.7	1,242,779.4	115,691.3	9.3
EFFECTIVO RESTRINGIDO	6,081.7	-	6,081.7	-
OTROS ACTIVOS, NETO	8,483.2	7,411.7	1,071.5	14.5
SUMA EL ACTIVO	1,642,197.2	1,579,654.6	62,542.5	4.0
PASIVO CIRCULANTE	236,095.1	221,397.5	14,697.6	6.6
Porción circulante de la deuda a largo plazo	77,083.8	93,324.0	-16,240.2	-17.4
Proveedores	82,757.8	71,660.8	11,097.0	15.5
Cuentas y gastos acumulados por pagar- Impuestos y derechos por pagar	29,082.5	5,879.8	23,202.7	394.6
Instrumentos financieros derivados	40,903.2	43,802.7	-2,899.5	-6.6
	6,267.8	6,730.2	-462.4	-6.9
LARGO PLAZO	1,288,935.7	1,143,431.1	145,504.6	12.7
Deuda a largo plazo	745,690.9	659,727.7	85,963.2	13.0
Provisión para beneficios a empleados	463,974.4	409,909.3	54,065.1	13.2
Provisión para créditos diversos	73,142.6	67,995.0	5,147.6	7.6
Impuesto a los rendimientos petroleros diferidos	6,127.8	5,799.1	328.7	5.7
SUMA EL PASIVO	1,525,030.8	1,364,828.6	160,202.2	11.7
PATRIMONIO	117,166.4	214,826.0	-97,659.6	-45.5
Patrimonio permanente	161,958.0	96,958.0	65,000.0	67.0
Aportaciones del Gobierno Federal	116,965.5	180,382.4	-63,416.9	-35.2
Participación en el capital de entidades diferentes a los organismos subsidiarios	17,596.8	18,594.2	-997.4	-5.4
Superávit por donación	18,097.3	4,394.3	13,703.0	311.8
Efecto por valuación de instrumentos financieros primarios	0.0	-93.0	93.0	100.0
Pérdidas acumuladas:				
Déficit de ejercicios anteriores	-86,786.4	-122,316.3	35,529.9	29.0
(Pérdida) rendimiento neto del ejercicio	-110,664.7	36,906.4	-147,571.1	-400.0
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,642,197.2	1,579,654.6	62,542.5	4.0

La suma de los parciales puede no coincidir por redondeo.

Fuente: Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Finanzas.

EXPLICACIÓN A LAS VARIACIONES

Al 31 de diciembre de 2013, el activo total de Petróleos Mexicanos aumentó en 62.5 miles de millones de pesos (4%), al pasar de 1,579.7 miles de millones de pesos a 1,642.2 miles de millones de pesos, que se deben a:

El activo circulante disminuyó 69.9 miles de millones de pesos (25.2%).

- Cuentas, documentos por cobrar y otros; disminuyeron 14.9 miles de millones de pesos (11.3%), sobresaliendo el renglón de clientes nacionales por 15.2 miles de millones de pesos, el cual es originado por el pago de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de adeudos por 15.5 miles de millones de pesos; deudores diversos disminuyó por 3.5 miles de millones de pesos, principalmente por la disminución de 5.9 miles de millones de pesos por concepto de IEPS negativo pendiente de acreditar. Todo lo anterior se compensó con el incremento en cuentas intercompañías por 5.4 miles de millones de pesos, derivado del aumento en las operaciones de compra-venta entre los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias.
- Efectivo y equivalentes de efectivo; disminuyeron 48.4 miles de millones de pesos (46.4%), debido principalmente a una reducción en la cartera, por menores ventas de exportación y a los requerimientos del capital de trabajo.
- Inventarios muestran una disminución de 4.1 miles de millones de pesos (12.8%), debido principalmente a menores volúmenes de productos en el inventario final.
- Instrumentos financieros derivados, presentaron una disminución de 1.4 miles de millones de pesos (17.1%), debido principalmente al menor valor de los *Cross-currency Swaps* positivos y a la disminución en el valor de las opciones sobre las acciones de Repsol.

Las inversiones en acciones, mostraron un incremento de 9.6 miles de millones de pesos (18.5%), debido principalmente a la inversión de Pemex-Petroquímica en PPO Cadena Productiva, así como al efecto del método de participación en los resultados de las compañías subsidiarias.

Los pozos, ductos, propiedades y equipo aumentaron en 115.7 miles de millones de pesos (9.3%), básicamente por el efecto neto de las nuevas inversiones, las depreciaciones y las bajas efectuadas en el presente ejercicio.

El pasivo total al 31 de diciembre de 2013, se incrementó en 160.2 miles de millones de pesos (11.7%), al pasar de 1,364.8 miles de millones de pesos a 1,525 mil millones de pesos, comparado con el cierre al 31 de diciembre de 2012.

El pasivo a corto plazo aumentó en 14.7 miles de millones de pesos (6.6%), debido a lo siguiente:

- Proveedores; el incremento neto de 11.1 miles de millones de pesos (15.5%), se debe principalmente al aumento en los contratistas por 28.9 miles de millones de pesos derivado de los compromisos contraídos a corto plazo, compensado parcialmente con la disminución de proveedores nacionales por 21.3 miles de millones de pesos.
- Cuentas y gastos acumulados por pagar; se incrementaron en 23.2 miles de millones de

pesos (394.6%), la principal variación corresponde a la cuenta que tiene por pagar Pemex-Refinación a P.M.I. Trading por 20.4 miles de millones de pesos; como resultado de la compra de producto que realiza a P.M.I. Trading.

- Impuestos y derechos por pagar; la disminución de 2.9 miles de millones de pesos (6.6%) básicamente se debe a menores Derechos sobre hidrocarburos causados por la disminución en el precio de exportación y de los volúmenes de producción.

La deuda total documentada se incrementó en 69.7 miles de millones de pesos; debido principalmente al efecto neto de la amortización de deuda de corto plazo, la contratación de deuda a largo plazo, así como la revaluación al tipo de cambio de cierre.

El pasivo acumulado por concepto de beneficios a los empleados se incrementó 54.1 miles de millones de pesos, (13.2%) al pasar de 409.9 miles de millones de pesos a 464 mil millones de pesos. El incremento corresponde al reconocimiento del costo neto del periodo y a la amortización de las ganancias y/o pérdidas actuariales, disminuido por las aportaciones realizadas al Fondo Laboral PEMEX - FOLAPE (Activos del Plan) y los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los jubilados y sus beneficiarios y a los pensionados post-mortem. Cabe destacar, que este pasivo no presentó un incremento mayor por la aplicación de lo establecido en la NIFGGSP 05 "Obligaciones Laborales", que indica que se podrá reconocer el costo neto del periodo de beneficios a los empleados hasta por un monto que no lleve a una pérdida neta en el ejercicio .

Provisión para créditos diversos, presentó un incremento de 5.1 miles de millones de pesos (7.6%), se integra básicamente por el aumento en la provisión de juicios en proceso por 7.5 miles de millones de pesos, debido al juicio presentado por COMMISA en la corte Internacional y la disminución de la provisión de gastos de taponamiento de pozos por 2.0 miles de millones de pesos, debido principalmente a la actualización de tasas de descuento.

Al 31 de diciembre de 2013, el patrimonio de Petróleos Mexicanos disminuyó 97.7 miles de millones de pesos (45.5%), principalmente por la variación en el resultado del ejercicio; al pasar de una utilidad de 36.9 miles de millones de pesos al 31 de diciembre de 2012, a una pérdida de 110.7 miles de millones de pesos al 31 de diciembre de 2013, por lo que se observa una variación de 147.6 miles de millones de pesos, (400%); compensándose parcialmente con el incremento de 1.6 miles de millones de pesos, (0.6%) en las aportaciones del Gobierno Federal, así como el aumento de 13.7 miles de millones de pesos del superávit por donación, como consecuencia del reconocimiento del valor catastral derivado de la revaluación de los bienes inmuebles, atendiendo lo establecido en la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

9.2 POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO Y ESTADO DE LA DEUDA DOCUMENTADA

ESTRATEGIA DE FINANCIAMIENTO Y ESTADO DE LA DEUDA DOCUMENTADA

La política de financiamiento de Petróleos Mexicanos busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazo. Las estrategias que desarrolla se apegan a las disposiciones que en la materia dicta la SHCP en el marco de la Ley General de Deuda Pública, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley de Petróleos Mexicanos.

- La Ley General de Deuda Pública señala, entre otras, la facultad que tiene el Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP, de autorizar la contratación de financiamientos externos y vigilar la capacidad de pago de las entidades; así como la facultad del Congreso de la Unión de autorizar los montos de endeudamiento interno y externo necesarios para el financiamiento.
- Conforme a la Ley de Petróleos Mexicanos corresponde al Consejo de Administración aprobar los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos, de acuerdo con el programa de financiamiento aprobado por la SHCP y de los lineamientos que esta dependencia apruebe, y con sujeción al techo global anual de financiamiento que apruebe el Congreso de la Unión.
- Petróleos Mexicanos es responsable de que las obligaciones que contrate no excedan su capacidad de pago, que los recursos obtenidos se destinen conforme a las disposiciones legales aplicables, se hagan los pagos oportunamente, de supervisar su programa financiero y de registrar ante la SHCP las operaciones de crédito.

El programa de financiamiento de Petróleos Mexicanos asegura que se cuente con los recursos complementarios necesarios para llevar a cabo el programa de inversión de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, de acuerdo con las estrategias y líneas de acción establecidas en el Plan de Negocios, así como llevar a cabo operaciones de refinanciamiento y/o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los créditos contratados en periodos anteriores.

- En octubre de 2013, el Consejo de Administración, por unanimidad, aprobó la modificación a los términos y condiciones para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública de Petróleos Mexicanos para el ejercicio fiscal 2013, a fin de incrementar el monto de endeudamiento interno que se estima contratar durante el año, para quedar en un monto de 144,138.9 millones de pesos (equivalentes a 11,204.5 millones de dólares); lo cual, tomando en consideración amortizaciones que pretenden realizarse, implica un endeudamiento neto total de hasta 63,040.3 millones de pesos (equivalentes a 4,801.9 millones de dólares). En caso de encontrarse condiciones financieras apropiadas en los mercados externos, parte del monto adicional de

financiamiento interno podría captarse en el exterior, previa autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Al 31 de diciembre de 2013, la deuda documentada total, incluyendo intereses devengados ascendió a 822,774.7 millones de pesos, contra 753,051.7 millones de pesos al cierre del año previo. La deuda con vencimientos menores a 12 meses fue 77,083.8 millones de pesos y la de largo plazo 745,690.9 millones de pesos.

En este contexto, durante 2013 Petróleos Mexicanos realizó las siguientes actividades de financiamiento:

- En enero realizó la emisión de un bono en mercados internacionales, por 2,100 millones de dólares con vencimiento en enero de 2023.
- En marzo se llevó a cabo la reapertura de la emisión de certificados bursátiles con vencimiento en noviembre de 2017 por un monto de 2,500 millones de pesos.
- En junio se efectuó la segunda reapertura de la emisión de certificados bursátiles con vencimiento en noviembre de 2017 por 2,500 millones de pesos; adicionalmente se dispuso de la línea de crédito revolvente por 500 millones de dólares con pago el 17 de julio de 2013, sin afectar el endeudamiento neto autorizado.
- En julio realizó una emisión de bonos por 3,000 millones de dólares en cuatro tramos:
 - 1,000 millones de dólares a tasa fija, con vencimiento en enero de 2024,
 - 1,000 millones de dólares a tasa fija, con vencimiento en julio de 2018,
 - 500 millones de dólares a tasa variable y vencimiento en julio de 2018 y
 - Reapertura por 500 millones de dólares del bono a tasa fija con vencimiento en junio 2041.
- En septiembre llevó a cabo una emisión de certificados bursátiles por 5,000 millones de pesos a tasa variable y vencimiento en febrero de 2019 y una por 10,400 millones de pesos a tasa fija y vencimiento en septiembre de 2024. Adicionalmente en el mercado internacional, realizó la emisión de dos bonos con garantía del *Export-Import Bank* de los Estados Unidos, por 400 y 750 millones de dólares con vencimiento en febrero de 2024.
- En noviembre realizó la tercera emisión del programa de bonos con la garantía del *Ex-Im Bank* por 350 millones de dólares a tasa fija de 2.29% y vencimiento en febrero de 2024; y con base en el Programa de Notas a Mediano Plazo "MTN" Serie C, llevó a cabo una emisión por 1,300 millones de euros a tasa fija de 3.125%, rendimiento de 3.229% con vencimiento en noviembre de 2020.
- En diciembre, con base en el Programa Dual de Certificados Bursátiles, emitió Certificados Bursátiles por 9,600 millones de pesos. Se trató de la reapertura de las emisiones realizadas en septiembre de 2013. El monto emitido fue dividido en 1,100 millones de

pesos en tasa flotante con rendimiento de TIIE 28 más 13 puntos base y vencimiento en febrero de 2019 y 8,500 millones de pesos a tasa fija y cupón de 7.19% con vencimiento en septiembre de 2024 y rendimiento de 7.82%. Además se realizó un desembolso por 10,000 millones de pesos de una línea de crédito revolvente, el pago se realizó el 30 de diciembre de 2013, por lo cual no afectó el endeudamiento neto autorizado. También se realizó una disposición por 135 millones de dólares de una línea de crédito sindicada revolvente.

- Por concepto de contratos de arrendamiento financiero de Pemex-Refinación 52.2 millones de dólares y por disposiciones de los contratos de obra pública financiada (COPFs) de Pemex-Exploración y Producción por 234.3 millones de dólares.

El destino de los financiamientos es complementar los recursos requeridos para el desarrollo de los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, así como para llevar a cabo operaciones de refinanciamiento o manejo de pasivos encaminadas a optimizar la estructura de los financiamientos.

Durante 2013, Petróleos Mexicanos realizó las siguientes amortizaciones: i) deuda interna: 11.3 millones de pesos de créditos bancarios, certificados bursátiles 12,487.4 millones de pesos y 31.9 millones de dólares (401.3 millones de pesos) de créditos garantizados (ECAs), ii) deuda externa: 52.2 millones de dólares (665.2 millones de pesos) de arrendamiento financiero, 1,905 millones de dólares (23,584 millones de pesos) de créditos bancarios, 1,555.9 millones de dólares (20,021.1 millones de pesos) de créditos garantizados (ECA's), 1,432.6 millones de dólares (18,452.4 millones de pesos) de operaciones de mercado (bonos) y 798.3 millones de dólares (10,137.8 millones de pesos) de otros créditos (FPSO y COPF).

9.3 ESTADO DEL RÉGIMEN DE PENSIONES

La empresa cuenta con planes de beneficios definidos para el retiro de sus trabajadores. Los beneficios bajo dichos planes se basan principalmente en los años de servicio cumplidos por el trabajador y su remuneración a la fecha de retiro. Asimismo, tiene planes de beneficios definidos que deben pagarse al término de la relación laboral por causas distintas de reestructuración cuando ésta ocurra antes de que los trabajadores lleguen a su edad de jubilación. En ambos casos, las obligaciones y costos correspondientes se reconocen con base en estudios actuariales elaborados por expertos independientes.

Para el fondeo de los planes de beneficios a los empleados, Petróleos Mexicanos cuenta con dos fideicomisos denominados Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (FICOLAVI), y tienen un Comité Técnico integrado por personal de Petróleos Mexicanos y de la fiduciaria. Sus ingresos provienen de los recursos presupuestales (gasto programable) del renglón de jubilaciones o cualquier otro que sustituya este concepto o

que se encuentre vinculado a éste y los intereses, dividendos y ganancias de capital que se obtengan con las inversiones de los fideicomisos.

La empresa incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en los estados financieros preparados bajo Normas Gubernamentales, conforme a los lineamientos establecidos en la NIFGGSP 05 "Obligaciones Laborales". Esta última no coincide con la NIF D-3, pues en tanto que ésta última es de aplicación obligatoria, sin importar el efecto que provoque el costo neto del periodo en los resultados; en la NIFGGSP 05 el costo neto del periodo se reconoce en resultados siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable (pérdida).

Los costos netos del periodo por concepto de beneficios a los empleados en los periodos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013 y 2012, ascendieron a 122.9 miles de millones de pesos y 129.6 miles de millones de pesos, respectivamente. Derivado de la aplicación de la NIFGGSP 05, Petróleos Mexicanos dejó de reconocer como costo neto del periodo por beneficios a los empleados, un total de 55.8 miles de millones de pesos y 54 mil millones de pesos, al 31 de diciembre de 2013 y 2012, en el mismo orden. Por lo tanto, el saldo de la reserva para beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 fue de 464 mil millones de pesos y 409.9 miles de millones, respectivamente y sólo se reconocieron en el estado de resultados 67.1 miles de millones de pesos en el año 2013 y 75.6 miles de millones de pesos en 2012.

9.4 INTEGRACIÓN DE PROGRAMAS Y PRESUPUESTOS

PRESUPUESTO ORIGINAL AUTORIZADO Y EJERCICIO EN FLUJO DE EFECTIVO (CONSOLIDADO)

Para el ejercicio fiscal 2013, el H. Congreso de la Unión autorizó a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios un presupuesto programable que ascendió a 476,659.6 millones de pesos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Este importe fue 7.7% superior al autorizado en 2012. Del monto total, 68.5% corresponde a gasto de inversión y 31.5% a gasto corriente.

- El presupuesto para gasto corriente de operación en 2013 fue 6.4% mayor al de 2012 (9,105.5 millones de pesos), los incrementos más representativos fueron en los rubros de servicios personales y pensiones y jubilaciones.
- El gasto de inversión aprobado para 2013 fue 8.3% mayor, variación en la que sobresale el aumento de 26,195.3 millones de pesos en el rubro de obra pública, equivalente a 9% más que en 2012.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS PRESUPUESTO. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO (PEF)

(millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013	VARIACIÓN ^{1/} %
INGRESOS PROPIOS	428,877.3	478,432.5	11.6
INGRESOS	1,577,202.5	1,680,582.1	6.6
Ventas interiores	1,007,758.2	1,068,420.8	6.0
Ventas exteriores	513,908.2	556,941.3	8.4
Otros ingresos	55,536.0	55,220.0	-0.6
EGRESOS	1,590,810.5	1,678,809.2	5.5
Gasto programable	442,485.4	476,659.6	7.7
Operación	141,230.4	150,335.9	6.4
Inversión	301,255.0	326,323.7	8.3
Mercancías para reventa	250,907.1	262,948.2	4.8
Impuestos indirectos	121,098.9	146,142.2	20.7
Impuestos directos	776,319.1	793,059.2	2.2
SUPERÁVIT PRIMARIO	-13,608.1	1,772.9	113.0
Intereses	34,839.6	38,009.6	9.1
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN	-48,447.7	-36,236.7	25.2
ENDEUDAMIENTO NETO	52,588.1	42,676.4	-18.8
Disposiciones	128,852.3	125,620.0	-2.5
Amortizaciones	76,264.2	82,943.6	8.8
INCREMENTO (USO) DE CAJA	4,140.4	6,439.8	55.5

1/ Valores corrientes.

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación.

Durante 2013, las autoridades hacendarias autorizaron a Petróleos Mexicanos nueve adecuaciones presupuestarias, previa aprobación del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, las cuales incluyeron un gasto programable que ascendió a 497,106.4 millones de

pesos, 4.3% mayor (20,446.8 millones de pesos) al del Presupuesto de Egresos de la Federación.

El cuadro siguiente muestra los resultados del ejercicio en flujo de efectivo para 2013, comparados con 2012, así como con el presupuesto original y modificado de Petróleos Mexicanos:

PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
EJERCICIO PRESUPUESTAL. FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
(Millones de pesos)

CONCEPTO	2012	2013			VARIACIÓN (%)		
		PROGRAMA	MODIFICADO	EJERCICIO	EJERCICIO/ PROGRAMA	EJERCICIO/ MODIFICADO	13/12 REAL
INGRESOS PROPIOS	463,121.3	478,432.5	487,680.6	482,935.9	0.9	-1.0	0.5
INGRESOS	1,928,144.3	1,680,582.1	1,873,633.5	1,874,229.5	11.5	0.0	-6.4
Ventas interiores	1,002,117.1	1,068,420.8	1,066,384.9	1,071,478.5	0.3	0.5	3.0
Ventas exteriores	696,687.8	556,941.3	621,846.4	618,746.1	11.1	-0.5	-14.4
Otros ingresos	229,339.4	55,220.0	185,402.2	184,004.9	233.2	-0.8	-22.7
Tasa negativa IEPS	221,893.6	48,249.4	103,580.9	103,643.2	114.8	0.1	-55.0
Servicios y otros diversos	7,445.7	6,970.7	81,821.3	80,361.8	1052.9	-1.8	939.7
SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS	-	-	1,583.1	1,583.1	-	0.0	-
EGRESOS	1,927,101.1	1,678,809.2	1,876,743.8	1,878,882.2	11.9	0.1	-6.1
Gasto programable	465,888.0	476,659.6	497,106.4	495,320.2	3.9	-0.4	2.4
Corriente	153,894.7	150,335.9	162,712.3	161,750.0	7.6	-0.6	1.2
Inversión	311,993.3	326,323.7	334,394.0	333,570.2	2.2	-0.2	3.0
Mercancía para reventa	397,214.2	262,948.2	369,071.7	373,424.1	42.0	1.2	-9.4
Operaciones ajenas netas	-3,809.8	0.0	-6,315.5	-7,731.6	-	-22.4	-95.5
Impuestos indirectos	136,946.5	146,142.2	146,016.0	146,753.6	0.4	0.5	3.2
Impuestos directos	930,862.2	793,059.2	870,865.1	871,115.9	9.8	0.0	-9.9
SUPERÁVIT PRIMARIO	1,043.1	1,772.9	-1,527.2	-3,069.5	-273.1	-101.0	-383.5
Intereses	38,396.6	38,009.6	32,838.0	32,600.7	-14.2	-0.7	-18.2
SUPERÁVIT OPERACIÓN	-37,353.4	-36,236.7	-34,365.1	-35,670.2	1.6	-3.8	8.0
ENDEUDAMIENTO NETO	49,175.3	42,676.4	58,920.0	59,520.6	39.5	1.0	16.6
Disposiciones	126,116.5	125,620.0	159,251.1	159,253.6	26.8	0.0	21.6
Amortizaciones	76,941.2	82,943.6	100,331.1	99,732.9	20.2	-0.6	24.9
INCREMENTO(USO)CAJA	11,821.9	6,439.8	24,554.9	23,850.4	270.4	-2.9	94.3

1/ Se aplicó un factor de 1.0381, conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

EJERCICIO DEL PRESUPUESTO CONSOLIDADO. FLUJO DE EFECTIVO

Las variaciones de los importes ejercidos en 2013 se cuantifican respecto al ejercicio 2012 en términos reales.

Los ingresos totales registraron 1,874,229.5 millones de pesos, importe 6.4% menor respecto al de 2012 y 11.5% superior al programa original. Los ingresos propios (después de descontar de los ingresos totales de la entidad los impuestos y mercancías para reventa) resultaron 0.5% superiores a lo registrado en 2012 y 0.9% mayores al programa.

Los ingresos por ventas a clientes nacionales aumentaron 3% respecto a los registrados el año previo. En las ventas realizadas al sector privado influyeron los mayores volúmenes y precios de la gasolina Pemex Premium, así como los mayores precios de la gasolina Pemex Magna, diesel, gas seco y gas licuado, lo cual estuvo disminuido por los menores volúmenes de los demás productos respecto a los comercializados el año previo. En los productos comercializados en el sector público, se observaron volúmenes y precios superiores a los del año precedente en el gas seco entregado al sector eléctrico, así como mayores volúmenes en el combustóleo y la turbosina, productos cuyo precio fue inferior al de 2012.

Los ingresos por ventas exteriores disminuyeron 14.4% respecto a 2012, derivado principalmente de menores volúmenes y precios de la mezcla de petróleo crudo de exportación con relación a los del año previo. Contribuyeron a la variación los menores volúmenes de los demás productos exportados, salvo en el caso del combustóleo y el diluyente así como los menores precios en la mayoría de los productos exportados.

Los otros ingresos netos resultaron del orden de 184,004.9 millones de pesos netos, saldo en el que se incluye una recuperación de 103,643.2 millones de pesos de IEPS negativo^{13/}, importe 55% menor al obtenido en el año anterior, por menores precios internacionales de referencia a los del año previo.

En 2013, el Gobierno Federal determinó un ingreso excedente para el Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos por la cantidad de 1,583.1 millones de pesos. Este movimiento presupuestal implica la recepción de recursos por la determinación de ingresos excedentes y un incremento en el techo de gasto de la Entidad, sin modificar el monto total de servicios personales, ni las metas de balance primario y financiero.

Los egresos totalizaron 1,878,882.2 millones de pesos, importe 6.1% menor a lo ejercido en 2012, y 11.9% por arriba de lo contemplado en el presupuesto. El ejercicio del gasto programable corriente y de inversión, ascendió a 495,320.2 millones de pesos, 2.4% más que lo ejercido el año previo y 3.9% superior a lo autorizado; sin embargo este resultado fue 0.4% inferior al modificado, autorizado por la SHCP.

- El gasto corriente en 2013 se ubicó en 161,750 millones de pesos, importe 1.2% superior al del año precedente, 7.6% mayor al presupuesto y 0.6% por debajo del modificado.

13/ La tasa negativa de IEPS se deriva de que la estructura de precios de las gasolinas y el diesel autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) está compuesta, en términos generales por los precios de referencia internacionales más los componentes (logística, calidad, IVA, etc.) que conforman la estructura de precios al público de los combustibles automotrices. Con base en ello, se acepta que al estar los precios de referencia y dichos componentes por arriba de los precios al público que emite la SHCP, la tasa de IEPS aplicable es negativa, lo cual tiene el efecto de hacer que los precios del mercado nacional tiendan a ser del orden de los del mercado internacional (reflejando su costo de oportunidad) del periodo correspondiente al IEPS que se está acreditando a Pemex Refinación. Adicionalmente, las acreditaciones de IEPS negativo no forman parte de la facturación por ventas, ya que en las mismas siguen interviniendo los precios regulados; por tal motivo, el efecto de las acreditaciones de IEPS tasa negativa se sigue considerando como parte de Otros Ingresos Diversos y como tal se contabiliza y se presenta en los reportes de caja de Petróleos Mexicanos.

- Los servicios personales registraron 80,537.4 millones de pesos, 2.6% superior en términos reales respecto a 2012, donde se observa el mayor gasto en los rubros que conforman este apartado, derivado de la revisión del contrato colectivo de trabajo. Con respecto al presupuesto, este importe resultó 0.2% mayor (123.9 millones de pesos), principalmente en Pemex-Refinación, por una calendarización diferente a la programada.
- El gasto de operación (materiales y suministros, y servicios generales) se situó 2% por abajo de lo registrado en el año previo, en términos reales. Los conceptos que registraron menor ejercicio fueron los contratos de conservación y mantenimiento, los pagos a la póliza integral de seguros y servicios técnicos pagados a terceros, atenuados por el mayor ejercicio en fletes y otros gastos de operación.
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio 2013 registró 33,263.9 millones de pesos, importe que se ubicó 3.6% por arriba del reportado en el año precedente, originado por mayores aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE).

El gasto total de inversión registró 333,570.2 millones de pesos, que incluye 4,998.5 millones de pesos de inversión financiera, este último monto considera 164.2 millones de pesos en Pemex-Exploración y Producción, destinada a una aportación de capital a *PMI Marine Ltd.*, para cumplir con los compromisos de participación adquiridos en los Contratos Integrales de Exploración y Producción; 2,993.5 millones de pesos en Pemex-Petroquímica, que participa en el esquema de coinversión con la empresa Mexichem; 257.6 millones de pesos en Pemex-Refinación para la renovación de su flota menor; y 1,583.1 millones de pesos en el Corporativo de Petróleos Mexicanos para el Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos. La inversión física registró un ejercicio 1.4% mayor (16,578.5 millones de pesos nominales) al del año previo, básicamente por mayores inversiones en los conceptos de Obra Pública con una disminución en la Adquisición de Bienes Muebles e Inmuebles. La variación principal se registró en Pemex-Exploración y Producción, en la construcción de obras, arrendamientos y servicios de apoyo a la perforación.

Los egresos por mercancía para reventa ascendieron a 373,424.1 millones de pesos, 9.4% menos a lo ejercido en el año previo. Entre los componentes de la variación se identifican menores volúmenes importados principalmente de gasolina regular, diesel, combustóleo, gas licuado y propano, disminuidos por mayores volúmenes de gasolina Premium de bajo azufre y gas seco. Los precios de los productos importados fueron en su mayoría menores a los del año previo, salvo en el caso de las naftas, turbosina, gas seco, gas natural licuado y los petroquímicos.

Las operaciones ajenas netas presentaron un saldo neto de ingreso por 7,731.6 millones de pesos, básicamente en ingresos derivados de la devolución del depósito en garantía por el juicio presentado por COMMISA en la corte Internacional.

El pago de impuestos indirectos fue 3.2% mayor al del año previo, principalmente por mayores enteros de Impuesto al Valor Agregado a la SHCP y pagos de IVA a terceros.

Los impuestos directos ascendieron a 871,115.9 millones de pesos, importe que en términos nominales se ubicó 59,746.3 millones abajo del ejercicio del año previo, en particular por el menor pago del Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOSH) así como los menores pagos del Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo.

Durante 2013 se tuvo un endeudamiento neto por 59,520.6 millones de pesos, el cual fue 10,345.3 millones de pesos superior al del año previo, básicamente por disposiciones mayores, particularmente en operaciones de mercado y en créditos bancarios. Respecto al presupuesto, el endeudamiento fue mayor 39.5%, considerando un endeudamiento programado de 42,676.4 millones de pesos en el año.

Como resultado de lo anterior, Petróleos Mexicanos presentó un déficit primario de 3,069.5 millones de pesos, monto que contrasta con el superávit de 1,043.1 millones de pesos registrado en 2012, así como con el programado de 1,772.9 millones de pesos.

Descontando al balance primario los egresos financieros netos, se registró un déficit financiero de 35,670.2 millones de pesos, el cual representa un balance 1.6% superior al programado y 8% mayor al obtenido en 2012.

9.5 SERVICIOS COMUNES

El resultado contable de los servicios comunes, en cumplimiento del último párrafo del Artículo 87 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos se presenta en el Anexo 4 de este documento.

ANEXO 1

EMPRESAS SUBSIDIARIAS, VEHÍCULOS FINANCIEROS Y FIDEICOMISOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

EMPRESA	% PARTICIPACIÓN*
FILIALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS	
P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.	98.335
P.M.I. Trading Limited	48.515 Directo 51.485 Ind
P.M.I. Holdings North America, Inc.	100.000 Ind
P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.	100.000
P.M.I. Holdings B.V.	100.000
P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.	100.000 Ind
P.M.I. Services B.V.	100.000 Ind
Pemex Internacional España, S.A.	100.000 Ind
P.M.I. Services North America, Inc.	100.000 Ind
Deer Park Refining Limited, Partnership.	49.995 Ind
Texas Frontera LLC	50.000 Ind
Frontera Brownsville LLC	50.000 Ind
PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. ^{1/}	100.000 Ind
Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. ^{2/}	100.000 Ind
Hijos de J. Barreras, S.A. ^{3/}	51.000 Ind
Kot Insurance Company, A.G.	100.000
Pemex Procurement International, Inc. ^{4/}	100.000
Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.	100.000
I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.	0.018 Directo 99.982 Ind
Servicios Aéreos Especializados Mexicanos, S.A. de C.V.	49.000
Unión de Crédito de la Industria de la Construcción, S.A. de C.V.	3.850
Unión de Crédito de los Distribuidores en Combustibles y Lubricantes, S.A. de C.V.	5.000
Repsol, S.A.	5.219 Directo 4.123 Ind
FILIALES DE PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA	
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V.	50.000
Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R.L. de C.V. ^{5/}	50.000 Ind
Transportadora del Norte SH, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
TDF, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
Gasoductos del Sureste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V.	50.000 Ind
Gasoductos Ingeniería, S. de R.L. de C.V. ^{6/}	50.000 Ind
Gasoductos Servicios Subholding, S. de R.L. de C.V. ^{7/}	50.000 Ind
CH4 Energía, S.A. de C. V.	50.000
Mex Gas Internacional Ltd.	100.000
MGI Supply Ltd.	100.000 Ind
MGI Trading Ltd.	100.000 Ind
MGI Enterprises Ltd.	100.000 Ind
MGI Enterprises US, LLC ^{8/}	100.000 Ind
Mex Gas Cogeneración, S.L.	100.000 Ind
TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind
TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. ^{9/}	100.000 Ind
TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. ^{10/}	100.000 Ind

Sierrita Gas Pipelines, LLC ^{11/}	35.000 Ind
NET Mexico Pipeline Partners, LLC ^{12/}	10.000 Ind
Pasco International Limited	100.000
Pasco Terminals, Inc.	100.000 Ind
Pan American Sulphur Company Limited	100.000
Terrenos para Industrias, S.A.	100.000
FILIALES DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.	60.000
Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V.	40.000
P.M.I. Marine Limited	100.000
PEMEX USA, Inc. ^{13/}	100.000 Ind
PEMEX USA GOM I, Inc. ^{14/}	100.000 Ind
PMI Field Management Resources, S.L.	100.000 Ind
PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V.	100.000 Ind
FILIALES DE PEMEX-REFINACIÓN	
Mexicana de Lubricantes, S.A. de C.V.	49.000
FILIALES DE PEMEX-PETROQUÍMICA	
P.M.I. Petroquímica, S.A. de C.V.	50.000 Directo 50.000 Ind
PPQ Cadena Productiva, S.L. ^{15/}	99.998 Directo 0.002 Ind
Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. ^{16/}	44.090 Ind

*Redondeado a tres decimales.

Ind= Porcentaje de participación accionaria indirecta.

Directo= Porcentaje de participación accionaria directa.

- 1/ Empresa creada por P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. con el 99.9999% y el resto de P.M.I. Holdings B.V., con el objeto de ser tenedora de los proyectos de P.M.I. Norteamérica.
- 2/ Empresa creada por P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. con el 99.00% y 1.00% de P.M.I. Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V., con el objeto de construir una planta solidificadora de azufre y por otra parte producir urea con amoniaco.
- 3/ Participación accionaria de P.M.I. Holdings B.V. del 51.00%, con el objeto de llevar a cabo la construcción de fleteles.
- 4/ En 2013, esta empresa cambió su denominación de Integrated Trade Systems, Inc, a Pemex Procurement International, Inc.
- 5/ Antes denominada Gasoductos Servicios, S. de R.L., el cambio de denominación social se debió a efecto de reflejarse en la misma una especialización en la prestación de los servicios que brindan sus empleados.
- 6/ Empresa creada por Gasoductos Servicios Subholding, S. de R.L. de C.V. con el 99.9% y el 0.1% Gasoductos Servicios Corporativos y de Administración, S. de R.L. de C.V. El objeto de la empresa es prestar servicios de ingeniería de carácter especializados.
- 7/ Empresa creada por Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V. con el 99.9% y el 0.1% Ductos y Energéticos del Sureste, S. de R.L. de C.V. El objeto de la empresa es participar en las empresas de servicios del Grupo Gasoductos.
- 8/ Empresa creada por MGI Enterprises, Ltd con el 100% de participación accionaria. El objeto de esta empresa es fungir como tenedora de los vehículos de propósitos específicos creados para el desarrollo de proyectos en EUA (proyecto Tucson-Sásabe y proyecto Agua Dulce)
- 9/ Empresa creada por TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. con el 99% y el 1% MGI Enterprises, Ltd, cuyo objeto es cumplir de manera oportuna y transparente con los tiempos de entrega de la Fase II del Proyecto Los Ramones. Ramones Norte abarca 441 km de longitud entre Los Ramones, Nuevo León, y el estado de San Luis Potosí.
- 10/ Empresa creada por TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. con el 99% y el 1% MGI Enterprises, Ltd, cuyo objeto es cumplir de manera oportuna y transparente con los tiempos de entrega de la Fase II del Proyecto Los Ramones. Ramones Sur abarca 287 km de longitud, entre los estados de San Luis Potosí y Guanajuato.
- 11/ Se creó con el objeto de llevar a cabo la construcción y administración del gasoducto Tucson-Sásabe. Al cierre de 2013, MGI Enterprises US, LLC cuenta con un 35% de participación accionaria.
- 12/ Se creó con el objeto de llevar a cabo la construcción y administración del gasoducto Agua Dulce-Frontera. Al cierre de 2013, MGI Enterprises US, LLC cuenta con un 10% de participación accionaria.
- 13/ Participación accionaria 100% de PMI Marine, creada para participar como tenedora de la empresa Pemex USA GOM I, Inc.
- 14/ Participación accionaria 100% de PEMEX USA, Inc., creada para conducir actividades de exploración y producción en proyectos localizados en el Golfo de México, en aguas jurisdiccionales de los Estados Unidos.
- 15/ Participación accionaria de Pemex Petroquímica con el 99.9982% y el 0.0018% P.M.I. Holdings B.V., creada para ser empresa tenedora de Petroquímica Mexicana de Vinilo.
- 16/ Participación accionaria de PPO Cadena Productiva con el 44.09%, cuyo objeto principal es la producción del monómero cloruro de vinilo.

ANEXO 2

PRINCIPALES POLÍTICAS Y CRITERIOS CONTABLES CONFORME A NORMAS GUBERNAMENTALES (NIFGGSP)

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la administración de Pemex efectúe estimaciones y suposiciones que afectan los importes registrados de activos y pasivos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los importes registrados de ingresos, costos y gastos durante el ejercicio. Los rubros importantes sujetos a estas estimaciones y suposiciones incluyen el valor en libros de pozos, ductos, propiedades y equipo; los intangibles, las estimaciones de valuación de cuentas por cobrar, los inventarios, el deterioro de activos financieros, el deterioro de activos de larga duración, las obras en construcción, los activos y pasivos por impuestos diferidos, la valuación de instrumentos financieros y los pasivos relativos a beneficios a empleados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones y suposiciones.

A continuación se describen las principales políticas contables que se aplican en la elaboración de estos estados financieros consolidados (cifras en miles de pesos):

a. MONEDA EXTRANJERA

OPERACIONES EN MONEDA EXTRANJERA

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente en las fechas de celebración o liquidación. Al cierre del ejercicio, los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se convierten en moneda nacional a los tipos de cambio emitidos por la SHCP de acuerdo a la Norma de Información Financiera Gubernamental General, NIFGG 01 "Norma para Ajustar al Cierre del Ejercicio, los Saldos en Moneda Nacional Originados por Derechos u Obligaciones en Moneda Extranjera para Efectos de Integración".

b. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras y otros similares de inmediata realización. A la fecha de los estados financieros consolidados, los intereses ganados y las utilidades o pérdidas en valuación se incluyen en los resultados del ejercicio, como parte del Resultado Integral de Financiamiento (RIF).

c. CUENTAS, DOCUMENTOS POR COBRAR Y OTROS

Las cuentas por cobrar se presentan a su valor de recuperación. El valor de realización de las cuentas por cobrar a largo plazo presentadas en el rubro de otros activos, en su caso, se determina considerando su valor presente. Adicionalmente, los ingresos por intereses de las cuentas por cobrar se reconocen conforme se devengan, siempre y cuando su importe se pueda valorar confiablemente y su recuperación sea probable.

d. INSTRUMENTOS FINANCIEROS PRIMARIOS

Los instrumentos financieros primarios, incluyen inversiones en títulos de deuda y de capital, y se clasifican de acuerdo con la intención que Pemex les asigna al momento de su adquisición, ya sea en: (i) títulos de deuda para conservar al vencimiento, (ii) instrumentos financieros con fines de negociación e (iii) instrumentos financieros disponibles para su venta. Inicialmente se reconocen a su costo de adquisición y posteriormente se valúan como se describe en los párrafos siguientes:

- i. Los instrumentos financieros clasificados como conservados a vencimiento son reconocidos inicialmente a su valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible. Posterior al reconocimiento inicial se valúan a costo amortizado usando el método de Tasa de Interés Efectiva (TIE), menos cualquier pérdida por deterioro.

Cualquier venta o reclasificación de un monto significativo de los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento, podría resultar en la reclasificación del total de los mismos a la categoría de instrumentos financieros disponibles para la venta e impedirían que Pemex clasificara las inversiones como conservadas al vencimiento durante el periodo corriente y por los siguientes 2 años.

- ii. Los instrumentos financieros con fines de negociación se reconocen a valor razonable con cambios en los resultados, los costos de transacciones atribuibles son reconocidos en resultados a medida que se incurren.
- iii. Los instrumentos financieros disponibles para su venta son activos financieros no derivados que han sido designados como disponibles para la venta y no están clasificados en ninguna de las categorías anteriores. Las inversiones de Pemex en algunos valores de renta variable y de ciertos títulos de deuda son clasificadas como activos financieros disponibles para la venta. Los activos financieros disponibles para la venta se reconocen inicialmente a valor razonable más cualquier costo de transacción directamente atribuible.

Posterior al reconocimiento inicial, son reconocidos a valor razonable y los cambios, que no sean pérdidas por deterioro y diferencias en moneda extranjera en instrumentos de deuda disponibles para la venta son reconocidos en otros resultados integrales en el patrimonio. Cuando una inversión es dada de baja, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio es reclasificada a los resultados del ejercicio.

Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por una norma o práctica común del mercado (compra-ventas convencionales) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en la que Pemex se compromete a comprar o a vender el activo.

e. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS Y OPERACIONES DE COBERTURA

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los instrumentos financieros derivados (IFD), que se presentan en el estado de situación financiera fueron valuados a valor razonable. En el caso de derivados con fines de negociación, los cambios en el valor razonable son llevados directamente al resultado del ejercicio dentro del RIF; en el caso de los derivados que formalmente son designados y que califican como IFD con fines de cobertura, son contabilizados siguiendo el modelo de contabilización de cobertura de valor razonable o el de flujo de efectivo.

f. INSTRUMENTOS FINANCIEROS CON CARACTERÍSTICAS DE PASIVOS, DE CAPITAL O AMBAS

Los instrumentos financieros emitidos por Pemex con características de pasivo, de capital o de ambas, se reconocen desde su emisión como pasivo a valor razonable, como instrumentos de capital o como ambas, dependiendo de los componentes que los integran.

Los costos iniciales incurridos por la emisión de dichos instrumentos se asignan al pasivo y al capital contable en la misma proporción de los montos de sus componentes. Las pérdidas y ganancias relacionadas con componentes de instrumentos financieros clasificados como pasivos se reconocen en el RIF. Las distribuciones de los rendimientos a los propietarios de componentes de instrumentos financieros clasificados como capital contable se cargan directamente a otros resultados integrales en el patrimonio.

g. DERIVADOS IMPLÍCITOS

Pemex evalúa la potencial existencia de derivados implícitos, incluidos en las cláusulas de los contratos o que en combinación con distintos contratos anfitriones, pudiendo ser éstos, ya sea instrumentos financieros del tipo estructurados (instrumentos de deuda o capital que conllevan derivados inmersos) ya reconocidos en el estado de situación financiera, así como contratos diversos, entre otros de adquisiciones, de obra y contratos de seguros, celebrados por Pemex.

h. DETERIORO DE ACTIVOS FINANCIEROS

Pemex evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de que algún activo financiero o grupo de activos financieros se hayan deteriorado, en cuyo caso, se procedería a determinar el importe recuperable del activo.

i. INVENTARIOS Y COSTO DE VENTAS

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El costo se determina con base en los elementos del costo de producción o adquisición, así como otros costos necesarios para darles su condición de inventarios. El costo de los inventarios se asigna utilizando la fórmula de costos promedio.

El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de disposición y costos de terminación estimados, dicha estimación considera entre otras cosas disminuciones en el valor de los inventarios por obsolescencia.

El costo de ventas representa el costo de producción o adquisición de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el ejercicio.

Los anticipos otorgados para la adquisición de inventarios son presentados como parte del rubro de inventarios, cuando el riesgo y los beneficios de propiedad de los inventarios han sido transferidos a Pemex.

j. POZOS, DUCTOS, PROPIEDADES Y EQUIPO

Las inversiones en pozos, ductos, propiedades y equipo se registran al costo de adquisición o construcción neto de depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, en el caso de pozos se utiliza el método de esfuerzos exitosos (ver inciso k) y de acuerdo a la LGCC y las Reglas de Registro y Valoración del Patrimonio, los bienes inmuebles no podrán tener un valor inferior al valor catastral que les corresponda.

El costo inicial de pozos, ductos, propiedades y equipo comprende su precio de compra o costo de construcción, cualquier costo directamente relacionado con la puesta en operación de un activo, y en su caso, la estimación inicial de la obligación de taponamiento y abandono de pozos.

El costo por financiamiento de proyectos que requieren grandes inversiones, y el incurrido por financiamientos específicos de proyectos, se reconoce como parte de los pozos, ductos, propiedades y equipo, cuando éste es atribuible directamente a la construcción o adquisición de un activo apto. La capitalización de estos costos es suspendida durante los periodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y su capitalización finaliza cuando se han completado, sustancialmente, las actividades necesarias para la utilización del activo apto. Todos los demás costos por financiamiento se reconocen en el estado de resultados en el periodo en el que se incurren.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye el costo de materiales, mano de obra directa y en su caso el resultado integral por financiamiento capitalizable; así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación. En algunos casos también incluye el costo de desmantelamiento y remoción.

Los desembolsos relacionados con la construcción de pozos, ductos, propiedades y equipo durante la etapa previa a su puesta en servicio, se presentan al costo como obras en construcción. Una vez que los activos están listos para su uso, se transfieren al componente respectivo de pozos, ductos, propiedades y equipo y se comienzan a depreciar o amortizar a partir del mes siguiente al que entran en operación.

Los costos de mantenimientos mayores o una reparación general, así como los de reemplazo de partes significativas de pozos, ductos, propiedades y equipo, se capitalizan en los casos en que es posible que los beneficios económicos futuros incorporados fluyan a Pemex, y su costo pueda ser medido de forma fiable. Los desembolsos por mantenimiento, reparaciones y renovaciones menores efectuadas para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a los resultados del ejercicio.

La depreciación se calcula a partir del mes siguiente al que entran en operación los activos, utilizando el método de línea recta, con base en la vida útil estimada de los activos. La amortización de los pozos se determina en función de la vida comercial estimada del campo al que pertenecen, considerando la relación existente entre la producción de barriles de petróleo crudo equivalente del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo, determinadas al inicio del año, con actualizaciones trimestrales por nuevas inversiones de desarrollo.

Las tasas de depreciación anual utilizadas por Pemex son las siguientes:

	<u>%</u>	<u>Años</u>
Edificios	3	33
Plantas y equipo de perforación	3-5	20-33
Mobiliario y equipo	10-25	4-10
Plataformas marinas y ductos	4	25
Equipo de transporte	4-20	5-25

Las pérdidas o ganancias generadas por la venta o disposición de activos fijos se reconocen en el resultado del ejercicio en que se incurren.

El valor capitalizado de los arrendamientos financieros, también se incluye dentro del rubro de pozos, ductos, propiedades y equipo.

Las propiedades, planta y equipo mantenidos bajo contratos de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor, del plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada. El valor de estos activos está sujeto a una evaluación anual de deterioro.

Los anticipos otorgados para la adquisición de propiedades, plantas y equipos son presentados como parte de este rubro, cuando el riesgo y los beneficios de propiedad de estos bienes han sido transferidos a Pemex.

k. COSTOS DE EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN DE POZOS

Pemex, por supletoriedad, aplica el método contable de esfuerzos exitosos, para el registro de los costos de exploración y perforación de pozos, de acuerdo con el *Accounting Standards Codification 932 "Extractive Activities-Oil and Gas"* emitido por

el "*Financial Accounting Standards Board*", a falta de lineamientos en México para la industria petrolera.

I. DETERIORO EN EL VALOR DE LOS ACTIVOS DE LARGA DURACIÓN Y SU DISPOSICIÓN

Pemex evalúa en cada fecha de presentación de información financiera si existen indicios de deterioro de los activos de larga duración. Si existen indicios, se estima el importe recuperable del activo. Una pérdida por deterioro se reconoce cuando el valor en libros de una unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable.

El importe recuperable de una unidad generadora de efectivo es el mayor entre el valor en uso y el valor razonable menos los costos de venta. Para determinar el valor en uso, se descuentan a su valor presente, los flujos de efectivo futuros netos que se espera sean generados por los activos, usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleje las condiciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener el activo. El valor razonable se mide utilizando flujos de efectivo descontados con los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o unidad generadora de efectivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en el mejor interés económico.

En el caso de las unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y exploración de reservas se utiliza el valor en uso, el cual considera las reservas probadas y probables, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una unidad generadora de efectivo es el grupo de activos identificable más pequeño que genera flujos de efectivo en forma sustancialmente independiente de otros activos o grupos de activos.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en los resultados del año. Las pérdidas por deterioro podrían ser revertidas únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después que la pérdida por deterioro fue reconocida; estas reversiones no excederán el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el deterioro nunca se hubiese reconocido.

m. ACTIVOS INTANGIBLES

Los activos intangibles con vida útil definida incluyen principalmente derechos de paso, derechos de vía y licencias de software. La vida útil de estos activos se basa en su periodo contractual o la vida remanente del activo al cual se encuentran asociados, el menor. Estos activos se registran a costo de adquisición o desarrollo y se amortizan en línea recta, durante la vida útil estimada, en adición a las pérdidas por deterioro acumuladas, en su caso. Los activos intangibles se presentan en el rubro de otros activos.

n. ARRENDAMIENTOS

Pemex aplica los lineamientos de la NIFGGSP 06 "Arrendamiento financiero", para el registro de los contratos de arrendamiento financiero, norma que contempla dos modalidades de registro:

- i. Arrendamiento financiero - es el contrato por el cual una persona se obliga a otorgar a otra el uso o goce temporal de bienes tangibles a plazo forzoso obligándose esta última a liquidar, en pagos parciales como contraprestación, una cantidad en dinero determinada o determinable que cubra el valor de adquisición de los bienes, las cargas financieras y los demás accesorios, y a adoptar al vencimiento del contrato alguna de las opciones terminales que establece la Ley

en la materia. La contabilización de las operaciones derivadas de los contratos de arrendamiento financiero se efectuará por el total de la adquisición de los bienes muebles y/o propiedades en las cuentas de activo específicas con la afectación presupuestaria por la inversión y por el mismo importe el pasivo correspondiente que en su caso, afectará el resultado presupuestario por el endeudamiento o desendeudamiento que resulte, de conformidad con la normatividad alineada a lo dispuesto en el CONAC.

- ii. Arrendamiento financiero casos excepcionales – es el contrato de arrendamiento financiero de propiedades o de bienes muebles cuyo monto sea mayor a \$ 300,000 y que se utilicen exclusivamente en la operación sustantiva de la entidad; esquema que se considera para efectos presupuestales el reconocimiento en el capítulo de inversión física, únicamente por las erogaciones que tengan lugar en cada ejercicio fiscal. La contabilización de las operaciones derivadas de los contratos de arrendamiento financiero casos excepcionales, deben reflejar contablemente el total de la adquisición de los bienes muebles y/o propiedades en las cuentas de activo y pasivo a largo plazo que no afectan los presupuestos públicos, para llevar su seguimiento.

A nivel presupuestario-contable, en cada ejercicio se reflejará el importe correspondiente a la parte proporcional del activo que se liquide incluido el Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente, así como los intereses con el IVA de los mismos.

Por lo que se refiere al pasivo, se traspasará el importe correspondiente al ejercicio de la cuenta de largo plazo a corto plazo, el cual deberá quedar cubierto en el mismo año.

Los pagos por arrendamientos operativos se reconocen como gastos en el estado de resultados durante la vigencia del arrendamiento, en caso contrario son tratados conforme a los párrafos anteriores.

ñ. OTROS ACTIVOS

Los otros activos incluyen principalmente anticipos y documentos por cobrar a largo plazo, los cuales se registran a su valor de adquisición o realización.

o. PROVISIONES

Una provisión se reconoce, si como resultado de un evento pasado, Pemex ha incurrido en una obligación legal o asumida que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. En los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Efectos ambientales

En concordancia con las disposiciones legales y contables aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos son probables y pueden ser razonablemente estimados. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, para la cual Pemex, tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

RETIRO DE ACTIVOS

Las obligaciones asociadas al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sea legales o asumidas relacionadas con el retiro de componentes de propiedades, planta y equipo, en su caso, las mismas deben ser reconocidas utilizando la técnica de valor presente esperado; en el remoto caso de que no pueda determinarse una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para determinar la mejor estimación.

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a los principales procesos de refinación, gas y petroquímicos, no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo, como resultado de mantenimientos reparaciones mayores, en consecuencia, no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados y por ende la obligación por retiro no es reconocida.

Por otro lado, los costos de abandono relativos a pozos actualmente en producción y a los temporalmente cerrados son reconocidos en resultados con base en el método de unidades producidas. En el caso de pozos improductivos, el costo total de abandono y desmantelamiento ha sido reconocido en resultados al final de cada periodo. Todas las estimaciones se basan en la vida del campo, tomando en consideración su valor presente (descontado). No se consideran valores de rescate debido a que éstos tradicionalmente no han existido.

p. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Los beneficios acumulados por pensiones, primas de antigüedad, otros beneficios al retiro y por terminación de la relación laboral por causa distinta de reestructuración, a que tienen derecho los empleados, se reconocen en los resultados como parte de las operaciones ordinarias, en el costo de ventas y/o en gastos generales según corresponda, con base en cálculos actuariales realizados por peritos independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado; Pemex incorpora el efecto de sus obligaciones laborales en estos estados financieros, conforme a los lineamientos establecidos en la NIFGSP 05 "Obligaciones laborales", la cual considera que el costo neto del periodo se registra en los resultados de Pemex, siempre y cuando no genere un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable (pérdida).

Los periodos de amortización de las partidas pendientes por amortizar son los siguientes:

Beneficios al retiro:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y la carrera salarial.

En la Vida Laboral Promedio Remanente (VLPR), las modificaciones al plan y las ganancias / pérdidas actuariales del periodo.

Beneficios por terminación:

En 5 años máximo el pasivo de transición inicial y las modificaciones del plan;

En un año la carrera salarial; y

El reconocimiento inmediato de las ganancias / pérdidas actuariales.

Al 31 de diciembre de 2013 la vida laboral promedio remanente de los empleados que tienen derecho a los beneficios del plan es aproximadamente de 8 años.

El plan de otros beneficios al retiro incluye los servicios médicos para los jubilados y sus beneficiarios, así como ayudas otorgadas en efectivo para consumos de gas, gasolina y canasta básica.

q. IMPUESTO ESPECIAL SOBRE PRODUCCIÓN Y SERVICIOS (IEPS)

El IEPS retenido a clientes, es un impuesto sobre las ventas locales de gasolina y diesel. Las tasas aplicables dependen, entre otros factores, del producto, del precio productor, de los fletes, de las comisiones y de la región en que se vende cada producto.

r. IMPUESTOS Y DERECHOS FEDERALES

Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios están sujetos a leyes especiales de impuestos, los cuales se basan principalmente en la producción e ingresos por venta de petróleo, gas y productos refinados, con ciertas deducciones, reconociéndose en el año en que se causan.

Los impuestos diferidos se registran por el método integral de activos y pasivos con enfoque integral, el cual consiste en reconocer un impuesto diferido aplicando la tasa del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP), a las diferencias temporales entre los valores contables y fiscales de los activos y pasivos a la fecha de los estados financieros consolidados. Desde su reconocimiento inicial y a la fecha de presentación de la información financiera, se evalúa la probabilidad de recuperación de los activos por impuestos diferidos y en la medida en que la probabilidad de recuperación de dicho activo se reduce, se reconoce una estimación para activos por impuestos diferidos no recuperables.

Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios no son sujetos de las Leyes del Impuesto sobre la Renta (ISR) ni del Impuesto Empresarial a Tasa Unica (IETU).

s. UTILIDAD (PÉRDIDA) INTEGRAL

La utilidad (pérdida) integral está representada por el resultado neto del ejercicio más los efectos por valuación de los instrumentos financieros disponibles para su venta, o aquéllos designados de cobertura de flujo de efectivo; así como por aquellas partidas que por disposición específica de alguna norma se reflejan en el patrimonio y no constituyen aportaciones, reducciones o distribuciones del patrimonio.

t. CONTINGENCIAS

Las obligaciones o pérdidas importantes relacionadas con contingencias se reconocen cuando es probable que sus efectos se materialicen y existan elementos razonables para su cuantificación. Si no existen estos elementos razonables, se incluye su revelación en forma cualitativa en las notas a los estados financieros consolidados. Los ingresos, utilidades o activos contingentes se reconocen hasta el momento en que existe certeza de su realización.

u. RECONOCIMIENTO DE LOS INGRESOS

Los ingresos por venta se reconocen en el momento en el que se transfieren los riesgos y beneficios del petróleo crudo, productos refinados, gas, derivados y petroquímicos, a los clientes que los adquieren, lo cual ocurre como sigue:

- i. De acuerdo a las condiciones comerciales negociadas.
- ii. En el momento en que el cliente recoge el producto en las instalaciones de Pemex.
- iii. En el momento en que Pemex entrega el producto en un punto específico.

Los ingresos por servicios se reconocen cuando se devengan, lo cual sucede una vez que existe el derecho de cobro sobre los mismos.

V. RESULTADO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO (RIF)

El RIF incluye los intereses, las diferencias en cambios y los efectos de valuación de instrumentos financieros, deducidos de los importes capitalizados.

ANEXO 3

DICTAMEN DEL AUDITOR EXTERNO A LOS ESTADOS
FINANCIEROS 2013-2012 DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, BAJO NORMAS
GUBERNAMENTALES

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al H. Consejo de Administración de
Petróleos Mexicanos

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2013, y los estados consolidados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo, correspondientes al año terminado en dicha fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Los estados financieros consolidados han sido preparados por la administración de la entidad de conformidad con las disposiciones en materia de información financiera que se indican en la Nota 3 a los estados financieros que se acompañan y establecidas en la Ley General de Contabilidad Gubernamental, el Manual de Contabilidad Gubernamental para el Sector Paraestatal Federal emitidas por la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y en las Normas de Información Financiera Mexicanas emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A. C. que son aplicadas de manera supletoria y que le han sido autorizadas a la entidad.

Responsabilidad de la administración en relación con los estados financieros

La administración de la entidad es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las reglas contables indicadas en el párrafo anterior y que se mencionan en la Nota 3 a los estados financieros que se acompañan, y del control interno que la administración consideró necesario para permitir la preparación de estos estados financieros libres de desviación material, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos con los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de desviación material. La auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros, debido a fraude o error. Al efectuar dichas evaluaciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de la administración de la entidad, de los estados financieros, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad.

La auditoría también incluye la evaluación de las políticas contables aplicadas, de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración y de la presentación de los estados financieros en su conjunto.

Consideramos que la evidencia que hemos obtenido en nuestra auditoría proporciona una base suficiente y adecuada para sustentar nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios indicados en el primer párrafo de este informe, al 31 de diciembre de 2013 y por el año terminado en esa fecha, han sido preparados y cumplen, en todos los aspectos materiales, de conformidad con las reglas contables que se señalan en la Nota 3 a los estados financieros.

Base de preparación contable y utilización de este informe

Sin que ello tenga efecto en nuestra opinión, llamamos la atención sobre la Nota 3 a los estados financieros adjuntos, en la que se describen las bases contables utilizadas para la preparación de los mismos. Dichos estados financieros fueron preparados para cumplir con los requerimientos normativos gubernamentales a que está sujeta la entidad y para ser integrados en el reporte de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, los cuales están presentados en los formatos que para tal efecto fueron establecidos por la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; consecuentemente, éstos pueden no ser adecuados para otra finalidad.

Párrafo de énfasis

Como se menciona en la Nota 2, el 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía (el "Decreto"), de las cuales se derivan ciertos cambios que afectarán la estructura actual de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como la creación de un organismo público descentralizado, denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural, que será el encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento de gas natural, por lo que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios transferirán los recursos necesarios para que dicho Centro adquiera y administre dicha infraestructura. A la fecha de este informe no se han cuantificado los efectos correspondientes de dicho Decreto, debido a que no se han promulgado las leyes secundarias en materia de energía. Este asunto no tiene efecto en nuestra opinión.

Otras cuestiones

Los estados financieros de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 fueron auditados por otros auditores independientes, quienes expresaron una opinión sin salvedad sobre dichos estados financieros el 22 de febrero de 2013.

CASTILLO MIRANDA Y COMPAÑÍA, S. C.



C.P.C. Bernardo Soto Peñafiel

México, D. F., a
24 de febrero de 2014

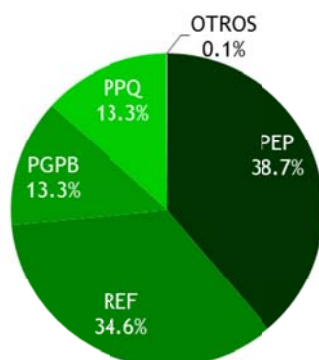
ANEXO 4

SERVICIOS COMUNES

FACTURACIÓN DE SERVICIOS CORPORATIVOS BAJO IFRS, ENERO-DICIEMBRE DE CADA AÑO

Los servicios comunes prestados a los organismos subsidiarios, expresados en millones de pesos, se muestran a continuación:

Servicios	2012	2013					Total Servicio	Participación por Servicio
		PEP	REF	PGPB	PPQ	OTROS		
Corporativo de administración	32,526.9	12,116.0	10,589.9	4,962.3	4,767.1	0.0	32,435.3	58.6%
Salud	18,547.7	7,704.2	7,354.1	1,912.9	2,236.2	15.3	19,222.7	34.7%
Telecomunicaciones	2,174.2	948.3	601.7	204.9	127.1	5.0	1,887.0	3.4%
Integrados del centro administrativo	1,491.1	580.0	570.7	266.7	212.0	17.9	1,647.3	3.0%
Información geográfica	120.2	38.7	20.9	13.0	7.2	0.0	79.8	0.1%
Aduanales	119.0	57.6	44.3	8.5	0.8	0.0	111.2	0.2%
Total organismo	54,979.1	21,444.8	19,181.6	7,368.3	7,350.4	38.2	55,383.3	100%



ANEXO 5

AVANCES EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

AVANCES EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE PROVEEDORES, CONTRATISTAS Y CONTENIDO NACIONAL

1. PRESENTACIÓN

En cumplimiento al último párrafo del Artículo 13 transitorio de la Ley de Petróleos Mexicanos, se presentan los avances en la Estrategia para el Desarrollo de Proveedores, Contratistas y Contenido Nacional (la Estrategia), durante 2013.

La Estrategia tiene como objetivo incrementar el grado de contenido nacional en las contrataciones de bienes, servicios, arrendamientos y obras de Petróleos Mexicanos, a través del desarrollo de sus proveedores y contratistas nacionales, contribuyendo al desarrollo de sus cadenas productivas.

Lo anterior conlleva esfuerzos de corto, mediano y largo plazos al dirigir las acciones instrumentadas a la solución de los múltiples retos derivados de aspectos normativos y contractuales, las necesidades operativas de Petróleos Mexicanos, las expectativas de la industria, la coordinación con entidades del Gobierno Federal y de los Gobiernos Estatales y a las limitaciones estipuladas en los Tratados de Libre Comercio.

La Estrategia parte de la premisa de maximizar el valor económico para Petróleos Mexicanos, sin afectar la ejecución ni el costo de los proyectos.

A partir de la estimación inicial de 35.1% de contenido nacional para el periodo 2006-2008, se fijó como meta incrementarlo 25% del año 2009 al 2019, para alcanzar 43.9%.

2. INSTRUMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA

CONTENIDO NACIONAL (CN). Se han llevado a cabo acciones para homologar los criterios relativos al contenido nacional en Petróleos Mexicanos. En este contexto se elaboraron una serie de guías que se incluyen en las bases de concurso y solicitudes de cotización para adquisición de bienes al amparo de la Ley de Petróleos Mexicanos, las cuales incluyen definiciones sobre la fórmula de medición del grado de integración nacional de los bienes, la acreditación de bienes nacionales, la aplicación de márgenes de preferencia al precio de bienes nacionales en comparación con el precio de bienes de importación no cubiertos por tratados, así como la declaración del grado de integración nacional de los bienes suministrados. Asimismo se elaboraron guías correspondientes a contrataciones de obra pública, servicios y arrendamientos. Por otro lado, se trabajó en el diseño y construcción del sistema de registro del grado de integración nacional de los bienes y servicios adquiridos por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

Como parte de las acciones tendientes a incrementar el contenido nacional en las contrataciones, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen en sus contrataciones de obra pública requisitos de contenido nacional con base en los alcances

particulares de los proyectos y respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio suscritos por México.

Por otra parte, se coordinó el grupo de trabajo conformado por cámaras y asociaciones industriales y Petróleos Mexicanos cuyo objeto es avanzar en temas relativos al desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional.

DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS. Se apoyó el desarrollo integral de proveedores y contratistas establecidos en México, con énfasis en las pequeñas y medianas empresas (PYMES), a fin de contar con una proveeduría nacional más eficiente y competitiva que satisfaga la demanda de Petróleos Mexicanos. Actualmente se encuentran en ejecución proyectos de desarrollo de empresas fabricantes de equipo de perforación, equipo eléctrico, servicios relacionados con la operación de Pemex-Exploración y Producción; se iniciaron dos proyectos de desarrollo de empresas nacionales fabricantes de válvulas y de bienes eléctricos, a partir de estudios sectoriales realizados en coordinación con las cámaras y asociaciones industriales relacionadas; y se inició un proyecto de desarrollo regional en coordinación con el Estado de Tabasco. Los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas se instrumentan a través de apoyos de asistencia técnica canalizados mediante el Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal (FISO). Se impulsó el otorgamiento de créditos a empresas que tienen contratos vigentes con Petróleos Mexicanos. Se realizaron actividades para fortalecer la relación con proveedores y contratistas, entre las que destacan la difusión de las necesidades de demanda en el mediano plazo, realización de foros regionales para el desarrollo de proveedores y contratistas, y mantener el impulso a las compras a PYMES.

3. CONTENIDO NACIONAL ESTIMADO EN LAS CONTRATACIONES DE BIENES, SERVICIOS, ARRENDAMIENTOS Y OBRA PÚBLICA

El indicador de contenido nacional estimado muestra un incremento de 1.0 punto porcentual, al pasar de 40.5% en 2009-2011 a 41.5% en el periodo 2010-2012.

CONTENIDO NACIONAL EN PETRÓLEOS MEXICANOS					
	2006-2008	2007-2009	2008-2010	2009-2011	2010-2012
Consolidado PEMEX	35.1%	35.6%	38.7%	40.5%	41.5%
Bienes	18.6%	23.3%	29.9%	37.8%	43.1%
Servicios y arrendamientos	22.6%	22.7%	29.1%	35.2%	37.4%
Obra pública y servicios relacionados	52.0%	50.4%	48.4%	46.6%	45.5%

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones. Petróleos Mexicanos.

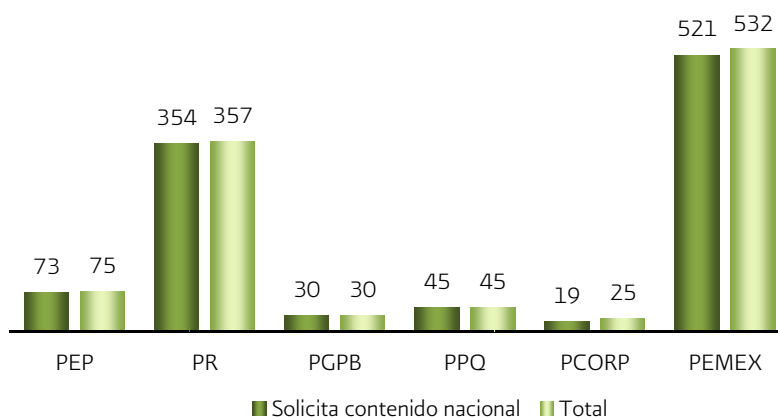
4. REQUISITOS DE CONTENIDO NACIONAL EN CONTRATACIONES DE OBRA PÚBLICA

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios incluyen requisitos de contenido nacional en sus contrataciones de obra pública.

Con el objeto de alcanzar la meta de incremento en el contenido nacional, la dirección general de Petróleos Mexicanos giró instrucciones para que en las contrataciones de obra pública y servicios relacionados se incluyan requerimientos de contenido nacional de acuerdo a la naturaleza de los proyectos a ejecutar. Lo anterior, aunado a la difusión promovida al interior de Petróleos Mexicanos, derivó en un aumento en el porcentaje de licitaciones que solicitaron mínimos de contenido nacional en 2013.

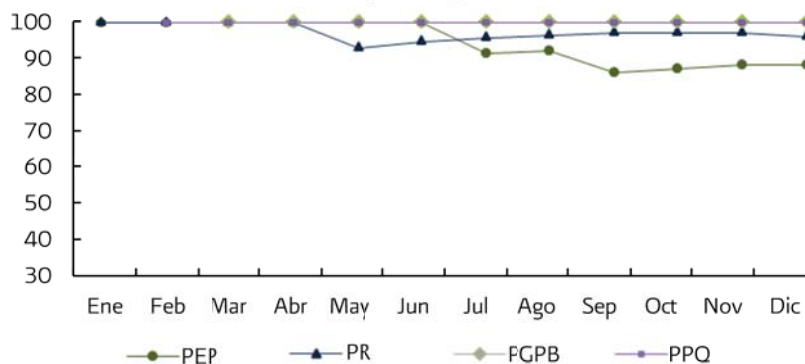
De 532 licitaciones registradas en 2013, en 521 (98%) se solicitaron mínimos de contenido nacional, lo cual representa un incremento de 11 puntos porcentuales con respecto a lo observado en 2012 (87%).

LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, 2013



Fuente: Petróleos Mexicanos.

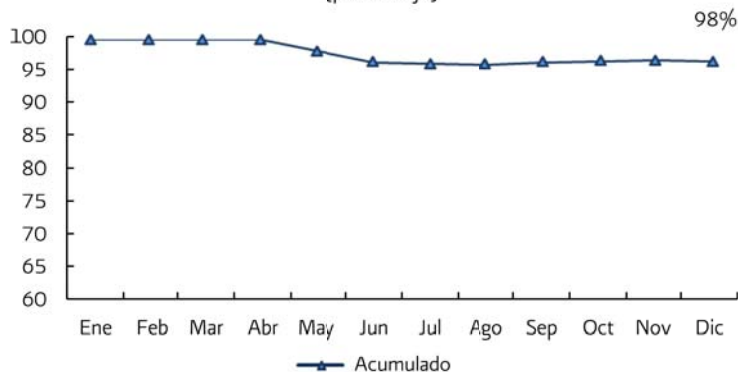
LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, ACUMULADO 2013 (porcentaje)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

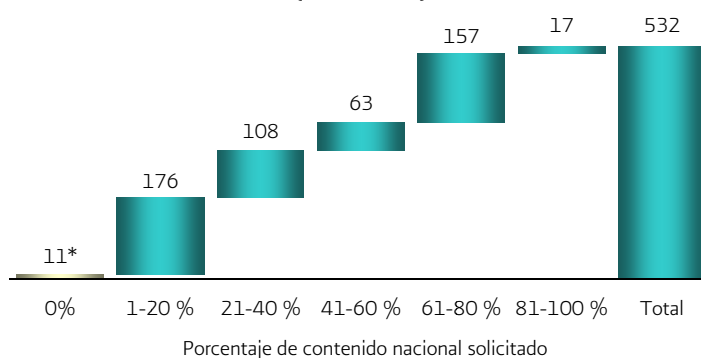
A continuación se muestra el desglose del porcentaje de contenido nacional solicitado en las licitaciones de obra pública.

LICITACIONES DE OBRA QUE SOLICITAN CONTENIDO NACIONAL, ACUMULADO 2013
(porcentaje)



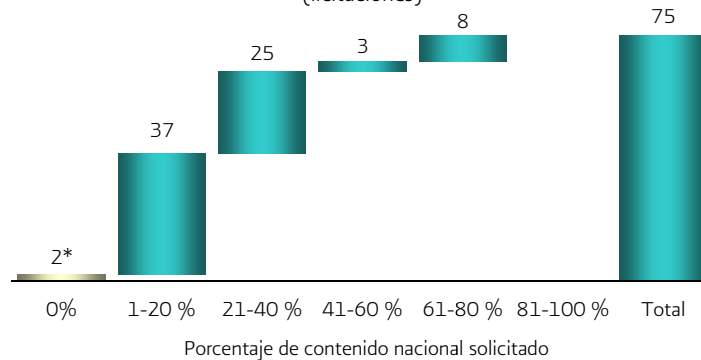
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS, 2013
(Licitaciones)



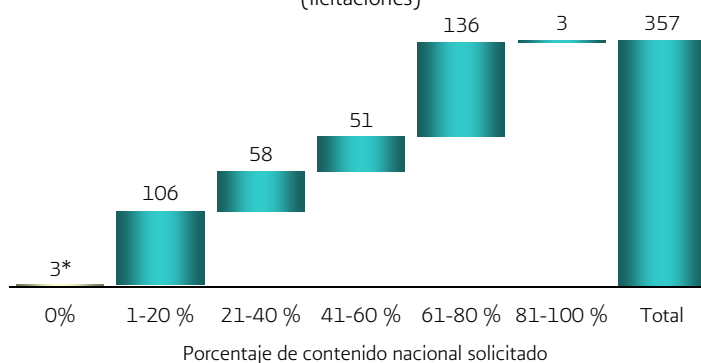
* El Contenido Nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2013
(licitaciones)



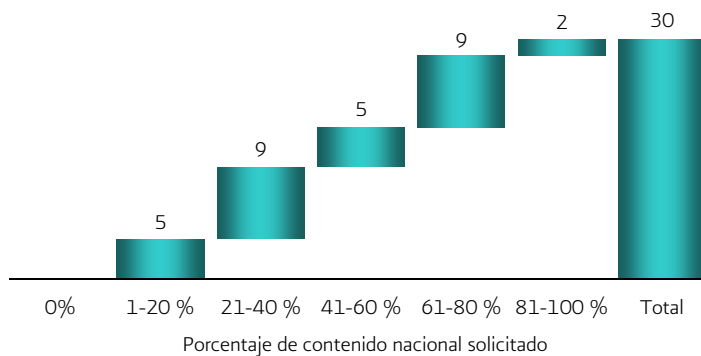
* El Contenido Nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-REFINACIÓN, 2013
(licitaciones)



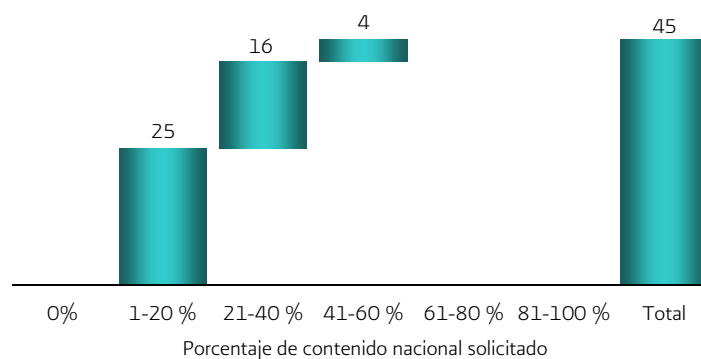
* El Contenido Nacional depende del alcance de cada obra.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA, 2013
(licitaciones)

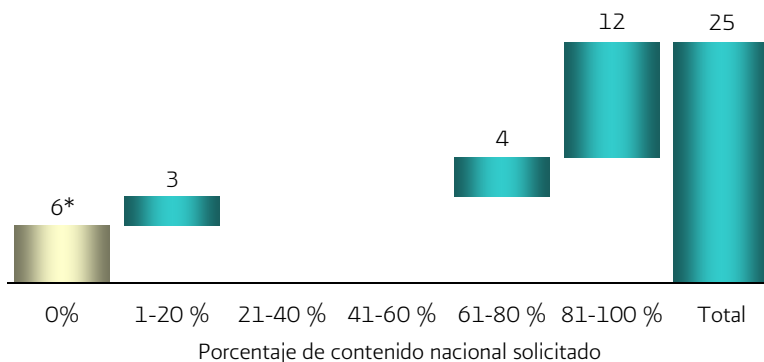


Fuente: Petróleos Mexicanos.

PEMEX-PETROQUÍMICA, 2013
(licitaciones)



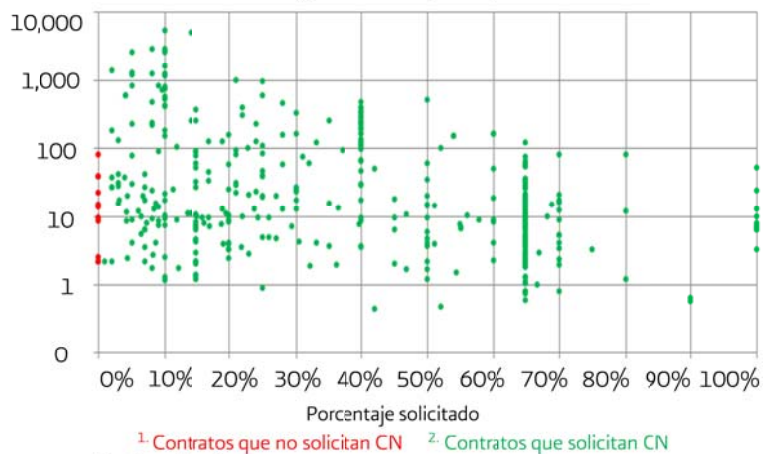
Fuente: Petróleos Mexicanos.

CORPORATIVO, 2013
 (licitaciones)


* El Contenido Nacional depende del alcance de cada obra.
 Fuente: Petróleos Mexicanos.

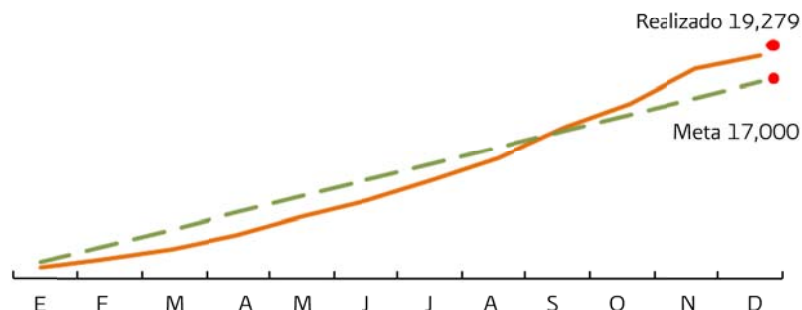
Por otra parte, resulta importante destacar la relación existente entre el valor del contrato y el contenido nacional exigido en la licitación que le dio origen. En el rango de contratos de 1 a 10 millones de pesos, en 5 no se solicitaron mínimos de contenido nacional, mientras que en 185 sí se requirieron. Lo anterior se observa en la gráfica que se muestra a continuación, en donde cada punto representa un contrato.

En las contrataciones mayores a los 1,000 millones de pesos, se observa que en todos los contratos (16) se solicitaron mínimos de contenido nacional. Debido al valor de este tipo de contrataciones, el contenido nacional solicitado representa un monto importante destinado a la compra de bienes nacionales.

RELACIÓN DE CONTRATOS Y CONTENIDO NACIONAL, 2013
 (millones de pesos)


Fuente: Petróleos Mexicanos.

COMPRAS A PYMES, 2013
(millones de pesos)



Nota: Incluye adquisiciones, servicios y obra pública.
Fuente: Petróleos Mexicanos.

5. CAPACITACIÓN SOBRE CONTENIDO NACIONAL

Con el objeto de capacitar al personal de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, involucrado en los procesos de contratación o en la administración y supervisión de los contratos, se impartieron talleres sobre el correcto uso y llenado de las guías descritas en el punto 2 de este apartado, así como la metodología para calcular el mínimo de contenido nacional que se puede solicitar en los contratos de obra pública. Al cierre de 2013 se capacitaron 1,117 personas.

6. CONTRATACIONES A PYMES

En 2013 Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios y empresas filiales tuvieron contratos con PYMES por 19,279 millones de pesos, monto superior 13% respecto de la meta anual fijada por el Gobierno Federal, de 17,000 millones de pesos; y 100 millones de pesos por encima de 2012.

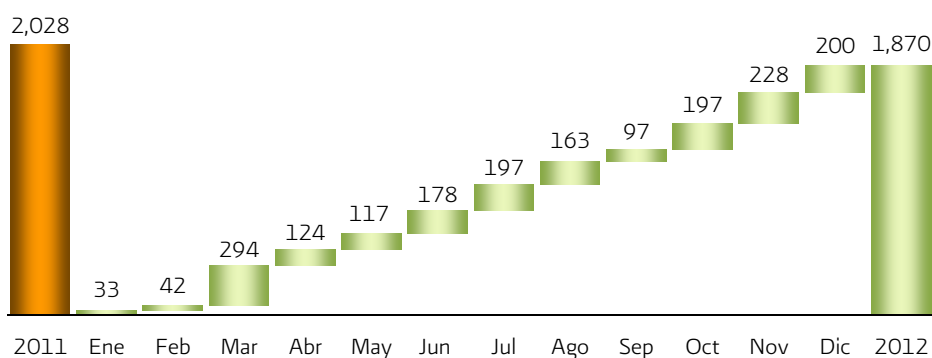
Los contratos a PYMES se distribuyeron de la siguiente manera: Pemex-Refinación 46%; Pemex-Exploración y Producción 19%; Pemex-Gas y Petroquímica Básica 13%; Pemex-Corporativo 9%; Pemex-Petroquímica 4%; y empresas filiales 9%.

7. FINANCIAMIENTO Y APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA A TRAVÉS DEL FIDEICOMISO PARA APOYAR A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS NACIONALES (FISO)

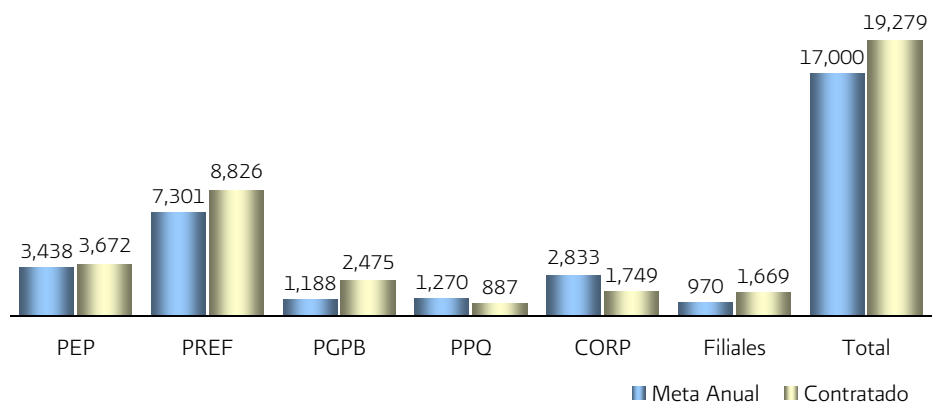
Los proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos tienen acceso a productos financieros y a apoyos de asistencia técnica a través del FISO.

En coordinación con Nacional Financiera (NAFIN), se desarrollan instrumentos financieros con mejores tasas de interés, montos y plazos mayores, y se coordinan eventos para difundir soluciones de financiamiento y créditos a los proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos a nivel local.

FINANCIAMIENTO A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS, FISO, 2012
(millones de pesos)



COMPRAS A PYMES, 2013
(Millones de pesos)



Fuente: Petróleos Mexicanos.

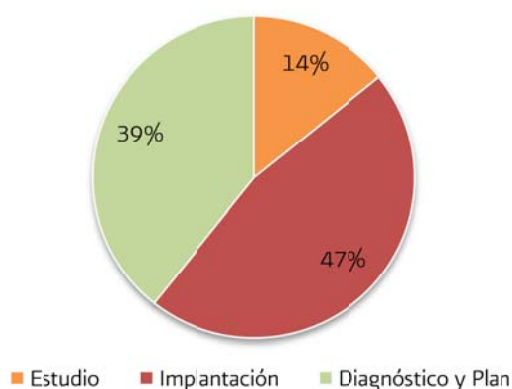
En 2013, el financiamiento otorgado a proveedores y contratistas de Petróleos Mexicanos fue de 2,002 millones de pesos. A partir de la constitución del FISO, los recursos financieros otorgados ascienden a 8,199 millones de pesos.

Por lo que respecta a los recursos de asistencia técnica, la mayoría se canalizaron a trabajos de implantación de acciones de mejora de los Proyectos de Desarrollo de Proveedores y Contratistas. En 2013, se otorgaron apoyos por 3.3 millones de pesos. El monto total acumulado de recursos de asistencia técnica otorgados al cierre de 2013 es de 11.6 millones de pesos.

FINANCIAMIENTO A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS, FISO, 2013
(millones de pesos)



DISTRIBUCIÓN DE APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA



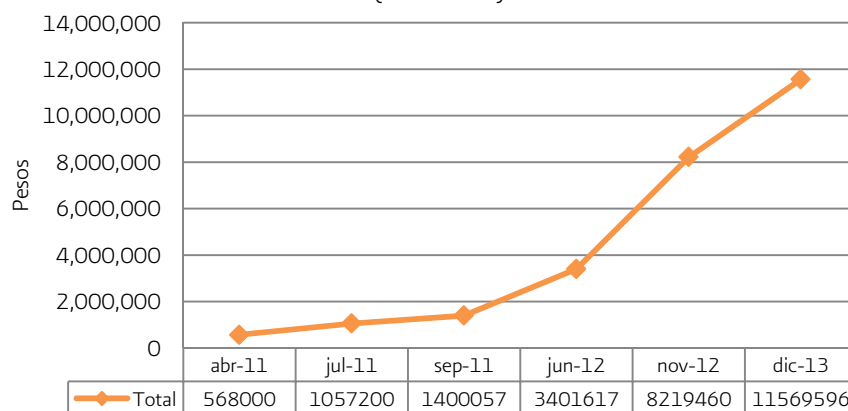
8. AVANCES EN DESARROLLO DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

Los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas (PDPC) se originan con la identificación de los recursos críticos a partir del pronóstico de demanda de bienes y servicios de Petróleos Mexicanos, entendiéndose como recursos críticos aquellos bienes y servicios que representan un alto y sostenido volumen de adquisición, así como potencial de incremento de grado de integración nacional.

El Pronóstico de demanda, que incluye los bienes y servicios que contratará Petróleos Mexicanos mediante adquisiciones u obra pública en los próximos cinco años, se publicó por primera ocasión para el periodo 2011-2015 y en abril de 2013 se publicó la herramienta para el periodo 2013-2017.

La utilidad del Pronóstico de Demanda es dual; por una parte, hacia afuera de Petróleos Mexicanos permite a los proveedores de servicios y fabricantes de bienes fortalecer su planeación a corto y mediano plazos con base en las necesidades de Petróleos Mexicanos. Por otra parte, al interior de Petróleos Mexicanos sirve como elemento de análisis para identificar los recursos críticos en los cuales Petróleos Mexicanos enfocará su estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas.

EVOLUCIÓN DE APOYOS DE ASISTENCIA TÉCNICA
(acumulado)



En 2013, los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas se impulsaron en tres vertientes:

SECTORIALES. Desarrollo de grupos de empresas que pertenecen a un sector industrial. Estos esfuerzos inician con un estudio que incluye el análisis entre la demanda de Petróleos Mexicanos y la oferta nacional del bien en cuestión, la identificación de limitaciones para incrementar el grado de integración nacional en la fabricación de dichos bienes. A partir de los resultados se impulsan dos tipos de iniciativas: esfuerzos individuales con cada empresa participante y esfuerzos de desarrollo industrial para atender, de la mano de la Secretaría de Economía, problemáticas comunes de escala nacional.

A diciembre de 2013 se encontraban abiertas dos convocatorias a fabricantes nacionales de válvulas y bienes eléctricos que demanda Petróleos Mexicanos, continuación de los estudios realizados durante 2012. Asimismo se encuentran abiertas las convocatorias de estudios de los sectores relacionados con la industria fabricante de instrumentos de medición, bombas y tubería que serán realizados con las cámaras industriales de esta industria.

ESPECÍFICOS. Desarrollo para empresas y cadenas de suministro específicas que inician con el diagnóstico del proceso productivo para identificar áreas de oportunidad de mejora, y que derivan en la ejecución de acciones con objeto de elevar la competitividad de las empresas participantes. Cuando se trata del diagnóstico de grandes empresas y sus proveedores, se habla de una empresa tractora y su cadena de suministro. El mismo esfuerzo, en menos escala se hace con empresas de manera individual.

ANEXO 6

LITIGIOS RELEVANTES VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE
DE 2013

1) Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. ("COMMISA") Vs. PEP IPC-01

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
13613/CCO/JRF Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.	<p>Pago de trabajos ejecutados, daños y perjuicios al amparo del contrato de obra para la construcción de dos plataformas en Cantarell, proyecto IPC-01.</p> <p>La Corte Internacional de Arbitraje condenó a PEP a pagar a COMMISA las siguientes cantidades 293.64 MMUS\$ y 34.45 MM\$ más intereses. Asimismo, se condenó a COMMISA a pagar a PEP 5.9 MMUS\$ más intereses.</p> <p style="text-align: center;">Montos reclamados: 6,987.52 MM\$</p>	Arbitraje 13613/CCO/JRF: Laudo condenatorio en ejecución.

2) Bardahl de México S.A. de C.V. Vs. Mexicana de Lubricantes ("MEXLUB") y PR

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
95/2007 Juzgado Quinto de Distrito en materia Civil del Tercer Circuito en la ciudad de Guadalajara, Jalisco	<p>La nulidad del contrato de licencia de uso de marca y su convenio modificatorio celebrados entre PR y MEXLUB; en cuya cláusula segunda el Organismo se obligó a incluir en los contratos de Franquicia y Suministro una cláusula de exclusividad que obliga a vender en las estaciones franquiciadas, únicamente los productos autorizados por PR comercializados bajo las marcas licenciadas a MEXLUB;</p> <p>Pago de daños y perjuicios ocasionados como consecuencia de la práctica monopólica consistente en la ganancia lícita que BARDAHL ha dejado de percibir como consecuencia de no permitírsele la comercialización de los aceites y lubricantes que elabora, dentro de las estaciones de servicios o gasolineras del País.</p> <p style="text-align: center;">Montos reclamados: 6,210.69 MM\$</p>	<p>Se absolvió del pago de los perjuicios reclamados a PR en primera y segunda instancia.</p> <p>En trámite de amparo directo, pendiente de resolver.</p>

3) Conproca, S.A. de C.V. ("CONPROCA") Vs. PR

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
11760/KGA Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.	<p>(Proyecto de Reconfiguración Refinería Cadereyta.)</p> <p>CONPROCA: Obras adicionales, valor agregado, retrasos, aceleración y pérdida de productividad, cobro indebido de cartas de crédito.</p> <p>PR: Obras no ejecutadas, obras ejecutadas fuera de especificación, daños a PR y a terceros.</p> <p>Ambos: Gastos Financieros, gastos y costas.</p> <p>El Tribunal Arbitral dictó Laudo Final, resolviendo a favor de: CONPROCA: 311.17 MMUS\$ y a PEMEX: 29.05 MMUS\$. Compensando los montos, resulta una cantidad favorable a CONPROCA por 282.12 MMUS\$ más gastos financieros e impuestos.</p> <p style="text-align: center;">Montos reclamados: 4,633.75 MM\$</p>	Se dictó laudo condenatorio, actualmente en proceso de ejecución.

4) PEP Vs. Servicio de Administración Tributaria (SAT)

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio contencioso administrativo. 28733/10-17-03-7 Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.	El SAT dio a conocer a PEP las observaciones de la revisión a los Estados Financieros del Ejercicio 2006, determinando diversos créditos fiscales (IVA y Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos). Derivado de lo anterior, PEP interpuso un Juicio Contencioso Administrativo en contra de los créditos fiscales. Montos reclamados: 4,575.20 MM\$	Citado para resolución definitiva.

5) Controversias promovidas por Energy Maintenance Services Group I, LLC y EMS Energy Services México, S. de R.L. (EMS) Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil 227/2010. Juzgado Tercero de Distrito, en el Estado de Tabasco.	Rescisión del Contrato de Obra Pública 4204078362 por causas imputables al Organismo, así como el pago de diversas prestaciones económicas, los cuales representan un pasivo contingente por la cantidad de 193.71 MMUS\$.	El juicio se encuentra en el periodo de desahogo de pruebas.
Juicio de Nulidad número 4957/11-17-07-1. Séptima Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.	Nulidad de la rescisión administrativa del contrato determinada por el Organismo. Montos reclamados: 2,530.89 MM\$	Ídem.

6) PR Vs. Servicio de Administración Tributaria (SAT)

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio contencioso administrativo. 28733/10-17-03-7, Tercera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa	El Servicio de Administración Tributaria (SAT) dio a conocer a PR las observaciones de la revisión a los Estados Financieros del Ejercicio 2006, determinando diversos créditos fiscales por la supuesta omisión en el entero de Impuesto Al Valor Agregado, actualización recargos y multa, Impuesto al Rendimiento Petrolero. Derivado de lo anterior, PR interpuso un Juicio Contencioso Administrativo solicitando la nulidad de los créditos fiscales. Montos reclamados: 1,553.37 MM\$	Citado para resolución definitiva.

7) Compañía Petrolera La Norma, S.A. Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio contencioso administrativo. Exp. 4334/11-11-02-6. Segunda Sala Regional Hidalgo-México del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa en Tlalnepantla, Estado de México	La Compañía Petrolera La Norma, S.A., reclama la indemnización por concepto de cancelación de las concesiones confirmatorias de derechos petroleros, basándose en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo de 1958 y su Reglamento. Montos reclamados: 1,552.73 MM\$	Contestación de Ampliación de demanda.

8) Irma Ayala Tijerina de Barroso y otros Vs. PGBP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil 6/2010. Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas.	Los actuales propietarios, integrantes de las familias Ayala Tijerina, Ayala Santos y Ramírez Sen, demandan el pago de la cantidad de 790.8 MM\$ por concepto de inutilidad y menoscabo de una superficie de terreno de 96 hectáreas aproximadamente, generadas por las cosechas dejadas de producir ocasionado según manifiestan, por los desechos tóxicos que los demandados en forma dolosa han permitido que se derramen en sus inmuebles en los últimos 50 años, más los que se sigan causando, así como el pago de la cifra de 700 MM\$ de pesos como indemnización por estimar ese valor para sus terrenos. Montos reclamados: 1,490.87 MM\$	El juicio se encuentra en la etapa de desahogo de pruebas.

9) Saboratto S.A. de C.V. Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil Exp. 469/2010 Juzgado Décimo Segundo de Distrito en Materia Civil	Responsabilidad civil, daños y perjuicios derivados de los contratos 413053828 y 413054808; rescisión judicial de los mismos, daño moral; pago del daño que por endeudamiento sufrió la actora; pago del perjuicio ocasionado al provocar el declive económico de la actora, y; gastos y costas. Montos reclamados: 1,451.47 MM\$	En etapa de alegatos.

10) ADT Petroservicios, S.A. de C.V. y X-Treme Energy Group, Inc. Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
1578/11-13-01-3. Primera Sala Regional del Golfo, en Jalapa, Veracruz. Juicio contencioso administrativo federal número 1578/11-13-01-3 en la Primera Sala Regional del Golfo del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa (TFJFA)	La declaración judicial respecto a la improcedente e ilegal rescisión del contrato número 424029001; la declaración judicial respecto de que las demandantes cumplieron con las obligaciones contenidas en el contrato número 424029001; la declaración judicial que no procede la ejecución de la fianza; el pago de la cantidad de 90.86 MMUS\$ por concepto del monto no ejercido del contrato número 424029001; el pago de daños y perjuicios de por la cantidad de 7.29 MMUS\$, y; el pago de los intereses legales y de gastos y costas. Montos reclamados: 1,187.10 MM\$	Se dictó resolución definitiva absolviendo a PEP de las prestaciones reclamadas, actualmente en trámite de amparo directo promovido por el actor.

11) Lico Ambiental S.A. de C.V. Vs. PR

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
432/2008 Juicio Ordinario Civil Juzgado Cuarto de Distrito en Guadalajara, Jalisco	El pago de los trabajos de atención a la emergencia y limpieza derivado del derrame de combustóleo en el Puerto de Manzanillo, Colima, por la ruptura de un oleoducto en junio de 2006. Montos reclamados: 864.24 MM\$	Fue declarada la caducidad de la instancia, pendiente que la resolución quede firme.

12) Sucesión de Ramiro C. Rodríguez Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil 14/2011 Juzgado Séptimo de Distrito en Reynosa, Tamaulipas.	Pretende la desocupación y entrega de bien inmueble con superficie de 195,879.98 metros cuadrados o en su defecto el pago del valor actual del inmueble que se fije mediante avalúo pericial. Demanda igualmente por concepto de frutos, una renta mensual de 4,702 MM\$ de 10 años atrás a la fecha, más las que se sigan generando, los intereses legales sobre dichas sumas y el pago de gastos y costas judiciales; ello, por considerar que el Organismo se apropió indebidamente de los terrenos que originalmente se donaron a la Secretaría de la Defensa Nacional para la instalación del Campo Militar. Montos reclamados: 864.24 MM\$	Se resolvió incidente de competencia del Tribunal pendiente apertura del juicio a prueba.

13) Logística, Servicios y Proyectos Offshore de México, S. de R.L. Vs. PEP

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil número 156/2012. Juzgado Décimo Primero de Distrito en Materia Civil en el Distrito Federal.	a) El pago de la cantidad de 23.07 MMUS\$ por concepto de los daños originados por el incumplimiento a los términos contractuales en que incurrió la hoy demandada PEP. b) El pago de la cantidad de 41.25 MMUS\$ por concepto del perjuicio sufrido el que equivale al total del contrato básico, originados por el incumplimiento a los términos contractuales en que incurrió la actuación de la hoy demandada PEP. c) El pago de gastos y costas que del presente juicio se originen. d) El pago de los intereses moratorios al tipo legal que se causaron y que se sigan causando hasta la total solución del presente juicio. Montos reclamados: 840.42 MM\$	Desahogo de pruebas.

14) Servicio Pescadores, S.A. de C.V Vs. PR

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Civil 26/2012 del índice del Juzgado Tercero de Distrito en el Estado de Tabasco.	El pago de: daños y perjuicios por la rescisión de cuatro contratos de suministro de combustible celebrado con diversos clientes; fletes no realizados por la retención ilegal de dos tracto camiones con autotanques; daños ocasionados por la retención de 77,800 litros de combustible diesel marino especial; diesel marino (77,800 litros) a precio de venta actual retenido por PR; adeudo fiscal a favor de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; gastos de reten pagado a la empresa Grúas Olmeca S.A. de C.V.; actualización por inflación; recargos y daño moral, y gastos y costas, incluyendo honorarios profesionales a razón del 30% sobre el valor total de la reclamación, así como el IVA sobre dichos honorarios. Montos reclamados: 734.10 MM\$	Desahogo de pruebas.

15) PR Vs. CFC

Expediente	Prestaciones y montos reclamados	Situación actual
Juicio Ordinario Administrativo DE-024-2010 y acumulado.	La nulidad de la resolución emitida por la CFCE del 20 de agosto de 2013, que determina que PR incurrió en una práctica monopólica consistente en la venta o transacción condicionada a comprar, adquirir, vender o proporcionar otro bien o servicio adicional, normalmente distinto o distinguible, o sobre bases de reciprocidad; ordenando su eliminación, además impone multa por diversos montos y obliga a presentar un esquema de cumplimiento para la corrección o supresión de la supuesta práctica (dentro de 30 días hábiles). Montos reclamados: 653.21 MM\$	Se interpuso amparo contra la resolución administrativa de fecha 20 de agosto de 2013, el cual está pendiente de resolver.

ANEXO 7
CONTRATO DE INVERSIÓN CON EL ASTILLERO
BARRERAS

CONTRATO DE INVERSIÓN CON EL ASTILLERO BARRERAS

PMI, filial de Petróleos Mexicanos firmó el 26 de noviembre de 2013 un contrato de inversión para la compra de 51% de la tenencia accionaria del astillero español Hijos de J. Barreras, S.A. (Astillero Barreras), y el 16 de diciembre de 2013, PMI asumió formalmente el control de la empresa.

De este modo culmina un largo proceso que comenzó en la primavera de 2012 con la firma de un protocolo de intenciones, el cual pretende aprovechar la oportunidad para transferir tecnología y conocimiento al sector naval mexicano.

Entre los primeros proyectos se logró la firma de un contrato del astillero con la empresa chiapaneca Procesa para la construcción de un barco atunero que trabajará en las costas del Pacífico mexicano, así como un acuerdo para la construcción de tres buques tanque de bajo calado que brindarán apoyo a Pemex-Refinación, cuya construcción iniciará en el primer semestre de 2014.

De manera adicional, se firmó un protocolo de intención con la empresa mexicana Diavaz para la construcción de un buque de apoyo submarino a plataformas petroleras.

En febrero de 2014 inició la construcción de las dos unidades flotantes de alojamiento para trabajadores de las plataformas marinas de Petróleos Mexicanos en los astilleros Navantia y Barreras, localizados en las ciudades de Ferrol y Vigo, respectivamente, en la comunidad de Galicia, España.

El grupo PMI es un conjunto de empresas dedicadas a realizar actividades comerciales en el mercado internacional de petróleo crudo, productos petrolíferos y petroquímicos, con operaciones en más de 20 países. Entre sus objetivos está también el desarrollo de proyectos estratégicos, tales como construcción de infraestructura y alianzas con otros participantes de la industria.

Astillero Barreras, fundado en 1892 y situado en Vigo, está dedicado fundamentalmente a la construcción de grandes buques, principalmente *Roll On-Roll Off* (Ro-Ro), *ferries* y *offshore*, entre otros. En la vanguardia de la innovación y las nuevas tecnologías, el astillero Barreras cuenta con altos niveles de calidad y prestigio, afianzado como un referente dentro de la construcción naval en Europa.

ANEXO 8

AVANCES EN LA ATENCIÓN A RECOMENDACIONES
AL PROYECTO ACEITE TERCIARIO
DEL GOLFO

Avances en la Atención a Recomendaciones al Proyecto Aceite Terciario del Golfo

El presente documento enmarca los avances en la atención a las recomendaciones emitidas por el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño (CAED) del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

1.1. Establecer como premisa que el proyecto ATG no compensará la declinación de Cantarell, como en su tiempo pensaron algunas personas. De lo contrario se puede caer en estrategias que priorizan producción pero que no reparen en costos, lo cual no contribuirá a incrementar el valor económico del proyecto para PEMEX.

El valor de una empresa petrolera radica en sus reservas de hidrocarburos y el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG) cuenta con la más importante de México, la cual equivale al 37 por ciento de las reservas 3P nacionales de petróleo crudo equivalente; y cada acción implementada asegura el crecimiento de la producción. Las innovaciones tecnológicas presentadas por el Activo son representativas del futuro de la extracción de aceite para los siguientes años en México.

Durante 2013, la estrategia se centró en utilizar las mejores técnicas e innovaciones tecnológicas desarrolladas en los laboratorios de campo, mejorando la eficiencia en la extracción de hidrocarburos e incrementando el valor económico del proyecto, sustentado en sus reservas.

1.2. Tomar en consideración que la importancia de Chicontepec no radica en su producción actual (29.5 miles de barriles diarios en 2009, 1.1% de la producción nacional) si no en que contiene el 37% de las reservas 3P de crudo y 48% de las reservas 3P de gas natural del país. Es importante reconocer que sus condiciones geológicas hacen difícil su explotación y que bajo la tecnología actual el factor de recuperación de hidrocarburos será bajo.

Con el inicio del desarrollo de los campos y con el conocimiento adquirido hasta la fecha, han derivado en el estudio de alternativas orientadas a brindar soluciones tecnológicas integrales que garanticen la explotación eficiente y económicamente rentable de las reservas, con las cuales en 2013 se tiene una plataforma de 66 mil barriles diarios de aceite y 167 millones de pies cúbicos de gas.

Durante el periodo enero-diciembre de 2013 se fortaleció la estrategia de pozos horizontales multifracturados. Los resultados en términos económicos, indican un incremento en la rentabilidad del pozo horizontal respecto a los verticales, así como incrementos sustanciales en los gastos iniciales y la producción acumulada por pozo, que en algunos casos es superior a los 300 mil barriles.

El desarrollo del proyecto está sustentado en tecnologías desarrolladas, aplicadas y mejores prácticas operativas, como lo son:

- 1) Estudio y conocimiento del subsuelo
- 2) Concepto de Garganta Poral
- 3) Concepto de Fragilidad y Ductilidad de la Roca

- 4) Grupo de productividad de pozos
- 5) Comandos Operativos
- 6) Sistemas de Medición
- 7) Identificación y aplicación de tecnologías
- 8) El mapa tecnológico
- 9) Laboratorios de Campos
- 10) Pozos Horizontales Mutifracturados
- 11) Hectárea Fracturada
- 12) Macroperas Autosustentables

1.3. El plan deberá asegurarse de que cualquier decisión al respecto del futuro del proyecto contemple las implicaciones financieras para PEMEX.

En el sistema de PEMEX, la Gerencia de Estrategia y Evaluación de Cartera (GEEC) es la encargada de dar seguimiento a los valores de los proyectos de PEMEX-Exploración y Producción a través de evaluaciones económicas realizadas a los programas generados, visualizando el planteamiento de opciones con y sin proyecto, dando énfasis en los siguientes aspectos.

- *Sin proyecto.* Se describen las medidas administrativas, técnicas, operativas, así como inversiones de bajo costo, entre otras, que serían realizadas en caso de no llevar a cabo el programa o proyecto de inversión.
- *Con proyecto.* En el proyecto de inversión se describen las características físicas del mismo y los componentes que resultarían de su realización, incluyendo cantidad, tipo, y principales características. En esta parte se diferencia explícitamente el

proyecto incremental del proyecto base. El proyecto incremental debe ser la diferencia entre el proyecto base y el proyecto total. Se enfoca en la descripción de los detalles técnicos del proyecto incremental, así como los principales supuestos empleados. Dado que se describe el monto total de inversión y costos de operación calendarizados por año, así como los impuestos que apliquen. El impacto financiero está incluido.

1.4. Este plan debe impulsar el uso de los contratos por desempeño que sean más adecuados para la naturaleza de este proyecto. Además hay que evaluar la posibilidad de migrar los contratos actuales hacia ese tipo de contrato.

El nuevo marco legal dota a la empresa de una regulación integral, propia de la industria petrolera y orientada a resultados. Este nuevo marco está diseñado para que las acciones de la empresa se enfoquen a la creación de valor. La empresa cuenta ya con su propia Ley para la contratación de actividades como la exploración, el desarrollo y la producción de campos petroleros.

Tomando en cuenta lo anterior, PEMEX-Exploración y Producción ha considerado la implementación de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) con el objetivo de expandir y fortalecer las operaciones con un modelo competitivo, que representa una nueva forma de colaboración entre PEMEX y la industria petrolera. Para ello, PEP diseñó un modelo de contrato con base en términos y mecanismos conocidos y aceptados internacionalmente por la industria.

Cabe mencionar que el modelo económico actual que se está considerando conlleva los siguientes mecanismos de reconocimiento:

- a) La incorporación de una tarifa por barril producido, el cual alinea los intereses entre PEP y la Contratista vía un incentivo a la productividad.
- b) Un porcentaje de recuperación de costos, el cual alinea los intereses entre PEP y la Contratista vía un incentivo al control de costos.
- c) Límites al gasto vía el concepto de flujo de efectivo disponible, lo que asegura a PEP flujos no negativos después de impuestos.

Por otro lado, cabe mencionar que una de las particularidades que tiene esta modalidad de esquema de contrato toma en cuenta el desarrollo del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, y se alinea a las recomendaciones del Comité de Evaluación y Desempeño, relativo a establecer contratos con una componente inicial de estudio para incrementar el conocimiento del subsuelo y establecer tecnologías adecuadas antes de iniciar un desarrollo masivo o “Periodo de Desarrollo”.

En este sentido, PEP ha incorporado en el modelo general del contrato, lo que se denomina “Periodo de Evaluación”, el cual tendrá una duración máxima de veinticuatro meses contados a partir del fin de la transición del Área Contractual de PEP al Contratista.

Actualmente se han asignado tres de estos bloques (Miquetla, Soledad y Humapa), mediante los Contratos Integrales de Exploración y Producción (desempeño o incentivados), para explotar el yacimiento Chicontepec a partir de 2013; quedando en proceso para 2014 la licitación los tres restantes (Miahuapan, Amatlán y Pitepec), que se sumarán al laboratorio Coyotes y la estrategia del Proyecto Aceite Terciario del Golfo.

1.5. Promover contratos con mayor integridad, de manera que PEP tenga más control sobre una porción más grande de la cadena de valor y no permita que se diluya el control y la responsabilidad en varios ejecutores.

Se visualiza que el esquema de contratación mencionado Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción (CIEP), continuará en 2014 con la finalidad de incrementar la capacidad de ejecución de PEMEX para generar valor económico.

1.6. Dada la etapa en la se encuentra el proyecto, lo ideal sería enfatizar en un inicio contratos para incrementar el conocimiento del subsuelo y establecer las tecnologías adecuadas para su desarrollo, y luego fomentar contratos de explotación masiva. No obstante, también deben poderse realizar desde ahora contratos que tengan integrada la fase de desarrollo tecnológico y la de explotación.

Para incrementar el conocimiento del subsuelo y tecnología en el Activo, se implementaron los Laboratorios de Campo con el objetivo de probar y evaluar tecnologías adecuadas, modos de explotación y

operación, esquemas de contratación, organizacionales, de gobernabilidad y de negocios.

Lo anterior con el objetivo de caracterizar adecuadamente el yacimiento, y generar un plan de explotación que logre:

- Incrementar el éxito volumétrico y mecánico
- Incrementar el factor de recuperación
- Introducir nuevas arquitecturas de drene
- Incrementar la productividad de los pozos
- Incrementar la rentabilidad del desarrollo y producción
- Minimizar riesgos e incrementar certidumbre

Una de las premisas al impulsar cada una de las iniciativas, es que el negocio sea rentable para PEP, mejorando los estándares establecidos en su línea base de trabajo.

Ya probadas y documentadas las iniciativas, se dará paso a la evaluación de resultados con base en criterios establecidos. De esta manera, se seleccionará el paquete de soluciones más conveniente a un reto específico dentro del yacimiento, siendo la tercera fase la masificación del paquete en yacimientos de condiciones similares.

1.7. Se requiere una evaluación profunda del proyecto ATG, para lo que se recomienda dividir el proyecto en unidades económicas más pequeñas en términos geográficos (sectores). Ello con los siguientes propósitos:

a) Definir la rentabilidad de cada sector y sus posibilidades futuras.

b) Evitar la presencia de subsidios cruzados en términos de rentabilidad entre los distintos sectores.

c) Definir claramente el tipo de inversiones que se están llevando a cabo en cada sector en investigación y desarrollo de tecnología, desarrollo de campos, etc.

d) Poner a competir a los tecnólogos y acelerar la velocidad de creación y asimilación tecnológica.

Esto nos llevará a un entendimiento rápido de la evolución del proyecto por sector.

Para el análisis del Proyecto Aceite Terciario del Golfo se ha realizado una Sectorización, la cual considera criterios como el nivel de conocimiento y desarrollo en cada uno de los campos que lo componen, quedando definidos 8 Sectores que son:

- Sector 1.- Sitio-Tenexcuila
- Sector 2.- Soledad-Coyotes
- Sector 3.- Amatitlán-Agua Nacida

- Sector 4.- Coyoil-Humapa
- Sector 5.- Miquetla-Miahuapan
- Sector 6.- Agua Fría-Coapechaca
- Sector 7.- Tajín-Corralillo
- Sector 8.- Presidente Alemán-Furbero

La estrategia de desarrollo está planteada y soportada por la madurez de conocimientos de cada área. Adicionalmente, esta organización permitirá dirigir, supervisar y controlar las actividades por sector.

Por otra parte, de la información geológica obtenida y con los resultados de la actividad realizada en el Paleocanal de Chicontepec, se agruparon los sectores en tres tipos de categorías los cuales son: Desarrollo de Campos y Optimización, Caracterización y Desarrollo Tecnológico y Caracterización Inicial.

1.8. Derivado de lo anterior, actualizar la estrategia en cada uno de los sectores (invertir, disminuir la velocidad o posponer), en términos de aprendizaje realizado y de:

a) Conocimiento del subsuelo.

b) Tecnologías de producción disponible y su efectividad.

c) Inversión requerida.

d) Rentabilidad.

e) Capacidad de gestión.

Para cada uno de los sectores, esto nos llevará a jerarquizar creación de valor potencial para PEMEX.

Estrategia de desarrollo ATG.

La adquisición de conocimiento del subsuelo en los Sectores de Caracterización y Desarrollo Tecnológico y Caracterización Inicial (1, 3 y 5), en el periodo 2012 se concluyó el cubo sísmico del área Miquetla-Miahuapan, y actualmente se tiene pendiente la adquisición de 1,500 kilómetros cuadrados del territorio Norte del Paleocanal de Chicontepec, con la finalidad de tener mayor certidumbre en el proceso de ubicación y jerarquización de localizaciones productivas.

La estrategia de desarrollo actualmente considera la perforación de pozos horizontales multifracturados y proyecto de hectárea fracturada en 2013, enfocando las actividades en los Sectores de Desarrollo de Campos (2, 4, 6, 7 y 8).

Derivado de los resultados obtenidos durante estos últimos años, se determinará la masificación de las técnicas de perforación de pozos para todos los sectores del Paleocanal.

Las tecnologías de producción adoptadas de los aprendizajes obtenidos en los Laboratorios de Campo, se listan a continuación:

- Pruebas de campo con unidades LLS
- Inducción Mecánica asistida con Equipos de Reparación
- Inyección de químicos en el fondo de los pozos.
- Bombas de Profundidad
- Atención de pozos ABC
- Uso de varilla continua (COROD)
- Diseño y operación de pozos productores con espuma muy estable

- Pistón Viajero
- Supervisión automatizada en pozos del Laboratorio de Campo Remolino
- Sistema de Levantamiento Artificial LiftOil
- Varilla centralizadas
- Equipo Móvil de Reparación y Terminación de Pozos

1.9 La administración deberá asegurar si efectivamente se dispone actualmente de la tecnología para explotar cada sector de Chicontepec con el costo adecuado. Los esfuerzos de los laboratorios de campos asumen que sí existe tal, pero esto debe ser documentado sector por sector.

Al cierre del año 2013 se concluyeron los Laboratorios de Campo en las áreas de Corralillo, Remolino, Agua Fría y Presidente Alemán.

Esta recomendación se responde con los incisos 3.7 y 3.8, en resumen las Líneas de Acción Estratégicas a realizar quedan de la siguiente manera:

Procesos Clave	Tecnología y Desarrollo	Soporte
<ul style="list-style-type: none"> Mejorar el entendimiento del yacimiento, aumentar la calidad de las reservas (revisión por estudios). Sectorizar para operar eficientemente el Proyecto. Implementar las mejores prácticas de campos similares en el mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> Consolidar los laboratorios de campo actuales y replicar el concepto de "Laboratorios" a otras áreas. Búsqueda continua del desarrollo tecnológico para terminaciones y operación de pozos. 	<ul style="list-style-type: none"> Negociar precios de perforación y terminación de pozos. Implementar Contratos incentivados. Asegurar destino de inversiones con eficiencia (máximo y rápido retorno del capital). Fortalecer, adecuar y formalizar la organización del Activo.

1.10 La administración deberá presentar una comparación de la asignación presupuestal en cada sector del proyecto ATG con otras alternativas de inversión en el portafolio de PEP y contra el cumplimiento de metas, para asegurar la mayor creación de valor para PEMEX.

El proceso de asignación presupuestal, no necesariamente implica una comparación directa de los sectores con otras alternativas. El proceso de asignación presupuestal a los proyectos se da a través de un proceso de optimización de unidades de inversión, resultando factibles de ejecutar aquellas que den el mayor valor económico del portafolio de proyectos de PEP, proceso realizado por la Gerencia de Estrategia y Evaluación de Cartera (GEEC), perteneciente a la Subdirección de Planeación y Evaluación, asegurándose con esto, la creación de valor de PEMEX.

La asignación presupuestal en PEP se realiza mediante la aplicación de un proceso que maximiza el valor económico de las oportunidades de inversión dado un conjunto de metas, reglas y restricciones, entre las que destaca el techo presupuestal.

Proceso de asignación presupuestal

- Documentación de proyectos
- Integración de portafolio
- Definición de elementos críticos del modelo
- Optimización del portafolio
- Asignación presupuestal

Todos los proyectos compiten por recursos y las decisiones de inversión deben permitir cumplir con las condiciones definidas por los elementos críticos.

1.11 Hay que reforzar la política de asignación de recursos presupuestales en la adopción de tecnologías probadas, y/o desarrollo de otras, que maximicen el valor económico de las reservas.

En el APATG la prueba y asimilación de tecnologías se generó mediante cinco Laboratorios de Campo, los cuales iniciaron trabajos en el año 2010, y que comenzaron las tecnologías y prácticas operativas recomendadas para el desarrollo del proyecto, así como la estrategia de explotación.

Durante el periodo 2010–2013 en los Laboratorios de Campo, se ejecutaron pruebas tecnológicas de manera conjunta con PEP, entre las que se agruparon por familias como: Geociencias, Perforación, Terminación, Operación y Mantenimiento que permitan mantener la producción base apoyadas en mejores prácticas operativas.

En el futuro se documentará un laboratorio por Pemex, y se buscarán recursos para pruebas tecnológicas y probar más 80 oportunidades tecnológicas, las cuales han sido llevadas a un mapa tecnológico para llevar un seguimiento estricto y metodológico, lo que permitirá madurar las pruebas y determinar su viabilidad para masificación en los campos del proyecto ATG.

1.12 Dado que la rentabilidad del proyecto ATG es particularmente sensible a los costos de operación, a los niveles de producción y a los montos de inversión, la ejecución de este proyecto debe tener un seguimiento estrecho de los costos para asegurar el cumplimiento de sus objetivos y que el proyecto se mantenga rentable.

La reducción de costos es un tema de alta trascendencia en el desarrollo del proyecto, ya que gran parte de los recursos se destinan al arrendamiento de equipos que permitan perforar, terminar y realizar reparaciones de pozos, por lo cual se busca la manera de minimizar los costos de los diferentes servicios. Es por esa razón que el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo propone el volumen de obra y la Gerencia de Servicios a Proyectos genera los mecanismos contractuales tomando en cuenta la estrategia de reducción de costos.

1.13 El plan deberá contener una evaluación de los avances de los laboratorios de campo y otras pruebas tecnológicas, tanto por PEP como por un tercero experto independiente que tenga la capacidad técnica para que se presente conclusiones de acuerdo a un programa preestablecido.

La evaluación presentada por el APATG respecto a los avances de los Laboratorios de Campo y las pruebas tecnológicas se describieron en el informe del año anterior bajo los siguientes criterios:

- Descripción de las tecnologías para el desarrollo de campos
- Implementación de iniciativas tecnológicas

- Criterios de Selección
- Valoración de iniciativas

1.14 Contratar un despacho externo que realice una auditoría y evaluación del desempeño del proyecto ATG.

La organización ha contado con compañías que realizan servicios especiales de auditoría en procesos técnicos particulares, tales como la certificación de reservas, en la que participa la compañía Ryder Scott realizando esta tarea. Cabe mencionar que dicha compañía es reconocida a nivel internacional.

La revisión integral de la estrategia de ejecución del Proyecto fue dictaminada a través del documento Análisis Costo-Beneficio de Cambio de Monto y Alcance del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, en su versión de 2008, el cual fue realizado por la compañía Core Lab.

Por otra parte se puede considerar a las universidades, institutos y órganos colegiados para analizar y emitir un dictamen de acuerdo al enfoque de su especialidad, limitado a los alcances del propio organismo auditor.

ANEXO 9

CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓN (CIEP)

Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP)

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el periodo enero-diciembre de 2013 de las principales variables de los CIEP correspondientes a las áreas siguientes:

- Magallanes y Santuario, en la Región Sur; Altamira, Arenque, Ébano, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca en la Región Norte.
- No se incluye información de Carrizo, en la Región Sur, ya que no han habido actividades debido a una suspensión por causas de fuerza mayor, lo que no ha permitido al contratista realizar operaciones en el área. Con respecto a Humapa, Miquetla y Soledad en la Región Norte, aun cuando los contratos estuvieron vigentes durante noviembre y diciembre de 2013, se encontraban en el periodo de transición, por lo que no tuvieron actividades.

Cumplimiento de Contratos Integrales en la Región Sur enero - diciembre 2013

Bloque	Producción de Aceite (bd)		
	Real	Programa Base	Índice de productividad (%)
Área Contractual Santuario	6,841	4,520	151%
Área Contractual Magallanes	7,401	4,830	153%

Bloque	Producción de gas (MMpcd)		
	Real	Programa Base	Índice de productividad (%)
Área Contractual Santuario	3.926	3.419	115%
Área Contractual Magallanes	8.806	6.978	126%

Nota.- El índice de productividad de la base contractual siempre debería ser mayor a 100% por la declinación de la producción base

Cumplimiento de Contratos Integrales en la Región Norte
Producción promedio* a diciembre 2013

Bloque	Producción de aceite (bd)			Comentarios
	Real	Programa Base	Índice de productividad (%)	
Altamira	1,440	1,777	81%	Impacto negativo desde el mes de septiembre por afectaciones de la tormenta tropical Ingrid. Pozos cerrados por acceso inundado. Al cierre de 2013, continúan cerrados 2 pozos por esta contingencia, así como caminos intransitables.
Ébano	6,371	4,859	131%	Sin comentarios.
Pánuco	2,051	1,683	122%	Sin comentarios.
Arenque	5,208	5,223	99%	De acuerdo a estudio técnico, se aprobó ajuste a la producción base por haberse entregado el Área Contractual con una producción menor a la descrita en el contrato debido a que no se realizaron las operaciones programadas antes de la fecha efectiva de inicio del contrato.
Tierra Blanca	1,215	1,369	89%	Impacto negativo desde el mes de agosto hasta octubre por contingencia meteorológica. Así como el incremento en el porcentaje de Corte de Agua (hasta un 50%), a partir de mayo.
San Andrés	2,200	1,840	120%	Sin comentarios.

Bloque	Producción de gas (MMpcd)			Comentarios
	Real	Programa Base	Índice de productividad (%)	
Altamira	0.00	0.143	0%	No existe infraestructura para el aprovechamiento.
Ébano	0.00	0.567	0%	No existe infraestructura para el aprovechamiento.
Pánuco	0.00	8.319	0%	No existe infraestructura para el aprovechamiento
Arenque	23.391	23.280	101%	De acuerdo a estudio técnico, se aprobó ajuste a la producción base por haberse entregado el Área Contractual con una producción menor a la descrita en el contrato debido a que no se realizaron las operaciones programadas antes de la fecha efectiva de inicio del contrato.
Tierra Blanca	0.00	0.906	0%	No existe infraestructura para el aprovechamiento
San Andrés	0.00	3.485	0%	Se realizan adecuaciones al medidor para cuantificar el volumen de gas, inicia en enero 2014.

* El promedio corresponde al periodo desde el mes en que la contratista toma las instalaciones hasta diciembre.

Contratos Integrales EP: Principales resultados 2013

Información al cierre del año

Concepto	Unidad	Magallanes	Santuario	Altamira	Arenque	Ébano	Pánuco	San Andrés	Tierra Blanca
Actividad física									
Adquisición sísmica 3D	Km2	0	0	0	0	0	0	0	0
Pozos terminados	Número	16	22	1	0	57	8	0	0
Reparaciones mayores a pozos	Número	29	28	0	0	3	0	0	0
Ductos contruidos	Km	0	0	0	0	48	16	0	0
Plantas construidas	Número	0	0	0	0	0	0	0	0
Plataformas construidas	Número	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos									
Reservas									
1P	MMBPCE	23.700	38.100	6.958	77.089	33.689	21.578	25.012	3.248
2P	MMBPCE	31.900	38.100	9.060	88.914	38.075	28.450	267.981	33.541
3P	MMBPCE	94.100	38.100	15.903	88.914	49.300	35.908	496.180	59.730
Económica									
Variables contractuales									
a. Gastos elegibles	MMdólares	115.26	81.34	7.16	114.51	110.59	18.19	0.00	0.00
Capex	MMdólares	112.61	69.84	0.75	54.05	69.88	7.24	0.00	0.00
Opex	MMdólares	2.65	11.50	6.40	60.45	40.71	10.95	0.00	0.00
b. Tarifa por producción	MMdólares	7.12	5.91	0.54	0.91	7.24	1.76	0.92	0.37
c. Remuneración	MMdólares	92.91	75.28	5.82	0.00	65.93	14.12	0.69	0.00
d. Ingresos brutos	MMdólares	253.26	228.08	27.80	102.92	145.74	43.23	57.96	30.04
e. Impuestos	MMdólares	160.00	145.16	14.06	37.96	58.51	25.16	39.65	22.14
Flujo neto PEMEX acumulado	MMdólares	0.35	69.48	7.92	64.97	21.31	3.95	17.63	7.90

Es importante mencionar que si bien los CIEP son contratos que incorporan mecanismos que incentivan a que los respectivos contratistas incrementen la producción de hidrocarburos y el ahorro de costos, es incorrecto referirse a ellos como “contratos incentivados”, pues, en principio, todos los contratos conllevan incentivos de distintos tipos.

Los CIEP tienen una serie de mecanismos de control de los gastos en los que incurren los contratistas, entre ellos se encuentran:

- Aprobación de planes, programas y presupuestos. Corresponde a Pemex Exploración y Producción (PEP) la aprobación de planes, programas y presupuestos si

considera que los gastos presentados por los contratistas son acordes con las actividades a realizar y con la producción esperada.

- Porcentaje de recuperación de costos. Crea un incentivo al ahorro y a generar mayor producción, pues los contratistas sólo pueden recuperar sus gastos a través de la tarifa que va asociada a la producción.
- Flujo de efectivo disponible. Es un mecanismo que asegura que PEP obtenga resultados positivos por cada contrato, después del pago de derechos. Constituye un mecanismo de control de costos pues limita los montos que los contratistas pudieran recuperar; ante la incertidumbre, buscan minimizar costos e incrementar producción.
- Procedimientos de registro financiero. Establecen una serie de reglas contractuales que los contratistas deben cumplir para que PEP reconozca sus costos y, así, éstos puedan ser considerados recuperables.
- Grupos técnicos. Existen grupos de gobernanza del contrato para resolver y asesorar en temas tanto de registro financiero como de subcontratación.
- Auditorías. PEP puede solicitar que se lleven a cabo auditorías a las cuentas de los contratistas en relación con los contratos.

Respecto a la cuantificación de compromisos adquiridos, con los CIEP, el compromiso fundamental de PEP es el pago de la remuneración, la cual sólo ocurre cuando existe producción y está limitada por el flujo de efectivo disponible arriba mencionado.

En relación con el tema ambiental, los contratos prevén, al inicio de la vigencia, la realización de un estudio ambiental que delimita las responsabilidades ambientales de PEP y de los contratistas. Durante la ejecución de los CIEP, los contratistas deben cumplir con los programas de salud, seguridad y cuidado al medio ambiente.

Finalmente, es importante mencionar que no es representativa la comparación de los resultados obtenidos en 2013 con los de 2012. Ello se debe a que durante 2012, únicamente estuvieron vigentes (en diciembre de 2012) los CIEP de las áreas Magallanes, Santuario y Carrizo, sin embargo, se encontraban en el periodo de transición, por lo que no tuvieron actividades. Cabe señalar que como se comentó, el contrato de Carrizo se suspendió posteriormente.

ANEXO 10
INTEGRACIÓN DE LA CADENA
CLORO-SOSA/MCV

INTEGRACIÓN DE LA CADENA CLORO-SOSA/MCV

En enero de 2013 en Sesión Extraordinaria, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por unanimidad, autorizó previa opinión del comité específico creado para tal efecto, la participación de Pemex-Petroquímica en la referida integración.

- El 29 de julio se celebró el Convenio Administrativo Sindical.
- El 30 de julio, la Secretaría de la Función Pública publicó en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo que desincorpora del régimen de dominio público de la Federación los inmuebles que se aportaron a la Sociedad de Coinversión.
- El 14 de agosto, Pemex-Gas y Petroquímica Básica celebró con Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V. (PMV), un Contrato de Suministro de Etano, sujeto al cumplimiento de diversas condiciones suspensivas y el 16 de octubre de 2013, PMV acreditó ante Pemex-Gas y Petroquímica Básica que se cumplieron las condiciones, lo que permitió que iniciara el suministro regular de etano a PMV.
- El 10 de septiembre, Mexichem S.A.B. de C.V., Pemex-Petroquímica, PPO Cadena Productiva, S.L., Mexichem Derivados S.A. de C.V., Unión Minera del Sur S.A. de C.V. y Petroquímica Mexicana de Vinilo S.A. de C.V. suscribieron el Convenio de Coinversión que tiene por objeto establecer las bases bajo las cuales los participantes implementarán el proyecto de coinversión para integrar la cadena productiva Sal-Cloro/Sosa-Etileno-MCV por medio de la Sociedad de Coinversión.
- En base a las aportaciones de los socios, el capital social de PMV, está integrado por Mexichem, S.A.B. de C.V., con una participación de 55.91% y una participación de PPO Cadena Productiva, S.L. de 44.09%.
- El 10 de septiembre, se celebró el Contrato de Arrendamiento entre Pemex-Petroquímica y PMV sobre los bienes inmuebles no enajenados, pero necesarios para la operación de PMV (áreas administrativas), en base al dictamen valuatorio de justipreciación de rentas emitido por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales.
- El 10 de septiembre se celebró el Contrato Maestro de Prestación de Servicios entre PMV y Pemex-Petroquímica, mediante el cual se acordaron los términos y condiciones bajo los cuales Pemex-Petroquímica prestará a PMV servicios administrativos profesionales, operativos técnicos y obreros y servicios generales de apoyo, todos ellos concernientes a la operación de los activos aportados a la Sociedad de Coinversión.
- El 11 de septiembre, se celebró en escritura pública, el Contrato de Compra-Venta mediante el cual Pemex-Petroquímica transmitió la propiedad de los inmuebles materia de desincorporación a PMV como parte de los acuerdos asumidos en el Convenio de Coinversión.

- El 11 de septiembre, el socio único de PPQ Cadena Productiva S.L. tomó la decisión de ampliar el capital social de esta sociedad mediante aportación no dineraria que realizaría Pemex-Petroquímica, modificando con ello su capital social.
- Pemex-Petroquímica comunicó a PPQ Cadena Productiva, S.L. la asunción de las nuevas participaciones del capital social de PPQ Cadena Productiva, S.L. acordadas en esa misma fecha y la simultánea aportación no dineraria en contraprestación por las participaciones asumidas, del derecho de cobro que tiene Pemex-Petroquímica frente a PMV.
- El 11 de septiembre, se celebró la Asamblea General Extraordinaria y Ordinaria de PMV en la que se tomaron las siguientes resoluciones:
 - Aumento del capital social reconociéndose las participaciones de Mexichem por 200,000,000 USD y de los derechos de cobro PPQ Cadena Productiva, S.L.
 - Designación de miembros del Consejo de Administración, Secretario, Pro-Secretario y Comisarios de la Sociedad y reforma total de Estatutos.
- El 11 de septiembre de 2013, se celebró sesión de Consejo de Administración de PMV en la que se aprueba el Manual de Operación de la sociedad y se acordaron, entre otros, otorgamiento de poderes y autorizaciones, constitución de comités y designación de auditor externo y contralor.
 - Comité de Evaluación y Compensación.
 - Comité de Auditoría.
 - Comité de Administración y Planeación.
 - Comité de Asuntos Ambientales y Operativos.
 - Nombramiento de Directores de PMV.
- Se han celebrado sesiones del Consejo de Administración de PMV los días 20 de septiembre de 2013 (Extraordinaria) y 22 de octubre de 2013 (Ordinaria).
- El 5 de diciembre de 2013 se llevó a cabo la sesión extraordinaria del Consejo de Administración de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.:
 - Aprobación de Estados Financieros al 30 de septiembre de 2013 y presentación de Estados Financieros al 31 de octubre de 2013.
 - Aprobación del Presupuesto 2014.
 - Otorgamiento de poderes adicionales.

ANEXO 11

INFORMACIÓN APROBADA POR LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN DE: PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, PEMEX-REFINACIÓN, PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX-PETROQUÍMICA

Aportación de
Pemex-Exploración y Producción
en cumplimiento al Artículo 86
del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos

Marzo 2014

Contenido

I.	Resultados operativos	1
1.	Exploración	2
	a. Adquisición de sísmica	2
	b. Terminación de pozos exploratorios	9
	c. Avance de proyectos en aguas profundas	14
	d. Avance de la actividad exploratoria en el play no convencional de aceite y gas en lutitas	26
2.	Producción	50
	a. Desarrollo de campos	50
	b. Intervenciones a pozos	53
	c. Producción de crudo y gas	55
3.	Mercado interno y a terminales de exportación	64
	a. Distribución de crudo	64
	b. Distribución de gas	66
	c. Condensados	69
4.	Mercado internacional	73
	a. Precio internacional de la mezcla mexicana de exportación	73
	b. Precio del gas natural	74
	c. Precio de condensados a interorganismos	75
5.	Mantenimiento	77
	a. Ductos	77
	b. Instalaciones	80
6.	Seguridad industrial y protección ambiental	84
	a. Desarrollo, implantación e implementación del Sistema Pemex-SSPA	84
	b. Accidentabilidad	96
	c. Manejo de agua congénita	118
	d. Manejo de residuos industriales	120
	e. Pasivo ambiental	123
	f. Fugas y derrames	130
	g. Certificados de industria limpia	135
II.	Inversiones	141
1.	Ejecución del presupuesto anual 2013	142
	a. Ejecución del presupuesto total	142
	b. Ejecución del presupuesto de inversión	143
	c. Ejecución del presupuesto de operación	152
	d. Principales proyectos de inversión	159

I. RESULTADOS OPERATIVOS

1. Exploración

La cadena de valor de exploración comprende como actividades principales la adquisición de sísmica 2D y 3D, así como la perforación y terminación de pozos exploratorios, realizándose las dos primeras actividades exclusivamente en las etapas de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, y abarcando la perforación y terminación de pozos adicionalmente al proceso de delimitación de yacimientos.

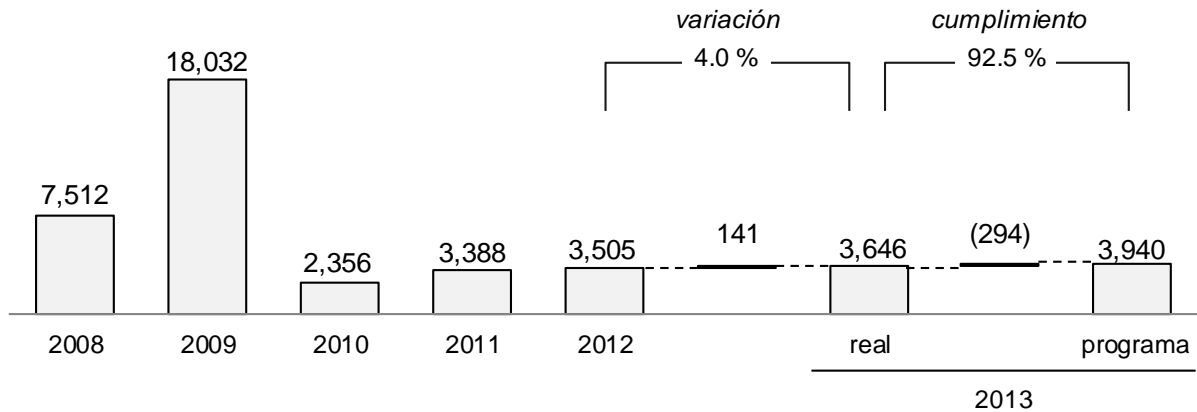
Durante el periodo enero-diciembre de 2013 la exploración se desarrolló en las cuencas del Golfo de México Profundo, Sureste, Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

a. Adquisición de sísmica

- **Adquisición de sísmica 2D**

La sismología 2D tuvo un avance de 3 mil 646 kilómetros, correspondiendo a la actividad de exploración y desarrollo de campos. Este resultado significa una variación de 4 por ciento respecto al año anterior y un cumplimiento de 92.5 por ciento respecto al programa, en el cual se tenía considerado adquirir 3 mil 940 kilómetros.

Sísmica bidimensional, enero-diciembre
kilómetros



La variación respecto al programa obedece a que en la Cuenca del Sureste Terrestre se programó la adquisición de 1 mil 440 kilómetros para el estudio Zapatero-Penjamo 2D, cuyo objetivo es evaluar el potencial petrolero de la margen suroeste de la Plataforma de Yucatán, realizándose 1 mil 51 kilómetros debido a logística operativa para gestión de permisos de paso, este estudio continúa en 2014.

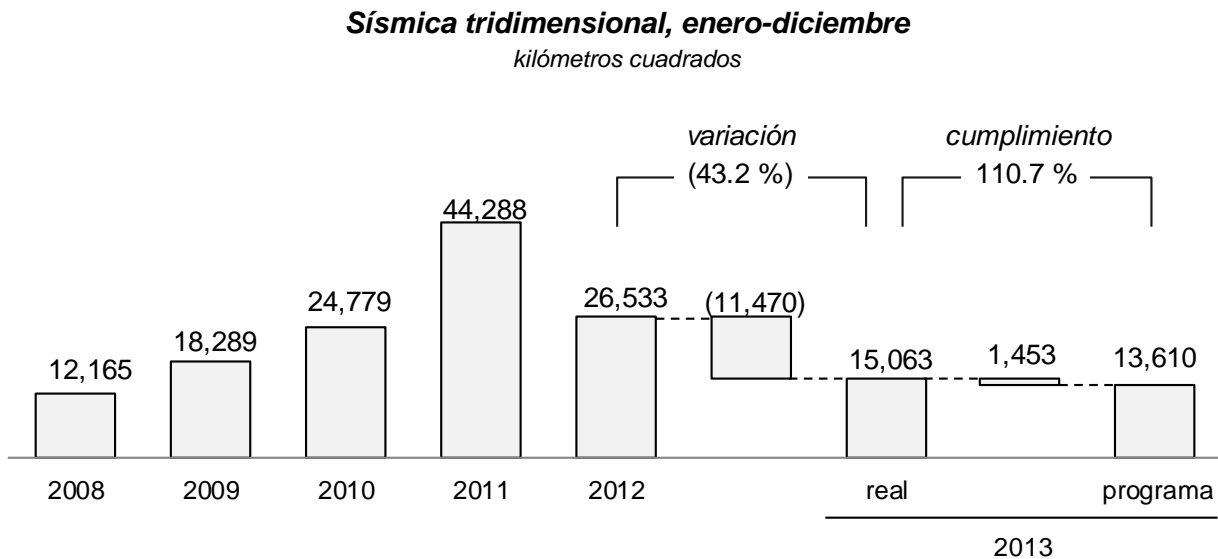
En la Cuenca de Burgos, el estudio denominado Sur de Burgos, enfocado a plays no convencionales, tenía programado 2 mil 500 kilómetros y realizó 2 mil 104 kilómetros, debido a que se realizaron cambios de logística de la brigada sísmica por problemas sociales y factores climatológicos.

En contraparte, adicional al programa se adquirieron 491 kilómetros en el estudio Salsomera 2D, cuyo objetivo es iluminar la cima y base de la sal, las secuencias Terciarias y Mesozoicas subsalinas y apoyar la definición de los parámetros de adquisición sísmica 3D en el área Salsomera. Este estudio continúa en 2014.

• Adquisición de sísmica 3D

La adquisición de sismología 3D tuvo un avance de 15 mil 63 kilómetros cuadrados, correspondiendo 13 mil 991 kilómetros cuadrados a la actividad exploratoria y 1 mil 72 kilómetros cuadrados a desarrollo de campos.

Este resultado representa una variación de 43.2 por ciento respecto a lo realizado el año anterior, así como un cumplimiento de 110.7 por ciento respecto a los 13 mil 610 kilómetros cuadrados programados.



A continuación se detallan las causas de la variación respecto al programa, diferenciando las actividades de exploración y desarrollo de campos:

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Exploración					
Golfo de México Profundo	Sayab 3D	8,761	8,294	(467)	Estudio concluido, la variación en los kilómetros es porque se realizaron en diciembre 2012
Golfo de México Profundo	Centauro Sur 3D WAZ		1,817	1,817	Estudio adicional que permitirá la correlación de los niveles estratigráficos dentro de la columna terciaria donde los objetivos principales son el Neógeno y Paleógeno, y definir posibles objetivos Mesozoicos.
Sureste Marino	Tsimin-Tojual 3D	251	251	0	Derivado de los descubrimientos de Tsimin-Xux ésta sísmica fortalecerá la certidumbre de las localizaciones y oportunidades del área, estudios de plays y el modelado geológico de cuencas y sistemas petroleros.
Veracruz	Loma Bonita-Ixcatlan 3D3C bloque Jaltepec	48	511	307	Se autorizó la ampliación del estudio, con el propósito de cubrir el área alrededor del pozo Ixcatlán-1

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Veracruz	Veracruz Marino 3D	2480	2,492	12	Estudio finalizado para definir las características geológicas y extensión de la parte marina de la Cuenca Terciaria de Veracruz y su relación con los plays gasíferos terciarios del trend Lakach-Lalail-Piklis de aguas profundas
Sureste Terrestre	Cerro Nanchital 3D	410	408	(2)	Estudio finalizado su objetivo fue obtener una imagen sísmica del subsuelo, que permita definir el modelo geológico estructural y estratigráfico del Cretácico y Jurásico
Sureste Terrestre	Tojual TZ	105	90	(15)	Estudio finalizado, para detallar la extensión de los principales alineamientos estructurales que forman los campos Palapa, Tizón y Costero en su porción terrestre
Sureste Terrestre	Navegante profundo	280		(280)	Estudio diferido por falta de permisos de propietarios.
Burgos	San Luis 3D	211		(211)	Programa diferido debido a que el área se acondiciono para siembra y riego de parcelas.

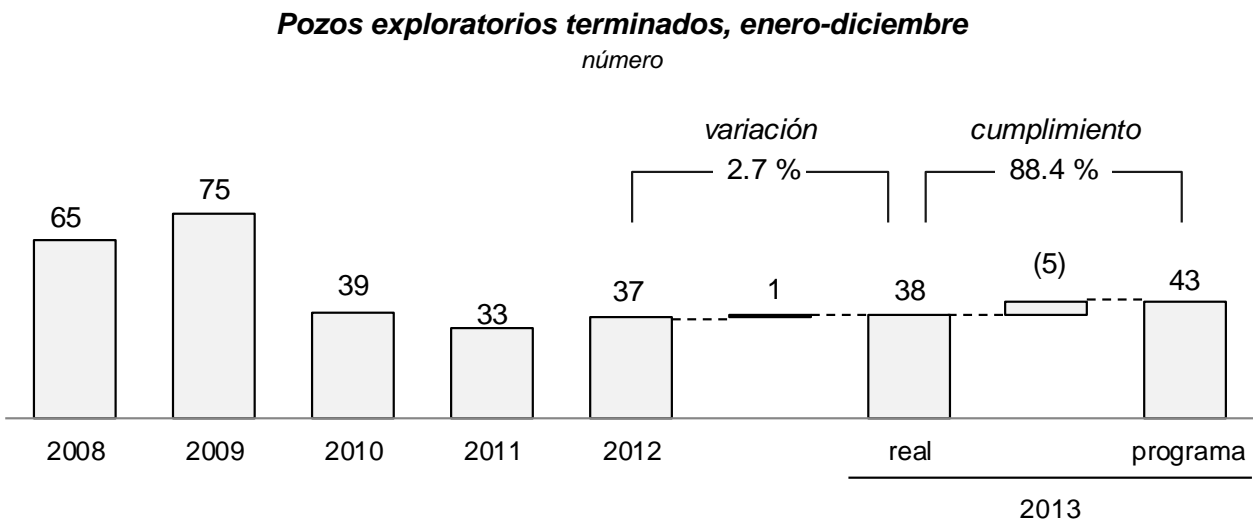
Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Burgos	Anélido 3D		128	128	Estudio incluido para documentar nuevas oportunidades exploratorias en las formaciones Jurásico Superior "Pimienta" y Cretácico Superior "Agua Nueva", objetivos principales de los Plays No Convencionales
Subtotal Exploración		12,546	13,991	1,445	
Desarrollo de Campos					
Tampico-Misantla	Tres hermanos 3D Norte		112	112	El kilometraje es remanente del año 2012
	Sabana Grande Tenexcuila 3D	700		(700)	Programa diferido por insuficiencia presupuestal del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
Sureste Marino	Tsimin-Tojual 3DTZ (AILT)		269	269	Estudio finalizado en mayo, la ampliación de esta sísmica apoyará el desarrollo y explotación de los campos Wayil, Homol, Kuil, Che, Chukua, Etkal, Pokoch y Tumut del Activo de Producción Abkatún Pol-Chuc

Cuenca	Proyecto o Estudio	Adquisición sísmica 3D (km ²)			Causas
		Programa	Real	Variación	
Sureste Marino	Ampliación Tsimin-Tojual 3D		650	650	Estudio finalizado, para confirmar la continuidad de los alineamientos estratigráficos y estructurales de los campos terciarios (Hokchi y Yaxche) y mesozoicos (Yaxche y Xanab) de aceite ligero
Sureste Terrestre	Samaria-Iride HD	34	41	7	Estudio finalizado para apoyar a los campos Samaria e Iride con sísmica de alta resolución y alta densidad en búsqueda de extensiones de estos yacimientos
Veracruz	Perdiz 3D3C	330		(330)	Este estudio se difirió por insuficiencia presupuestal
Subtotal Des. de Campos		1,064	1,072	8	
Total		13,610	15,063	1,453	

b. Terminación de pozos exploratorios

En el periodo enero-diciembre de 2013 se terminaron 38 pozos exploratorios: 3 productores de aceite, 6 productores de aceite y gas, 5 productores de gas y condensado, 8 productores de gas, un productor no comercial de aceite, 2 productores no comerciales de gas y 13 improductivos.

Este resultado representa una variación de 2.7 por ciento respecto a lo realizado en el año anterior al terminar 1 pozo más, y un cumplimiento de 88.4 por ciento respecto al programa.



El detalle de los pozos terminados se presenta en el siguiente cuadro:

Pozos terminados

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Productores Convencionales									
Golfo de México Profundo	Vespa-1	Zona económica exclusiva del Golfo de México	Mioceno Medio	3,415	2874	2921	2.25		2366
Golfo de México Profundo	Maximino-1	Zona económica exclusiva del Golfo de México	Eoceno Inferior Wilcox	6,621	5,262	5,286	13.25		3,802
Golfo de México Profundo	Piklis-1DL	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	Mioceno Inferior	4725	4426 4388	4441 4403	18.58 35	78 141	
Sureste	Tson-201	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	Jurásico Kimmer	4,946	4,565	4,610	0.72		4907
Sureste	Mizton-1	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	Plioceno Medio	3,260	2,948	2,968	2.968		3,512
Sureste	Xux-1DL	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	KS-KM	6,980	5,745	5,790	1,904		1,922
Sureste	Sini-1	Nacajuca, Tabasco	JST-JSK	5,274	5,130 5,190	5,155 5,217	7.83		3,089
Sureste	Calicanto-101	Huimanguillo, Tabasco	Mioceno Medio	4160	2600	2607	0.25		602.4
Sureste	Ayocote-1	Huimanguillo, Tabasco	Mioceno Superior	3520	2705 2820 2935 2990	2716 2885 2971 3075			
Sureste	Tamarhú-1	Centla, Tabasco	Cretácico Jurásico Kimmer	5242	4860 5091	4900 5242	6.95 0.395		2249 115
Sureste	Arroyo Zanapa-201	Pichucalco, Chiapas	Cretácico	5809	5200 5241 5300	5236 5250 5307			345

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros			Producción inicial		
				Perforación	intervalo productor		gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					de	a			
Veracruz	Eltreinta-1	Playa Vicente Veracruz	Mioceno Medio	2,681	2,545	2,557	4.922		
					2,463	2,480	0.218		260.8
					2,237	2,255	0.341		756.2
Veracruz	Kamelot-1	Acula, Veracruz	Plioceno Inferior	2,460	2,115	2,121	6.6		
Veracruz	Mixtan-1	Juan Rodríguez Clara, Veracruz	Mioceno inferior	3,634	2860	2872	0.08		
					3093	3111	4.1		66.8
Burgos	Gato-1001	Juárez, Coahuila de Zaragoza	Jurásico la casita y cretácico la Virgen	2,470	1,526	2,470	1.000		
Burgos	Santa Anita 401	Camargo, Tamaulipas	Eoceno Queen city y Reklaw	3,202	1,583	1,587	5.930	90.2	
					1,595	1,605			
Burgos	Lempira-1	Matamoros, Tamaulipas	Oligoceno medio	2,900	2558	2561	2.53	24	
					2564	2571			
					2583	2588			
Burgos	Silo-1	Reynosa, Tamaulipas	Oligoceno Frío	2904	2375	2383	2.71	9	
Productores No Convencionales									
Sabinas	Chucla-1 ^a	Municipio de Hidalgo Coahuila	Cretácico	3,705	2,148	3,645	1.89	24	
Sabinas	Durian-1 ^b	Anáhuac, Nuevo León	Cretácico	4,250	2,183	4155	1.89		
Burgos	Nuncio-1 ^c	Burgos, Tamaulipas	Jurásico	4900	3428	4821	2.95		
Burgos	Tangram-1 ^d	China, Nuevo León	Jurásico	4426	2800	4400	10.9		
Burgos	Kernel-1 ^e	Melchor Ocampo, Nuevo León	Jurásico	4,404	2841	4364	2.9		
Productor No Comercial									
Golfo del México Profundo	Ahawbil-1	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	Mioceno Inferior	5,700	3,218	3,233	42		
					4543	4595	4.13		
Productores No Comerciales No Convencionales									
Sabinas	Gamma-1 ^f	Guerrero, Coahuila	Cretácico	3,793	2120	3690	0.26	12	

Cuenca	Pozo	Localización	Formación productora	Profundidad en metros		Producción inicial		
				Perforación	intervalo	gas mmpcd	condensado bpd	crudo bpd
					productor			
Improductivos Convencionales								
Golfo del México Profundo	PEP-1	Zona económica exclusiva del Golfo de México	Eoceno Superior, Paleoceno Inferior, Cretácico	6,539				
Sureste	Lakam-1	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	JS Oxfordiano	6,146				
Sureste	Kaa-1	Aguas Territoriales del Golfo de México Sur Zona Federal	JSK y Cretácico	6,730				
Sureste	San Ramon-1001A	Municipio de Cardenas, Tabasco	Mioceno y Oligoceno	4,846				
Sureste	Cupache-1001	Municipio de Cunduacán, Tabasco	Cretácico y Jurásico	7,028				
Sureste	Axalon-1	Centro, Tabasco	Plioceno Inferior	4,929				
Sureste	Sen-1001	Comalcalco, Tabasco	JSK	5900				
Veracruz	Bazza-1	San Juan Evangelista, Veracruz	Mioceno Medio	2,036				
Veracruz	Kuali-1	Juan Rodríguez Clara, Veracruz	Mioceno Inferior	3,167				
Veracruz	Tatami-1A	Amatitlan, Veracruz	Mioceno Inferior	3,679				
Burgos	Via-1	San Fernando, Tamaulipas	Oligoceno Frio Marino	4,790				
Burgos	Montes-1	China, Nuevo León	Oligoceno	1400				
Burgos	Tornado-1	Reynosa, Tamaulipas	Oligoceno Vicksburg y Frio Marino	2,700				

^a El pozo Chucla-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^b El pozo Durian-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 18 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^b El pozo Nuncio-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 17 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^b El pozo Tangram-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

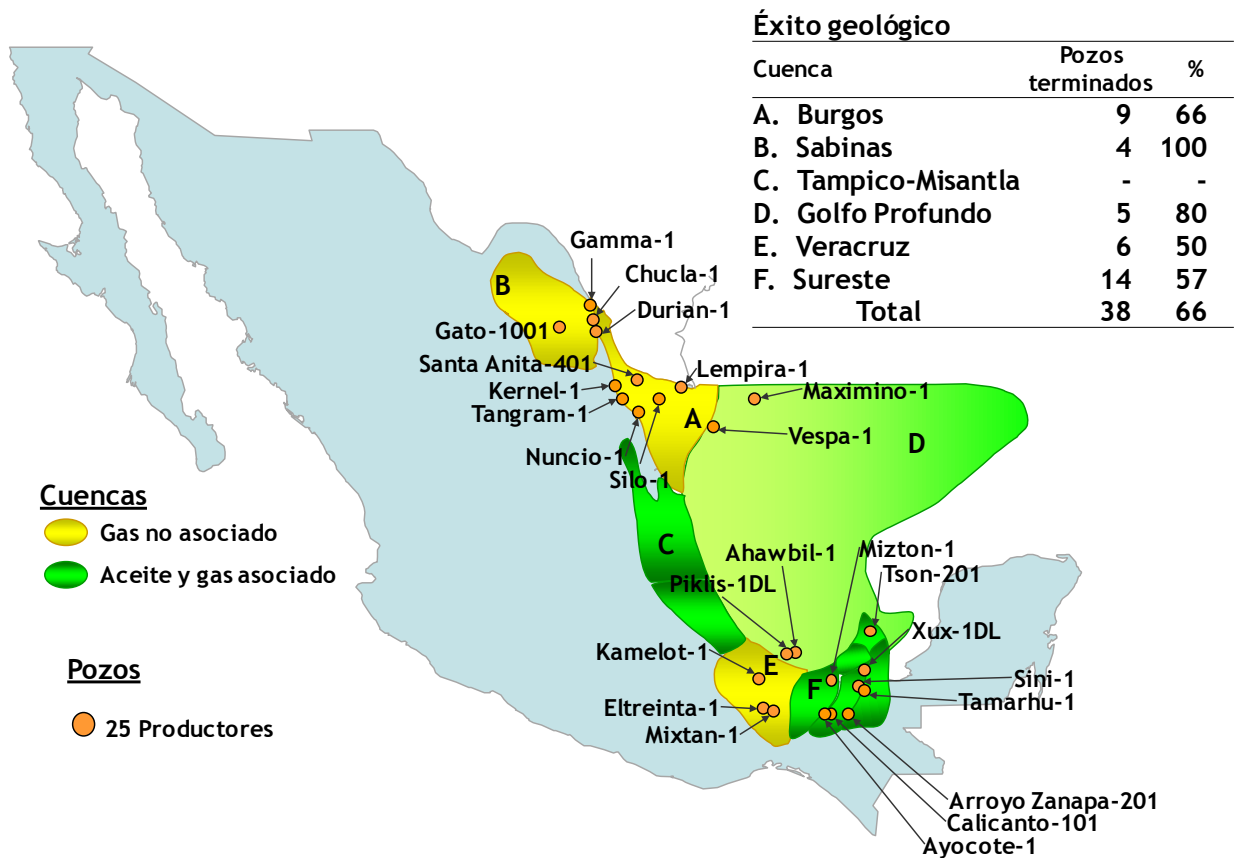
^b El pozo Kernel-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 16 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

^f El pozo Gamma-1 es horizontal para explorar plays no convencionales de gas en lutitas, y en este caso tiene 17 intervalos en la prueba producción en el rango de profundidades señalado.

Del total de pozos exploratorios terminados en el periodo enero-diciembre, 25 tienen clave de resultado como productor, por lo que el éxito exploratorio geológico¹ es de 66 por ciento.

En el siguiente mapa se muestra la ubicación de las cuencas petroleras con los pozos productores y el cuadro resumen de los pozos terminados durante el periodo, así como el porcentaje de éxito geológico respectivo:

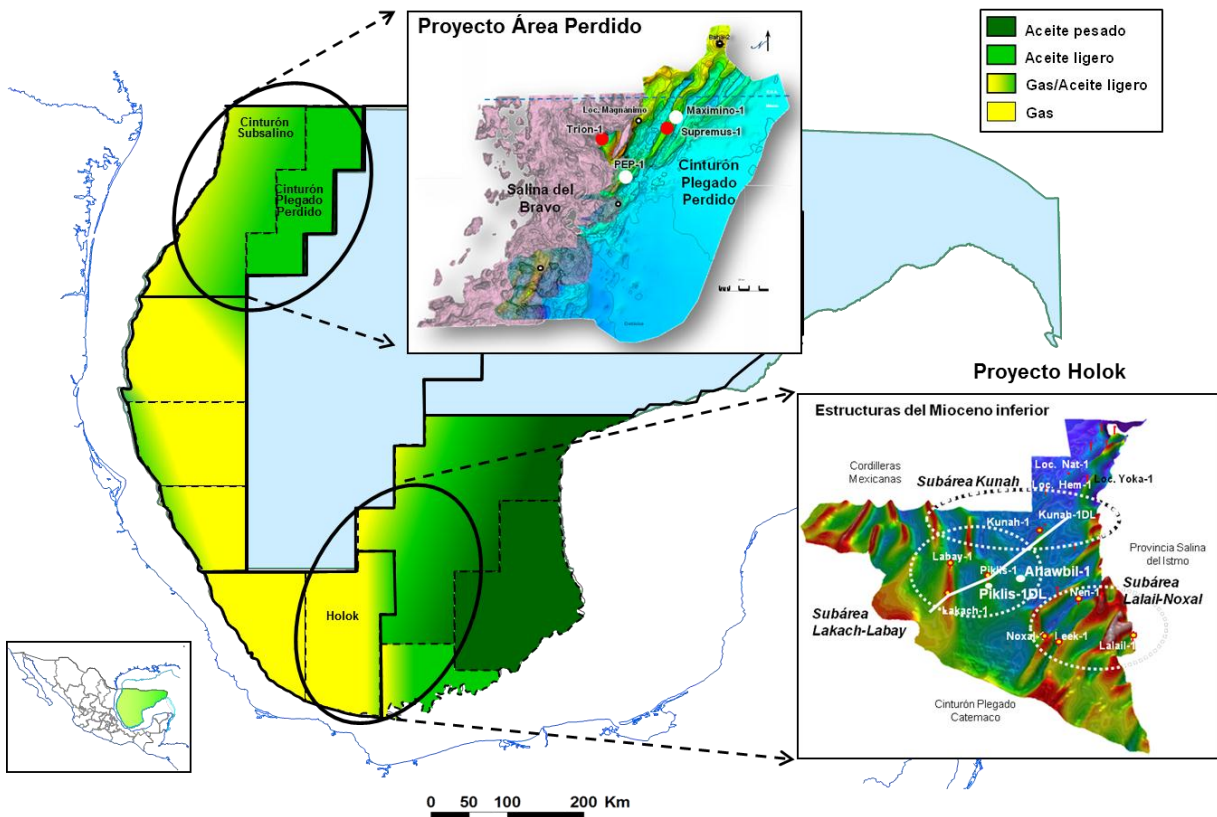
Ubicación de pozos productores por Cuenca petrolera



¹ El éxito exploratorio geológico se define como el cociente que resulta de dividir el número de pozos exploratorios terminados productores entre el total de número de pozos exploratorios terminados.

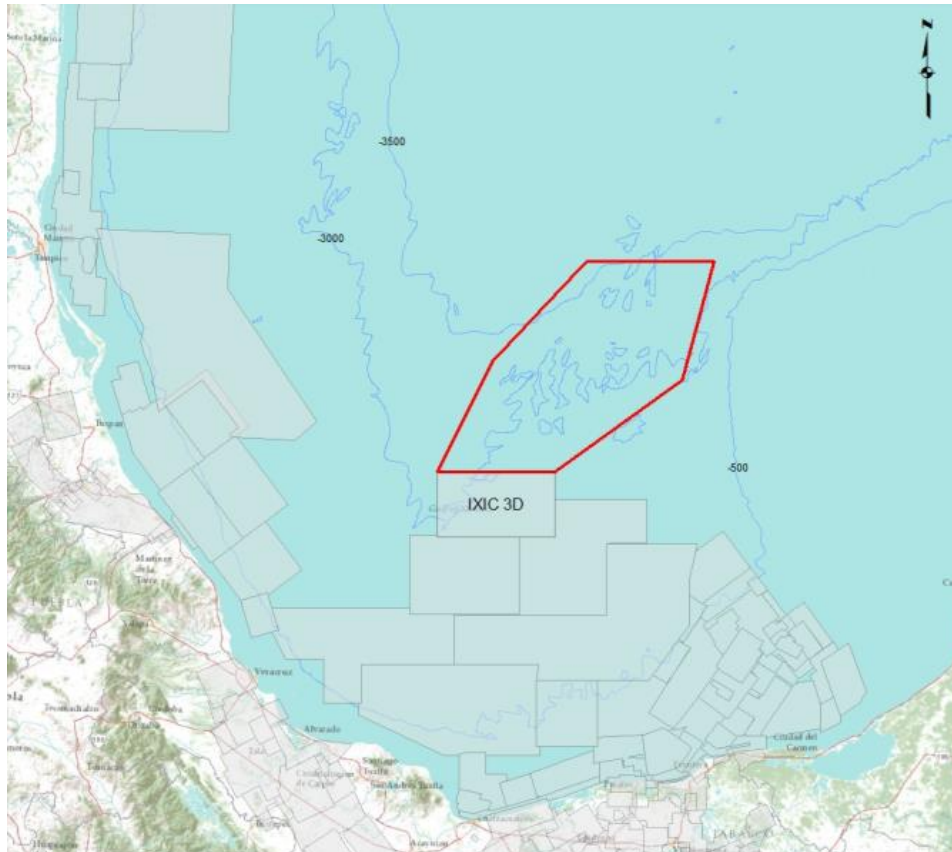
c. Avance de proyectos en aguas profundas

En el periodo enero-diciembre en la Cuenca del Golfo de México Profundo, la exploración se ha enfocado con base al conocimiento, y resultados de los pozos principales en dos grandes áreas de los proyectos Área Perdido y Holok, privilegiando la búsqueda de aceite ligero y gas húmedo.

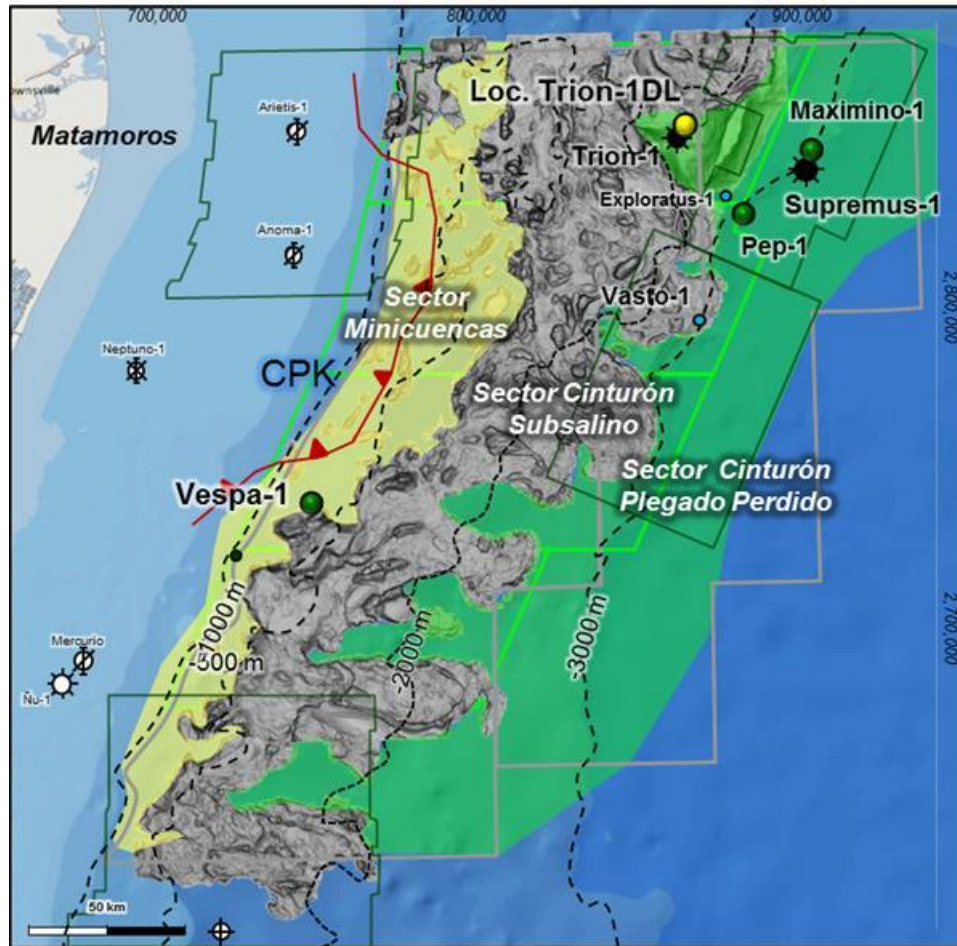


En el proyecto Han se concluyó la adquisición del estudio Sayab 3D que inició en el año 2012, y que para el periodo enero-septiembre realizó 8 mil 294 kilómetros cuadrados. El objetivo de este estudio fue definir los modelos geológicos-geofísicos del subsuelo, así como

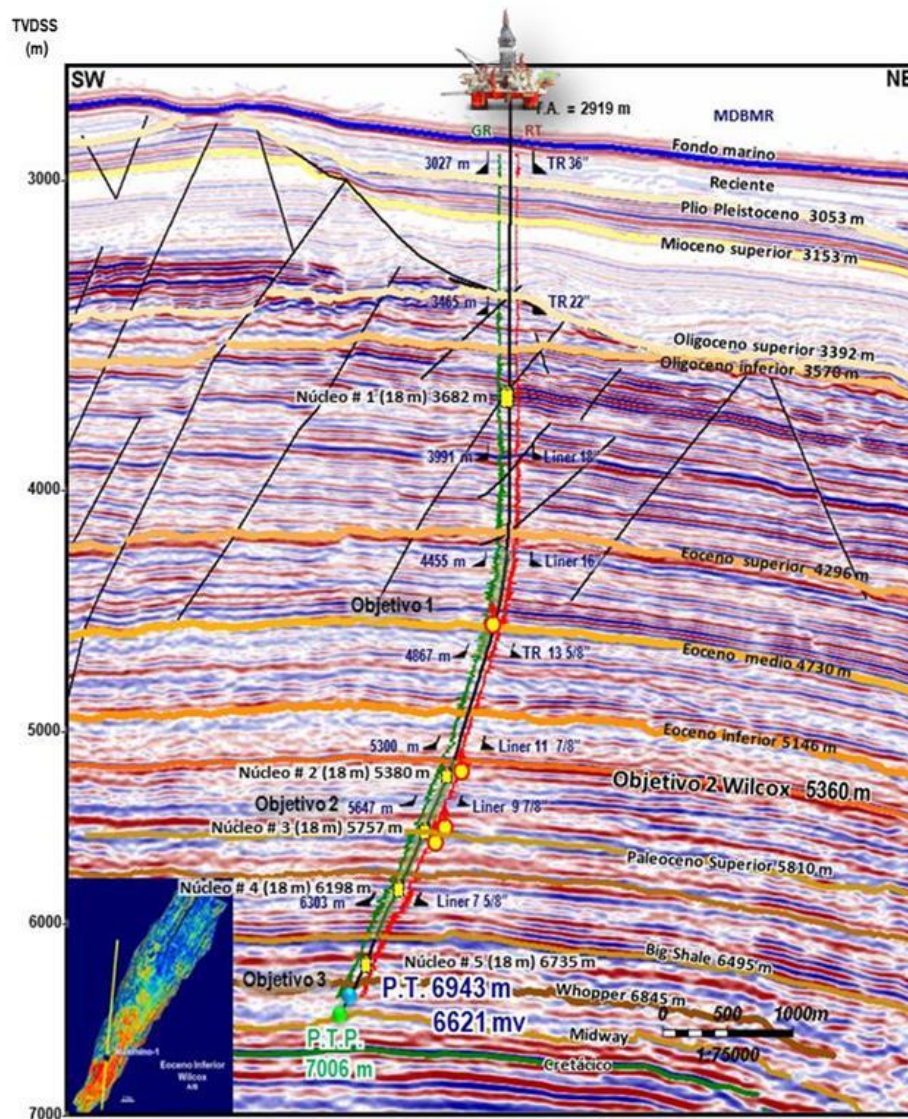
la probable distribución de fluidos, mediante la aplicación de procesos AVO y otros atributos sísmicos, así como información gravimétrica y magnetométrica que permita acotar el riesgo de los diferentes elementos del sistema petrolero y confirmar la existencia y dimensiones de las oportunidades exploratorias visualizadas.



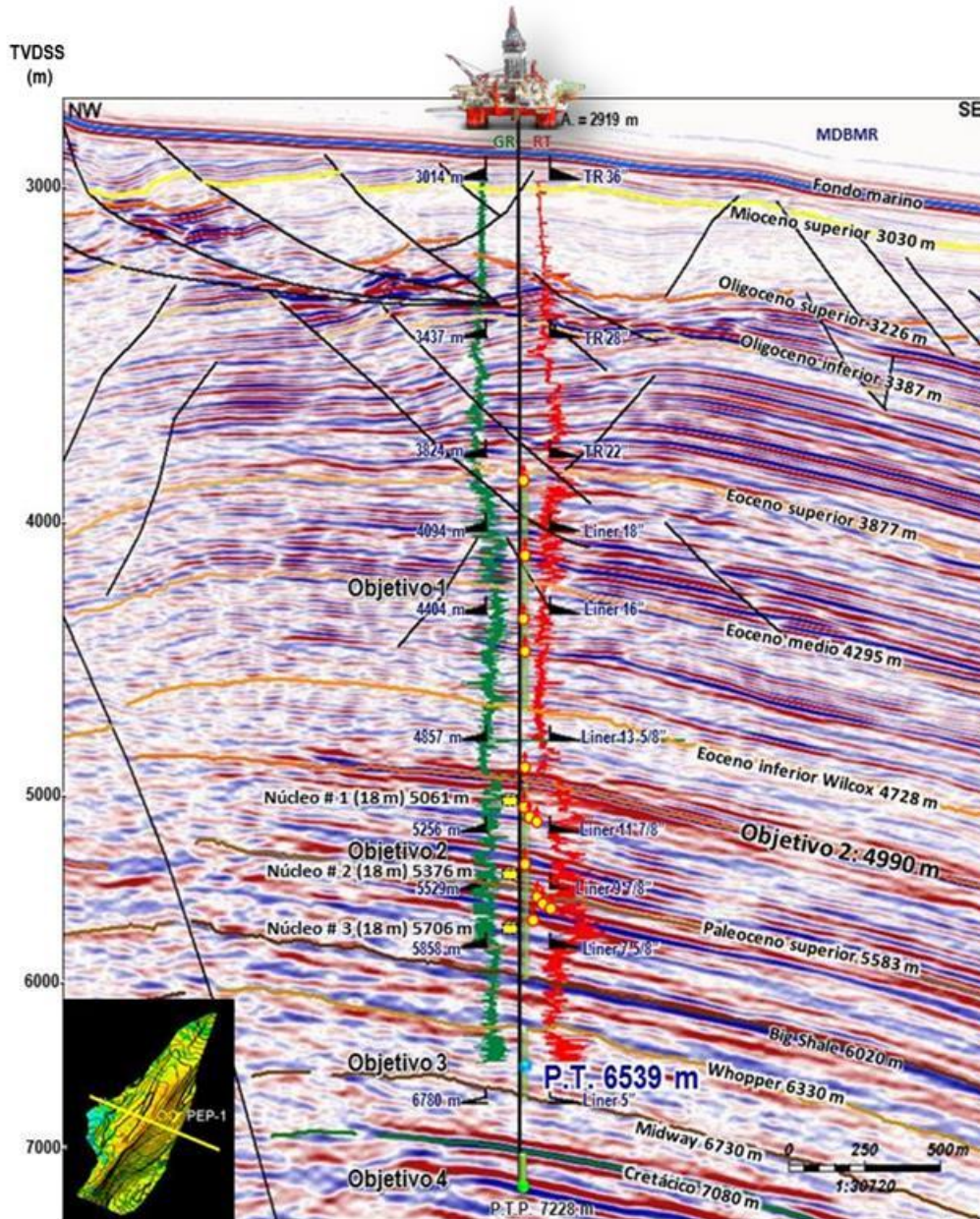
En el proyecto Área Perdido en el periodo enero-diciembre se han concluido los pozos PEP-1, Maximino-1 y Vespa-1, y se continúa evaluando el potencial con los pozos actualmente en perforación Trion-1DL y Exploratus-1 en la provincia Cinturón Plegado Perdido.



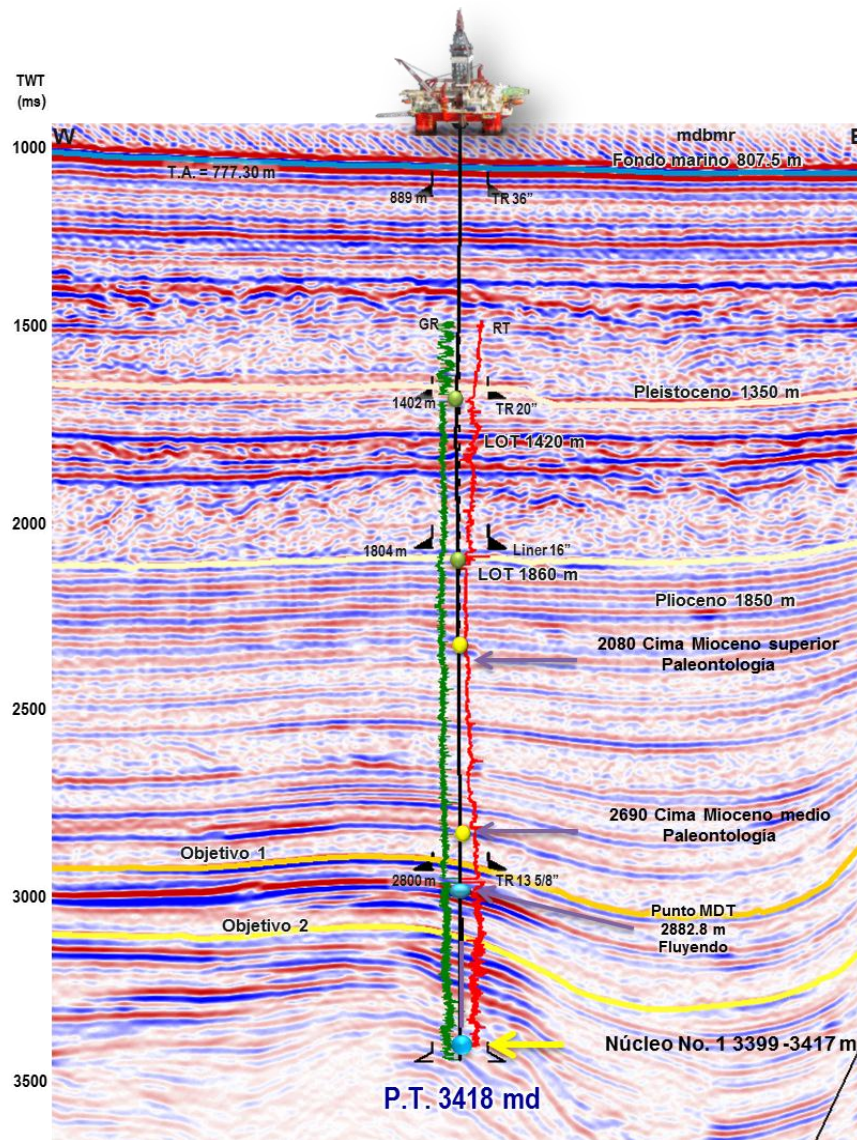
Se terminó el pozo exploratorio Maximino-1 con la plataforma West Pegasus en un tirante de agua de 2 mil 919 metros, resultando productor de aceite y gas, confirmó la existencia de un sistema petrolero activo y la presencia de yacimientos de aceite superligero y gas en las secuencias siliciclásticas del Eoceno inferior Wilcox en la Provincia Cinturón Plegado Perdido. Alcanzó una profundidad de 6 mil 621 metros.



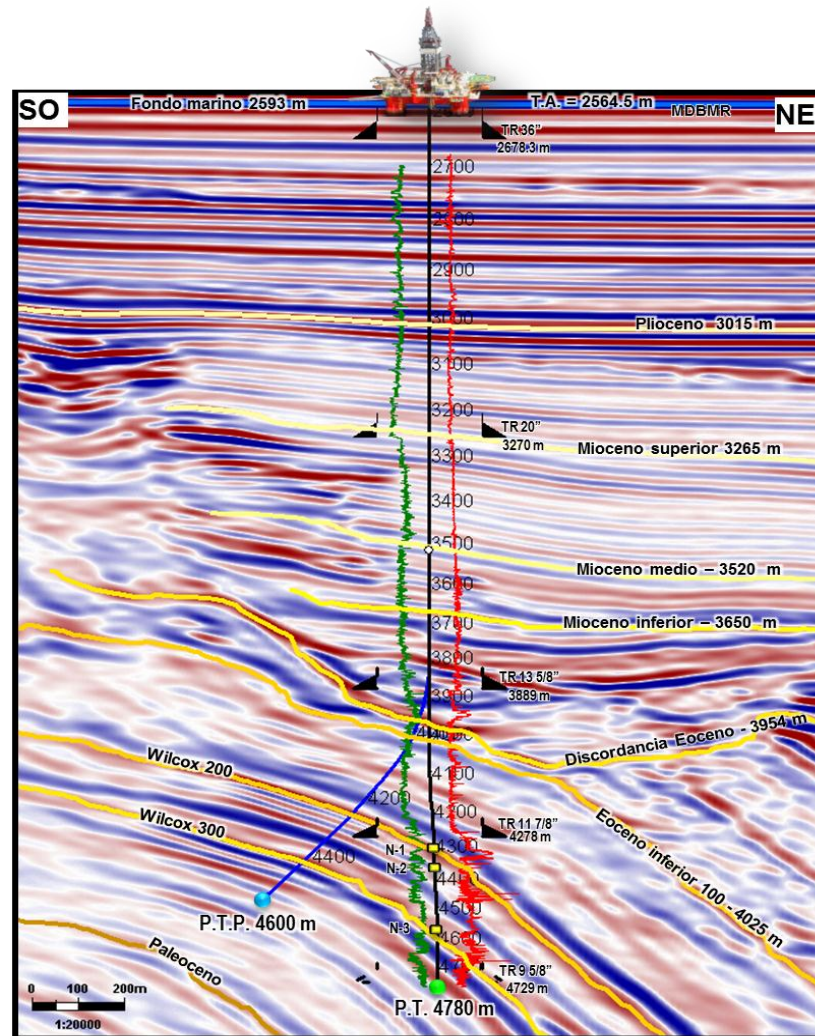
Con la plataforma Bicentenario I se terminó el pozo PEP-1, en un tirante de agua de 2 mil 919 metros y resultó improductivo invadido de agua salada, sin embargo la información obtenida es de gran valor para calibrar los modelos geológicos-geofísicos y geoquímicos en los plays del Eoceno y Paleoceno de las propuestas de las localizaciones documentadas y oportunidades detectadas alrededor del pozo PEP-1. Éste pozo alcanzó una profundidad total de 6 mil 539 metros.



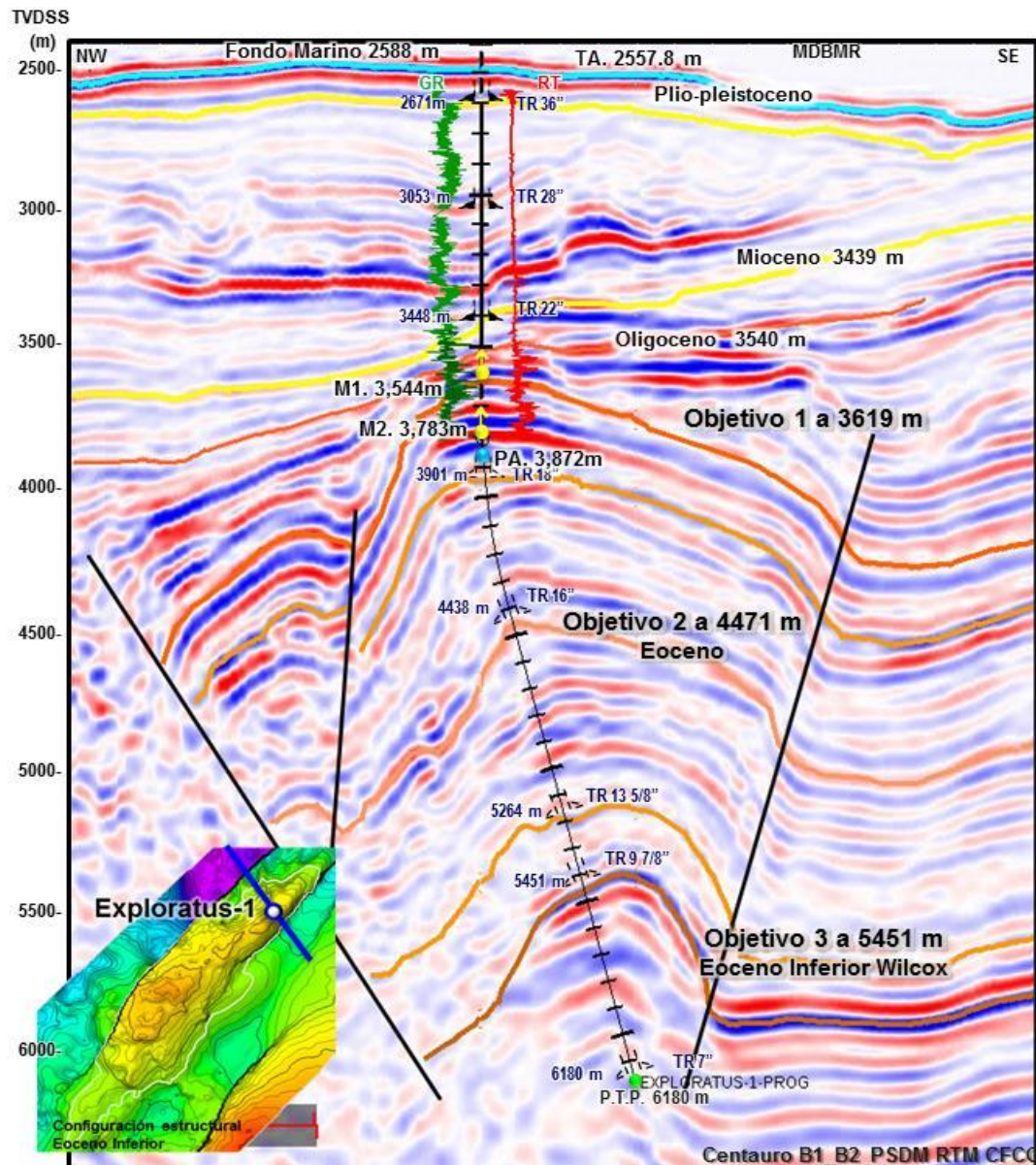
Se terminó el pozo exploratorio de sondeo estratigráfico Vespa-1 con la plataforma West Pegasus, en un tirante de agua de 777 m, resultando productor de aceite y gas. El pozo Vespa-1, confirmó la existencia de un sistema petrolero activo en el área de minicuenas, en la provincia Salina del Bravo, evaluó las areniscas Mioceno Medio. Alcanzó una profundidad de 3 mil 418 metros desarrollados (3 mil 415 mv)



En la porción norte del Cinturón Plegado Perdido se tiene la perforación del pozo exploratorio en aguas ultraprofundas Trion-1 DL con la plataforma Semisumergible Bicentenario, en un tirante de agua de 2 mil 565 metros, y a una profundidad programada total de 4 mil 729 metros. Con la perforación de éste pozo se están delimitando los yacimientos del Eoceno Inferior Wilcox para dar certidumbre al desarrollo. En éste periodo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 4 mil 318 metros.

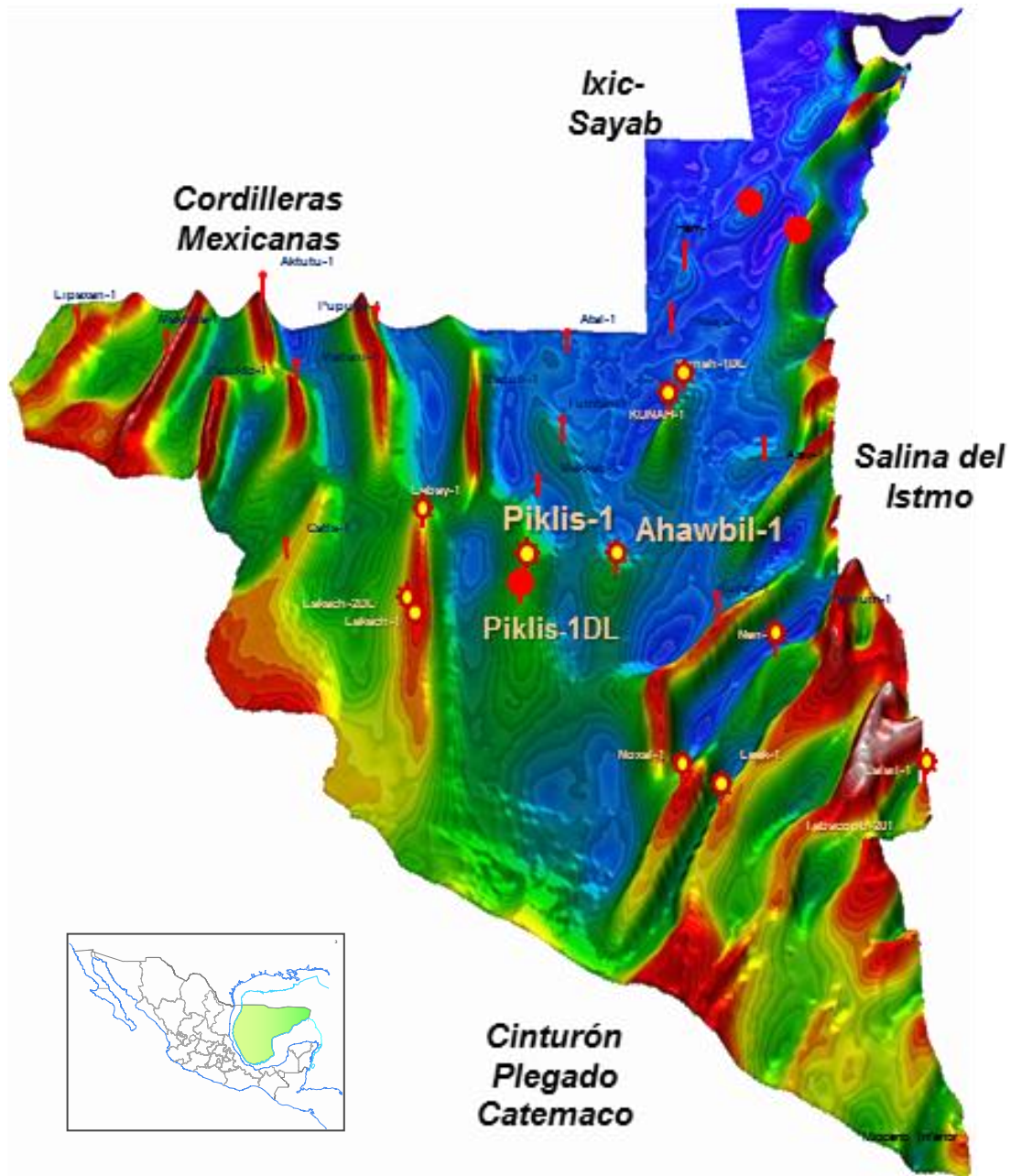


Inició la perforación del pozo exploratorio de aguas profundas Exploratus-1 con la plataforma Semisumergible west pegasus, en un tirante de agua de 2 mil 557 metros y con una profundidad programada total de 5 mil 900 metros. Con la perforación de la localización Exploratus-1 se confirmaría la extensión de los plays productores en el Eoceno Inferior Wilcox y en la Formación Frío del Oligoceno presentes en el Cinturón Plegado Perdido. En éste periodo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 3 mil 872 metros.

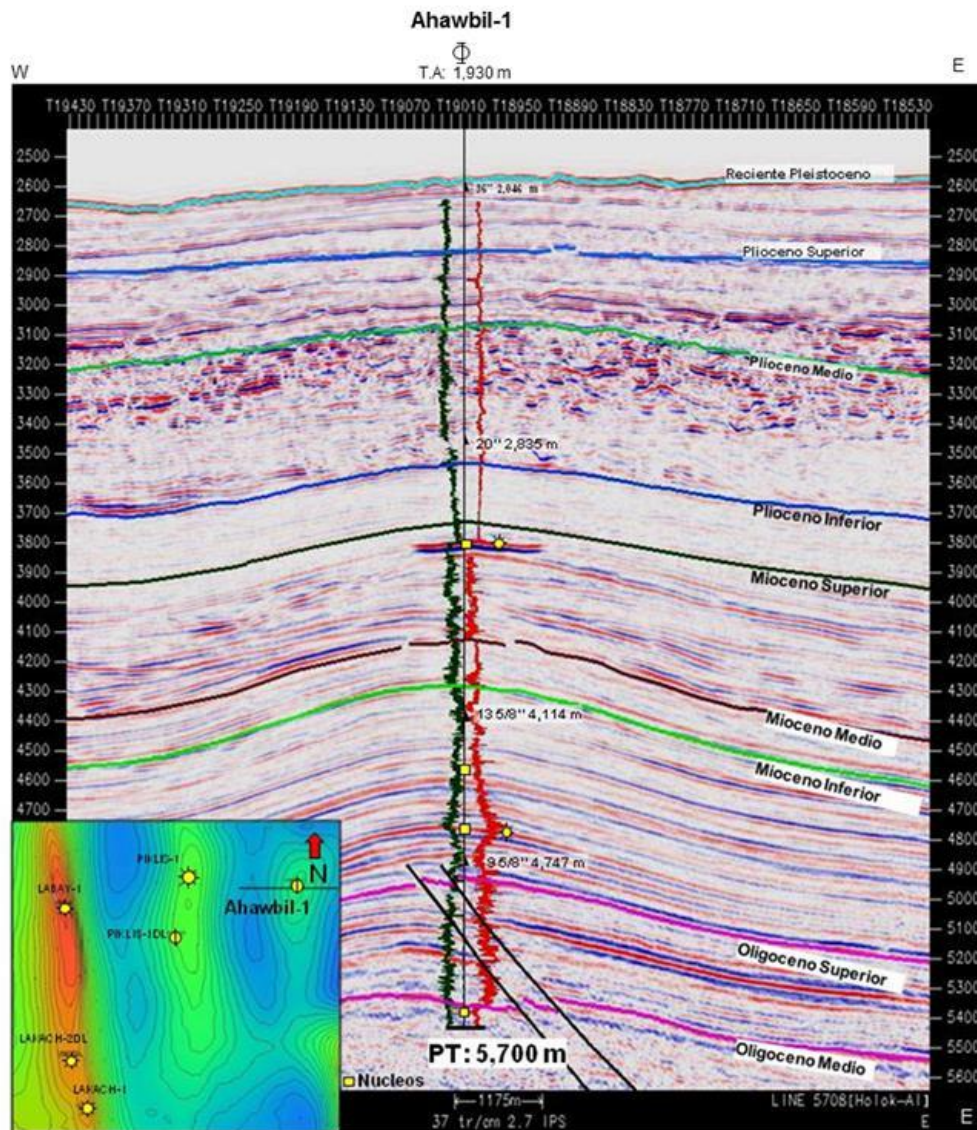


En la porción sur del Golfo de México, dentro de las Cordilleras Mexicanas y el Cinturón Plegado Catemaco, se descubrió una mega provincia de gas húmedo, por lo cual las actividades exploratorias se han enfocado a cuantificar su potencial.

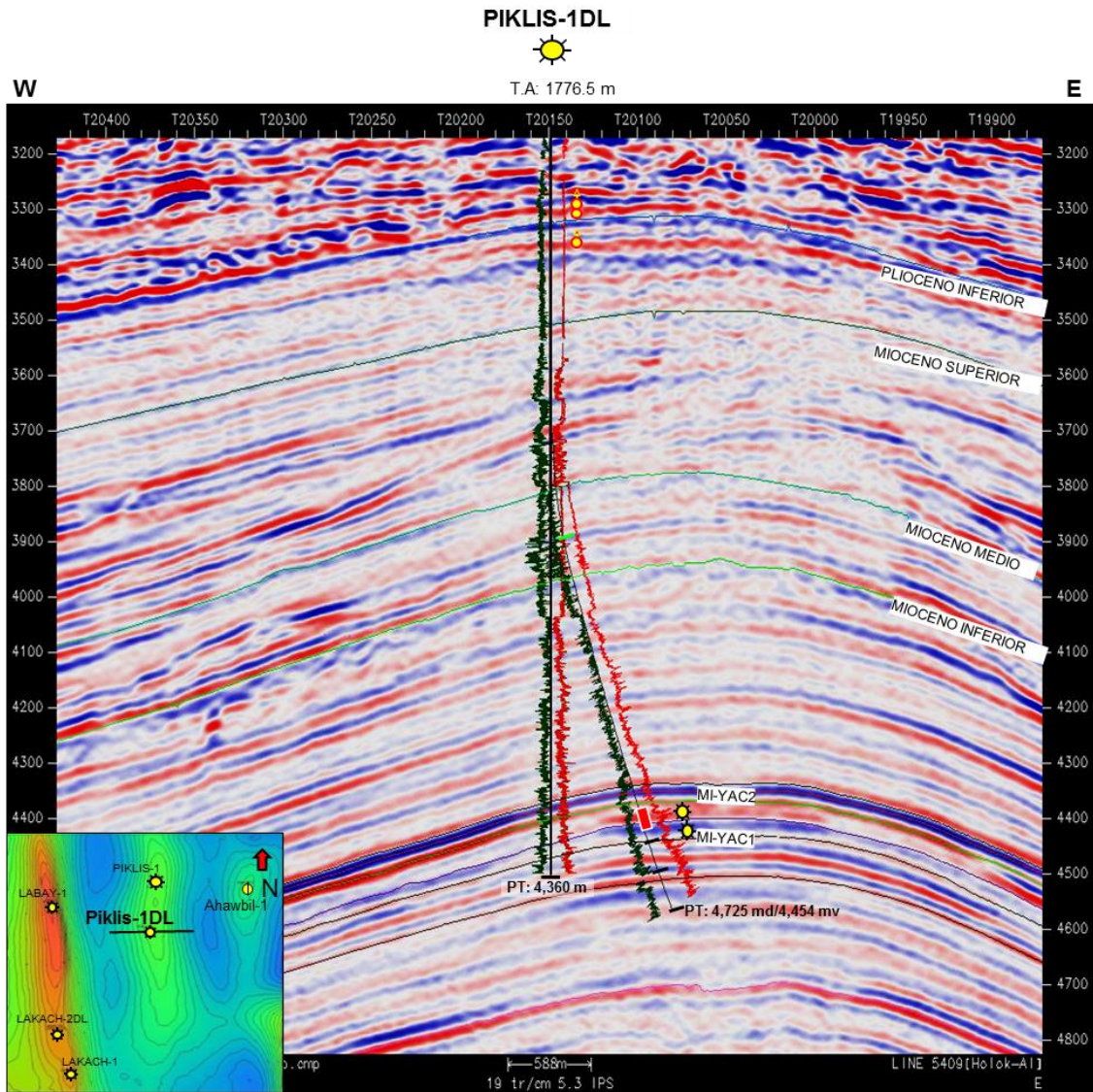
En el proyecto Holok en el periodo enero-diciembre se ha concluido el pozo Ahawbil-1 y el pozo Piklis-1DL.



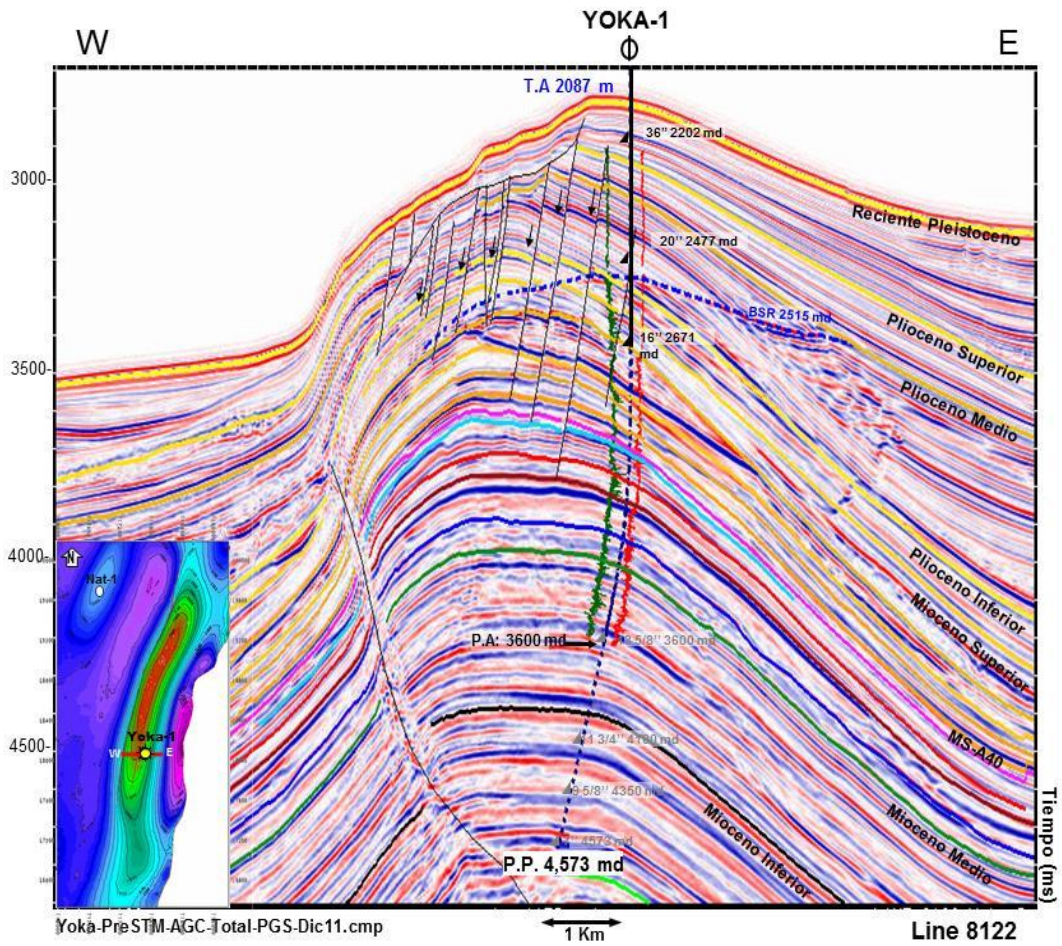
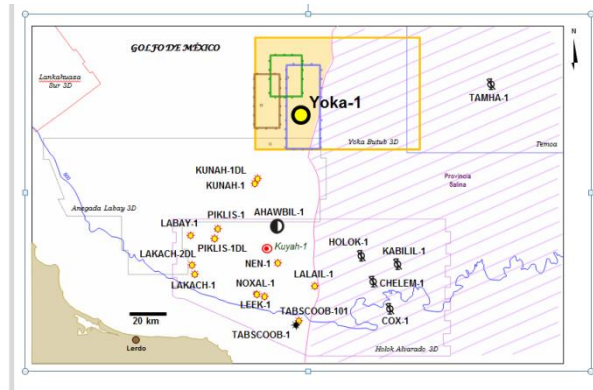
En el proyecto Holok, se terminó el pozo exploratorio Ahawbil-1 con la plataforma Centenario en un tirante de agua de 1 mil 930 metros. Resultó Productor no comercial de gas húmedo. El pozo Ahawbil-1 confirmó la presencia del sistema petrolero funcionando en los plays del Mioceno Superior e Inferior. Alcanzó una profundidad de 5 mil 700 metros.



Además, se terminó el pozo Piklis-1DL con la plataforma Muralla IV en un tirante de agua de 1 mil 777 metros. Resultó productor de gas húmedo. Con la perforación del pozo Piklis-1DL se delimitaron los yacimientos de gas húmedo del Mioceno Inferior descubiertos en el pozo Piklis-1, Se redujo la incertidumbre en la volumetría al definir los contactos Gas/Agua y reclasificar el máximo de reservas probables y posibles a probadas y probables. Alcanzó una profundidad total desarrollada de 4 mil 725 mbmr.



Inició la perforación del pozo de sondeo estratigráfico Yoka-1 con la plataforma Muralla IV en un tirante de agua de 2 mil 87 metros, con una profundidad programada total de 4 mil 573 metros desarrollados. El como objetivo comprobar la extensión al norte de los plays productores del Mioceno en el proyecto Holok. En éste periodo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 3 mil 600 metros desarrollados / 3 mil 525 metros verticales.



d. Avance de la actividad exploratoria en el play no convencional de aceite y gas en lutitas

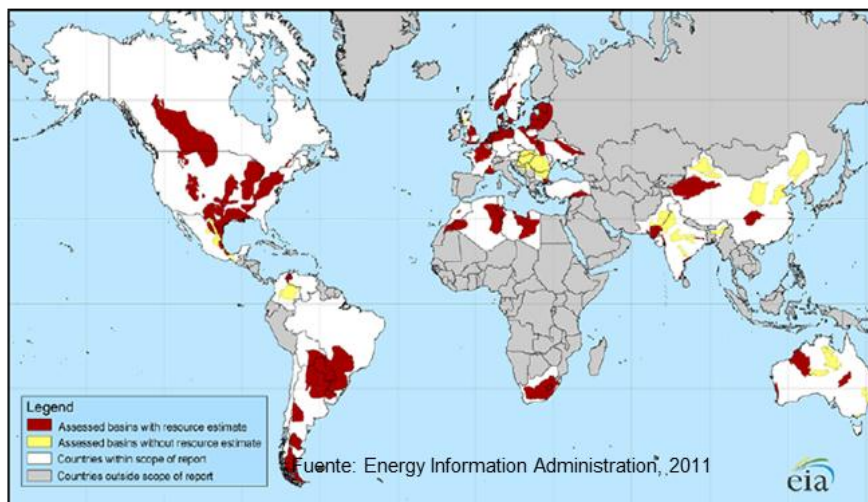
Dentro del Plan de Negocios de Pemex y en el Programa de Ejecución de la Estrategia de PEP se establece la estrategia “Intensificar la actividad de la evaluación del potencial del aceite y gas húmedo no asociado correspondiente al concepto oil-gas shale (aceite-gas en lutitas)”.

En base a la distribución de los recursos prospectivos y a esta estrategia, se documentó y registró un proyecto de inversión exploratorio en la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, denominado “Aceite y Gas en Lutitas”.

- **Situación internacional**

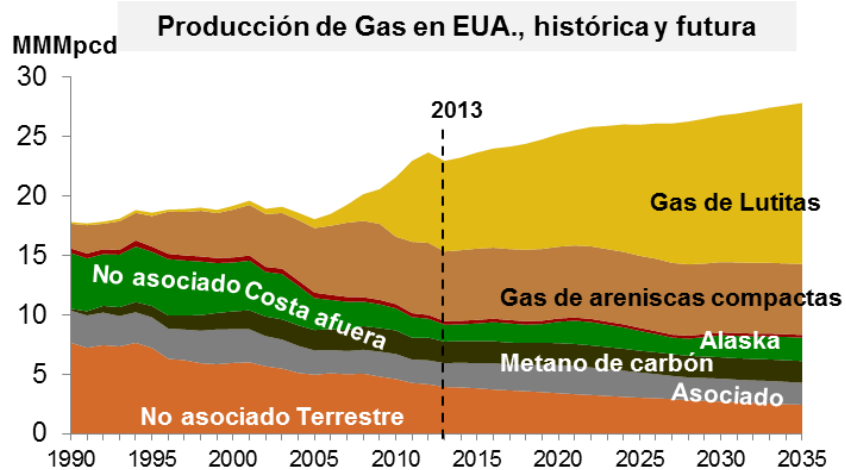
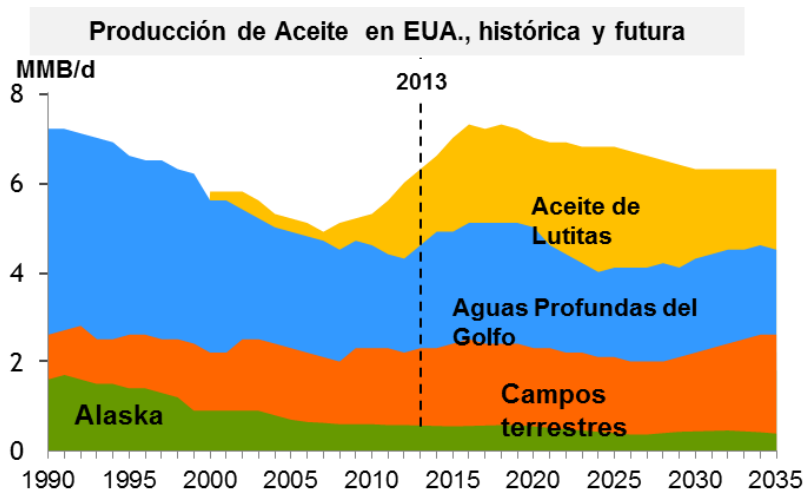
El negocio de aceite y gas en lutitas ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos, especialmente en países de economías emergentes y alta población.

Distribución Global de las Cuencas de Aceite y Gas en Lutitas



La contribución de este tipo de yacimientos a la producción mundial de hidrocarburos, especialmente los relacionados con líquidos, comienza a ser notable y es importante establecer estrategias para acceder a este tipo de recursos.

En Estados Unidos de América (EUA) se observó una declinación en la producción en 2008 y un repunte con la entrada de campos no convencionales de aceite y gas en lutitas

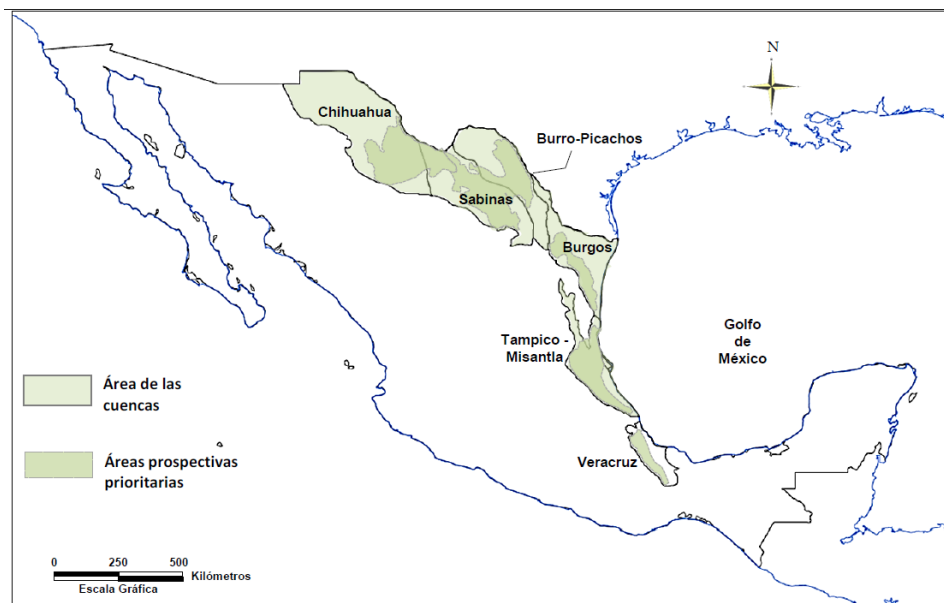


Fuente: Energy Information Administration (2013)

Así mismo, el reporte de la Administración de Información de Energía de EUA (EIA) de 2013, indica que en México existe un potencial de recursos técnicamente recuperables de 545 MMMMpc de gas y 13.1 MMMbpce.

- **Contexto nacional**

El proyecto está situado geológicamente en las provincias de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Se enfoca a la exploración de plays no convencionales de aceite y gas en lutitas, en horizontes de edad Jurásico Superior Tithoniano y Cretácico Superior Turoniano



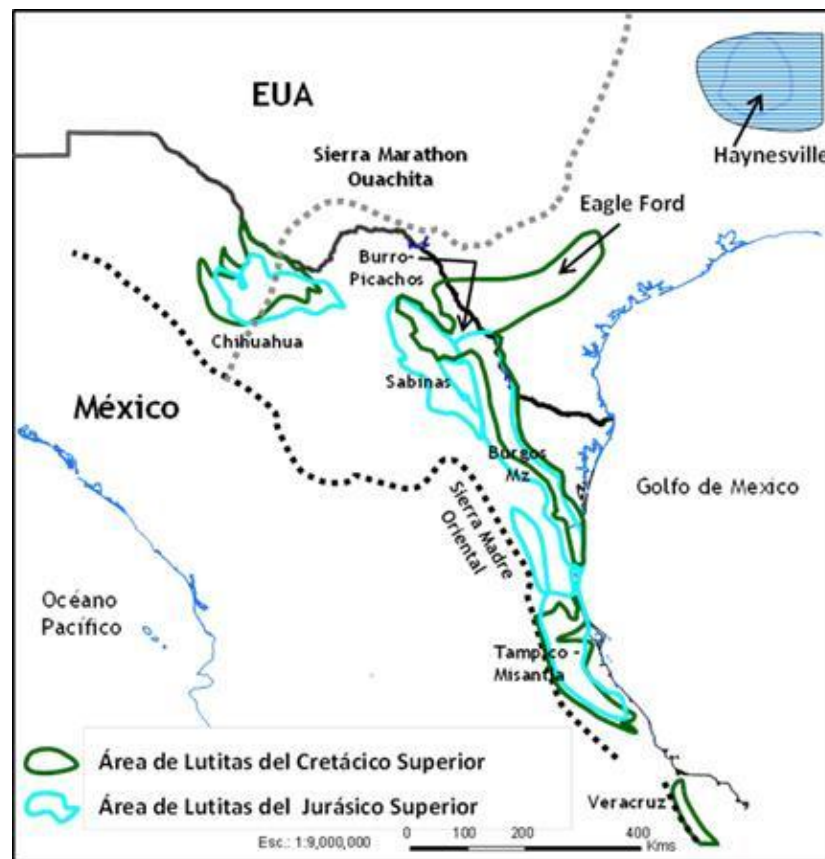
La perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas con base en los estudios geológicos-geofísicos, geoquímicos y datos de más de 1 mil pozos generados en 75 años de exploración por Pemex, ha permitido identificar los siguientes plays:

Cretácico Superior distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos y Burgos en el noreste de México representan la continuidad de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados Unidos.

Plays del Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.

Plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta) presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA.

Plays de aceite y gas en lutitas en México

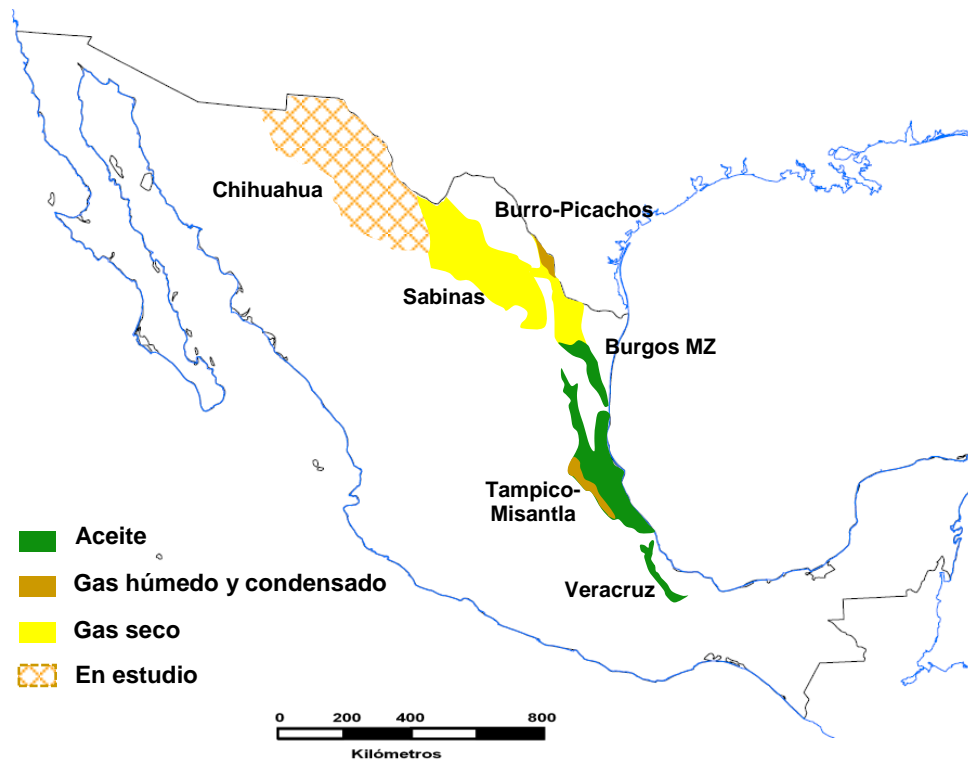


- **Recursos prospectivos**

Actualmente se tienen identificados del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 miles de millones corresponden a la Cuenca Tampico-Misantla y Veracruz, 24.8 miles de millones a la Cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente corresponden a aceite y 28.9 miles de millones a gas.

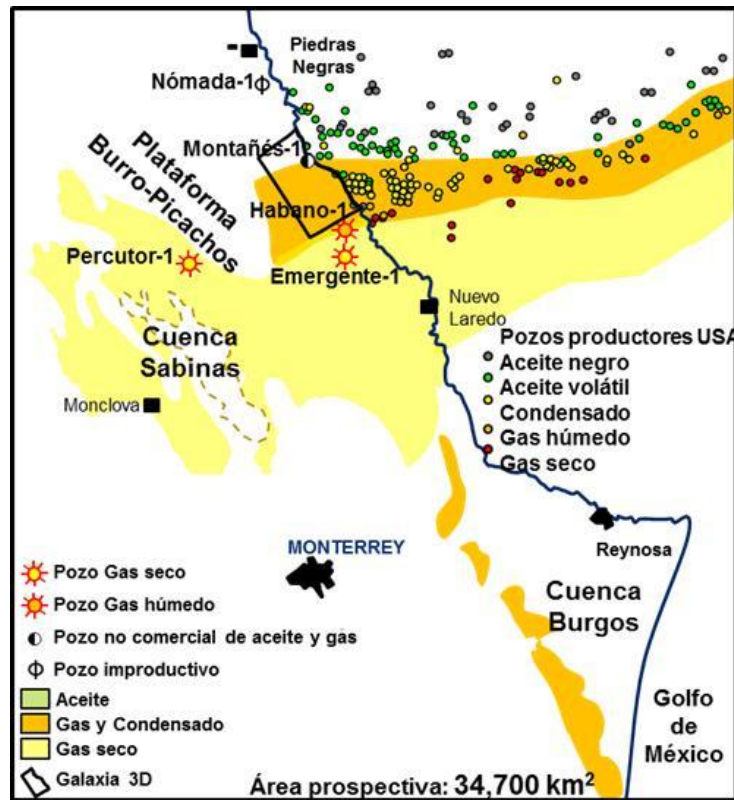
N	Provincia	Aceite (MMMb)	Gas húmedo (MMMMpc)	Gas seco (MMMMpc)	MMMBpce
1	Tampico-Misantla	30.7	20.7	0	34.8
2	Burgos MZ*	0	9.5	44.3	10.8
3	Burro-Picachos	0.6	6.6	11.4	4.2
4	Sabinas	0	0	49	9.8
5	Veracruz	0.6	0	0	0.6
6	Chihuahua	En estudio			
	TOTAL	31.9	36.8	104.7	60.2

Estos recursos se encuentran geográficamente distribuidos como se muestra a continuación:



• Resultados

Desde el año 2010 se inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro-Picachos, con resultados exitosos, comprobando la continuidad hacia México de las ventanas de gas seco con los pozos Emergente-1 (2011), y en 2012 con los descubrimientos Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1.

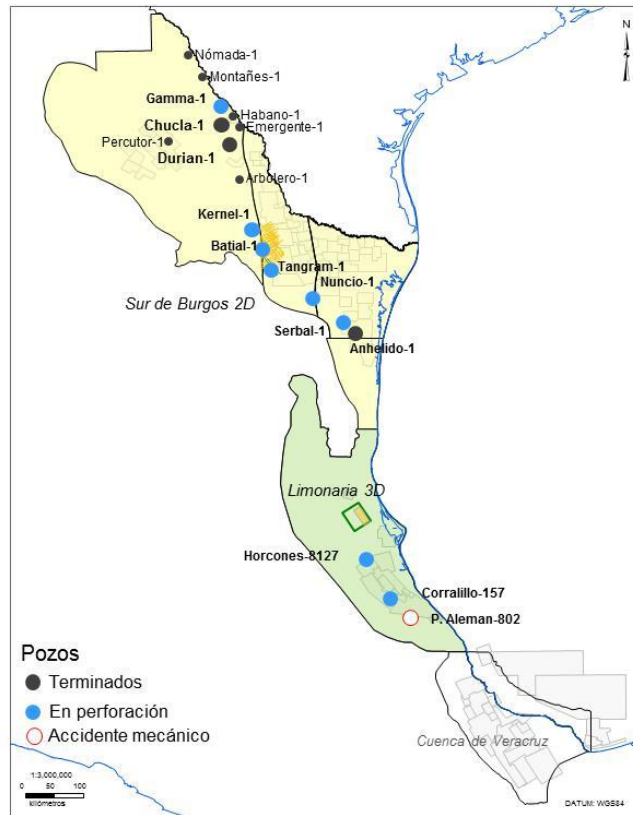


Así mismo en 2012, se destaca el descubrimiento del primer yacimiento de aceite con la perforación del pozo Anhélido-1 que resultó productor de aceite y gas en la formación Jurásico Superior Pimienta.

Avances enero-diciembre 2013

En la Cuenca de Burgos y Sabinas para continuar la evaluación del play no convencional de aceite y gas en lutitas, se terminaron los pozos Chucla-1, Durian-1, Gamma-1, Nuncio-1, Tangram-1, Kernel-1 y en etapa de terminación se encuentran los pozos Serbal-1, Nerita-1, Batial-1, Mosquete-1 y Céfiro-1.

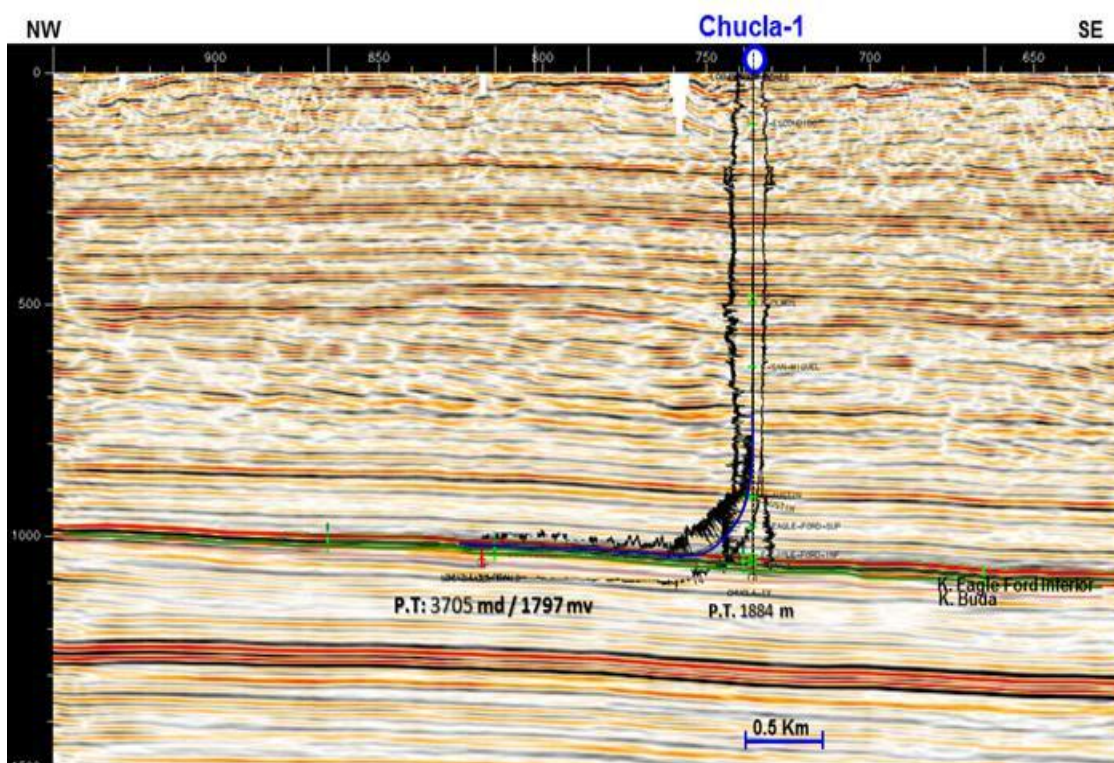
En la Cuenca Tampico-Misantla se concluyó el pozo de desarrollo Presidente Alemán-802 del Activo de Producción Poza Rica Altamira por accidente mecánico durante la perforación, por lo que no se evaluó el play no convencional de aceite y gas de la formación pimienta del Jurásico Superior.



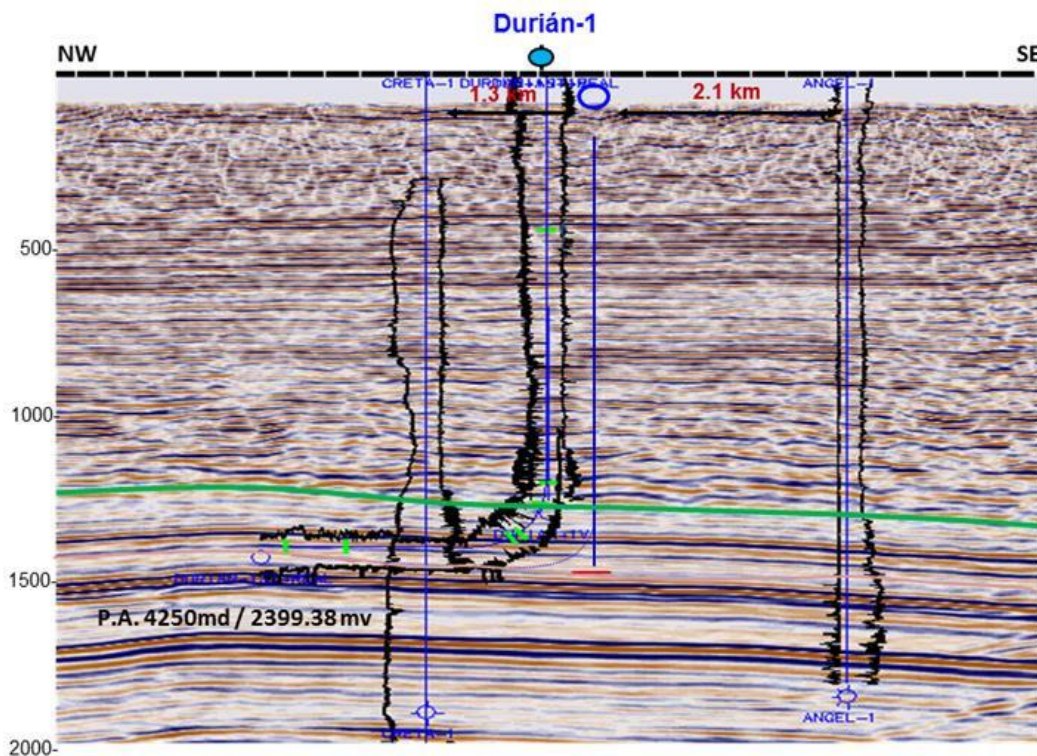
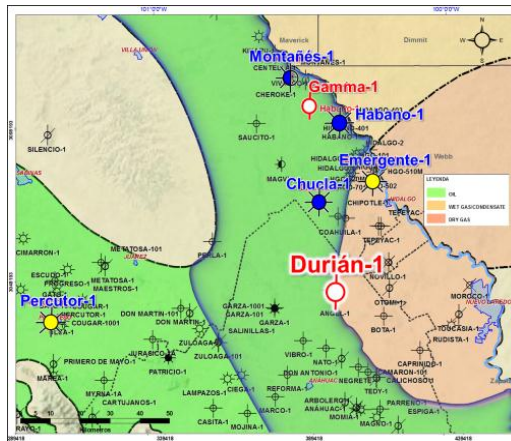
Adicionalmente, se pretende evaluar el play no convencional de aceite y gas en lutitas a través de los pozos de desarrollo Horcones-8127 y Corralillo-157 del Activo de Producción Poza Rica Altamira.

El pozo Chucla-1 localizado en la Cuenca de Sabinas, en el municipio de Hidalgo Coahuila, concluyó en marzo de 2013, evaluó el concepto de aceite y gas en lutitas en esa porción de la cuenca, resultando productor de gas y condensado en el play Eagle Ford del

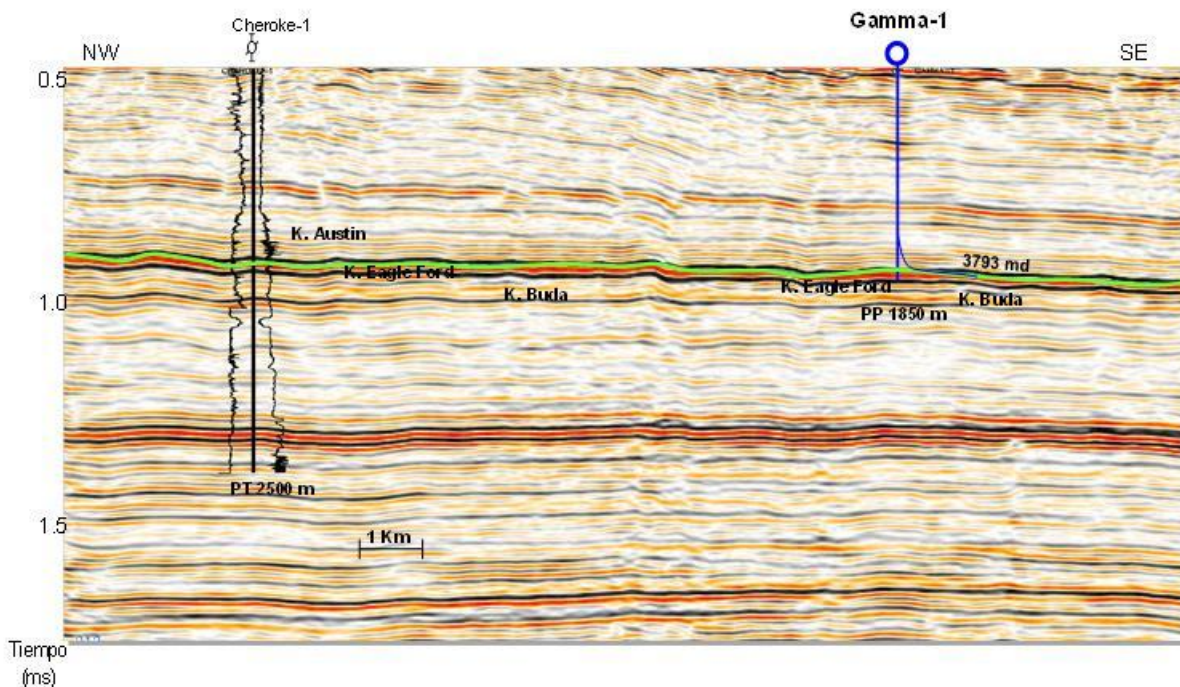
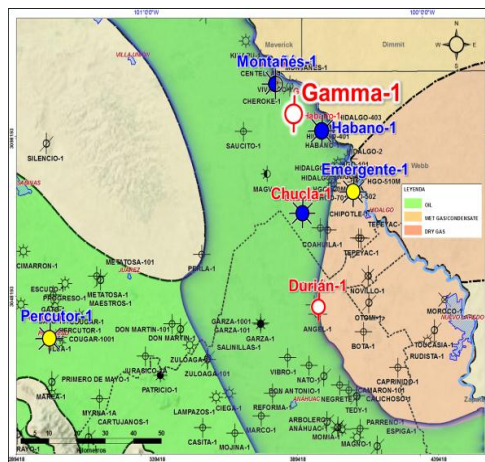
Cretácico Superior. Alcanzó una profundidad total de 3,705 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple.



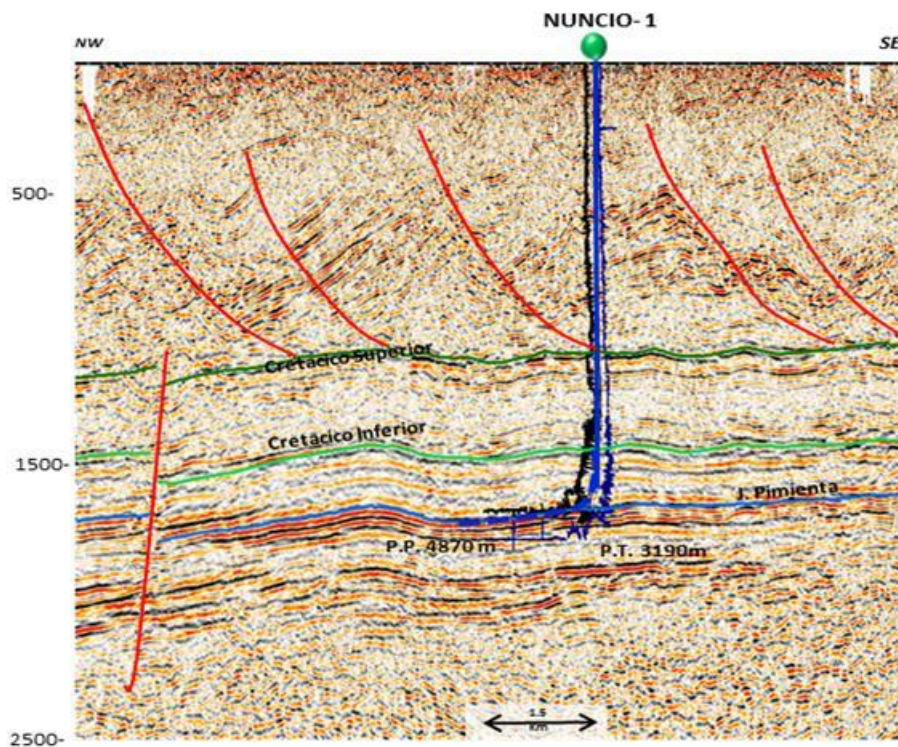
El pozo Durian-1 se encuentra localizado en la Cuenca de Sabinas, en el municipio de Anáhuac, Nuevo León, concluyó en julio de 2013 y evaluó el play no convencional de la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior. El pozo resultó productor de gas seco, alcanzó una profundidad de 4 mil 250 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple.



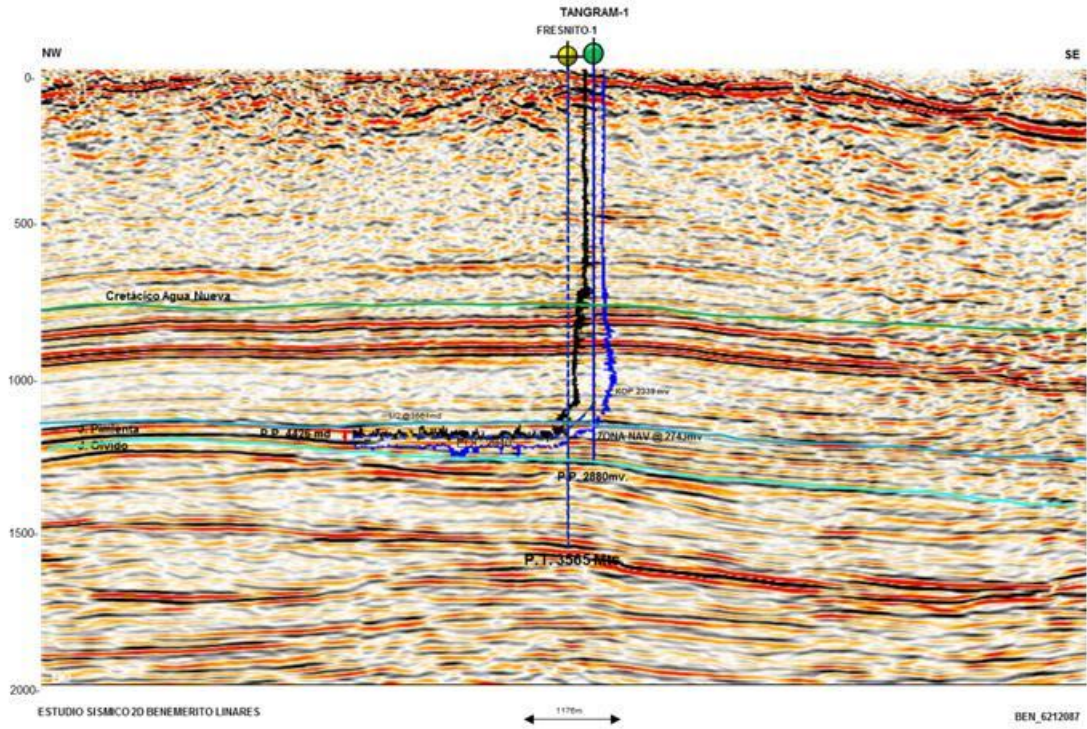
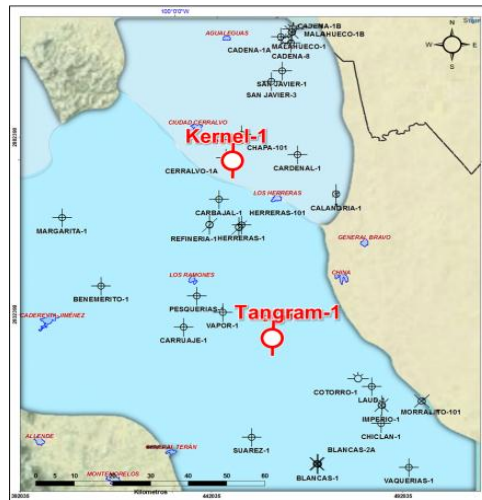
El pozo Gamma-1 se encuentra en la Cuenca de Sabinas, en el municipio de Guerrero, Coahuila, concluyó en diciembre de 2013 y evaluó el play no convencional de la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior. El pozo resultó productor no comercial de gas y condensado, alcanzó una profundidad de 3 mil 793 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple.



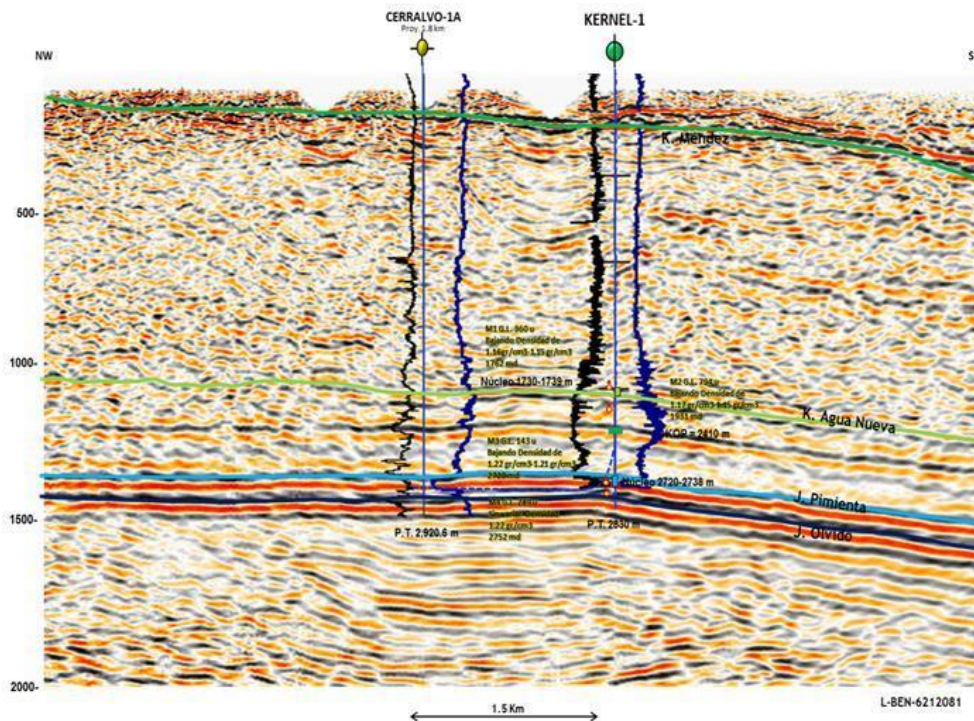
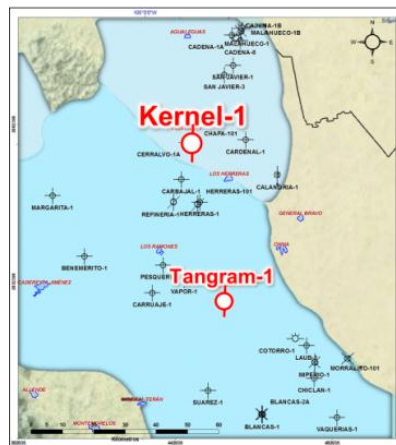
El pozo Nuncio-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Burgos, Tamaulipas, concluyó en Noviembre del 2013 y evaluó el play no convencional de la formación Pimienta del Jurásico Superior. El pozo resultó productor de gas seco, alcanzó una profundidad de 4 mil 900 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple



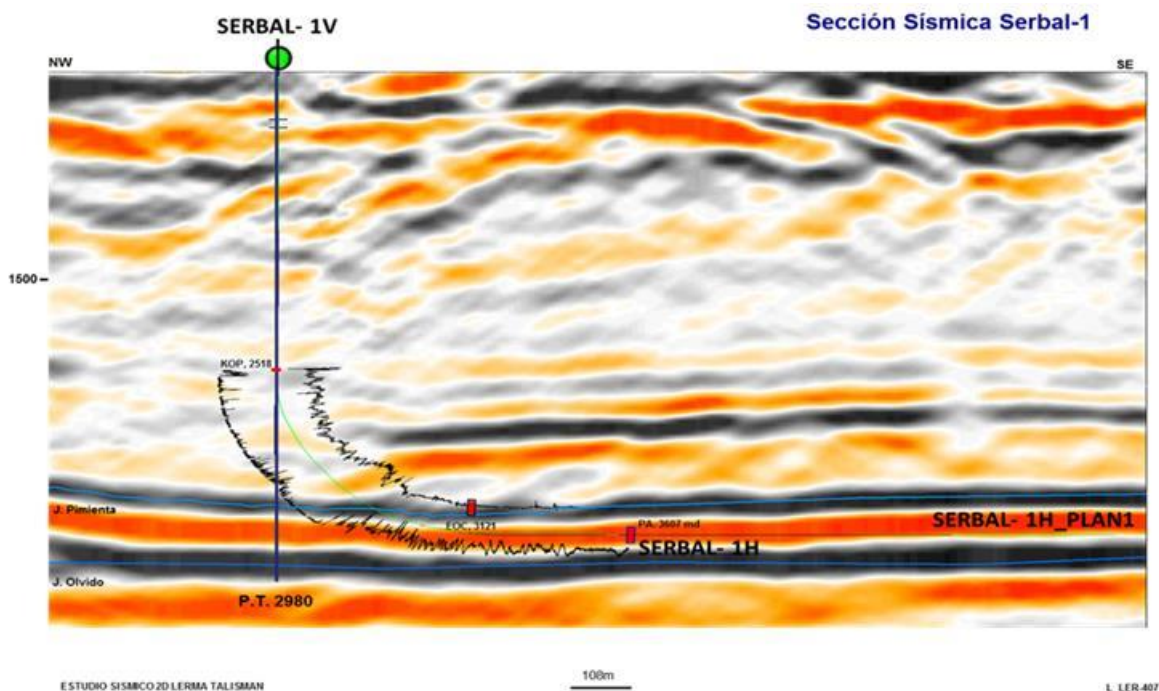
El pozo Tangram se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de China, Nuevo León, concluyó en Diciembre del 2013 y evaluó el play no convencional de la formación Pimienta del Jurásico Superior. El pozo resultó productor de gas seco, alcanzó una profundidad de 4,426 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple



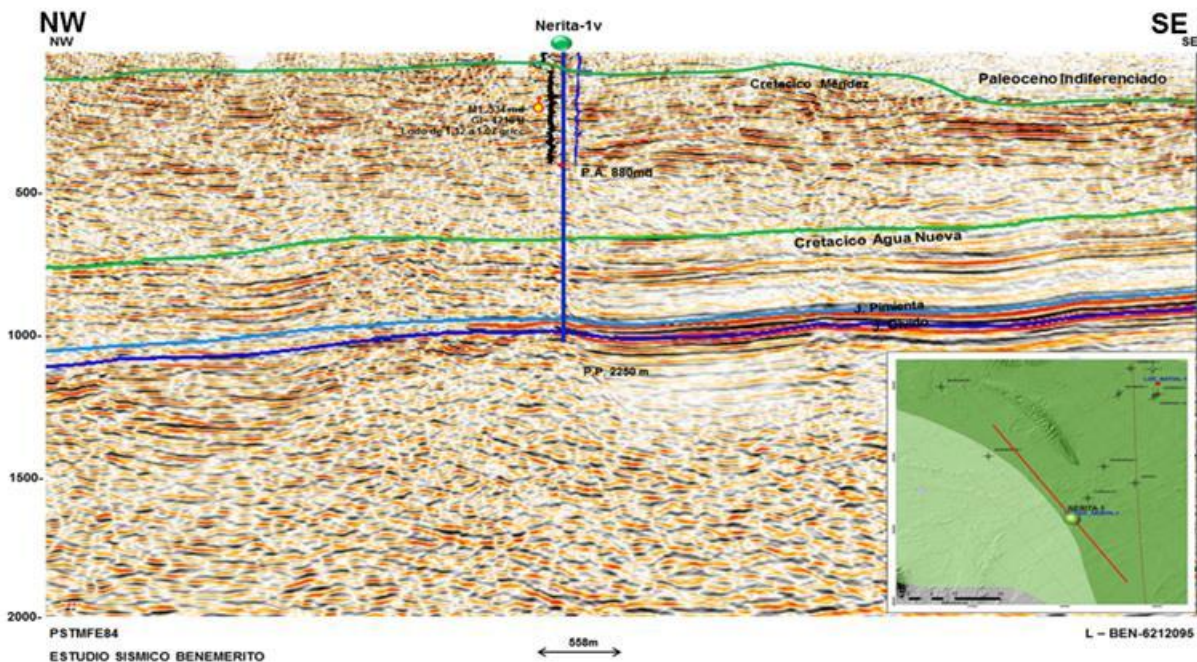
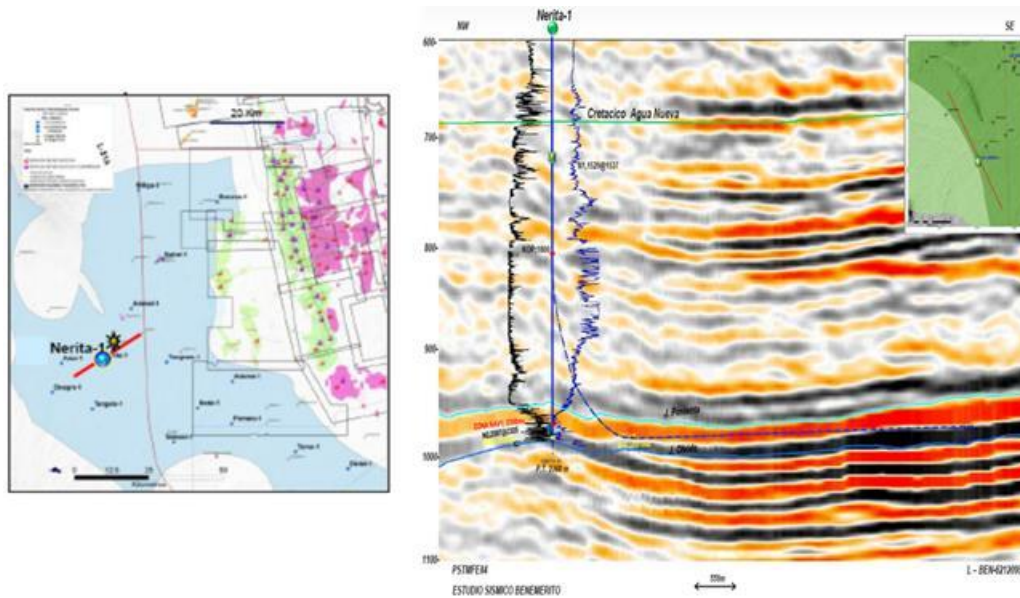
El pozo Kernel-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Melchor Ocampo, Nuevo León, concluyó en Diciembre del 2013 y evaluó el play no convencional de la formación Pimienta del Jurásico Superior. El pozo resultó productor de gas seco, alcanzó una profundidad de 4 mil 404 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo se perforó horizontalmente y fue terminado con fracturamiento hidráulico múltiple.



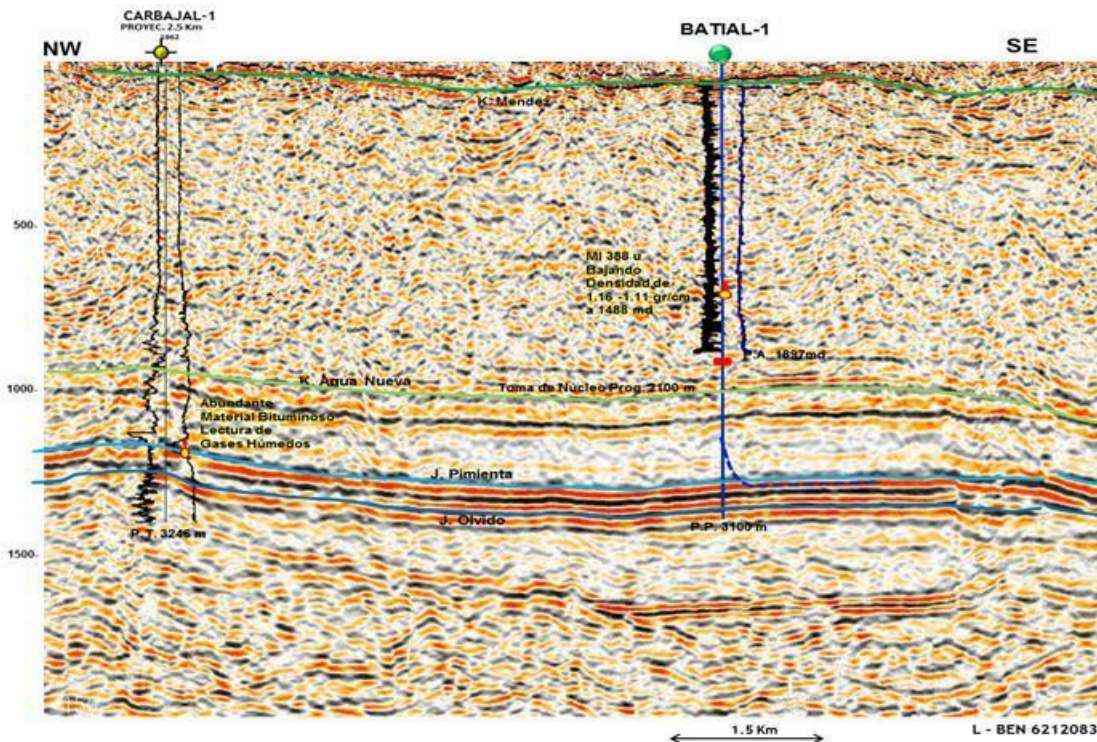
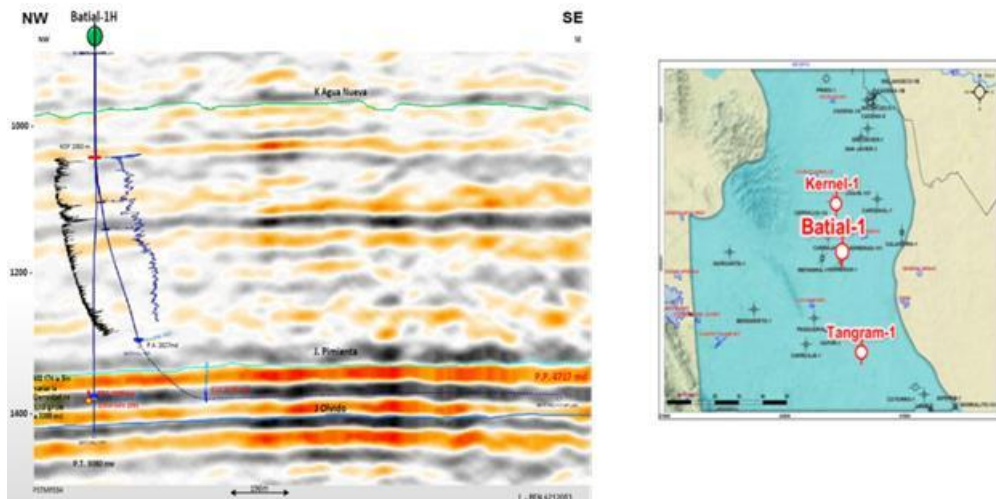
El pozo Serbal-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Cruillas, Tamaulipas, su objetivo es probar el concepto del play, evaluar su potencial y productividad de gas húmedo en las lutitas carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, se encuentra en etapa de terminación y en éste periodo alcanzó una profundidad de 4 mil 750 metros desarrollados. Bajo este concepto el pozo es perforado horizontalmente y terminará con fracturamiento hidráulico múltiple.



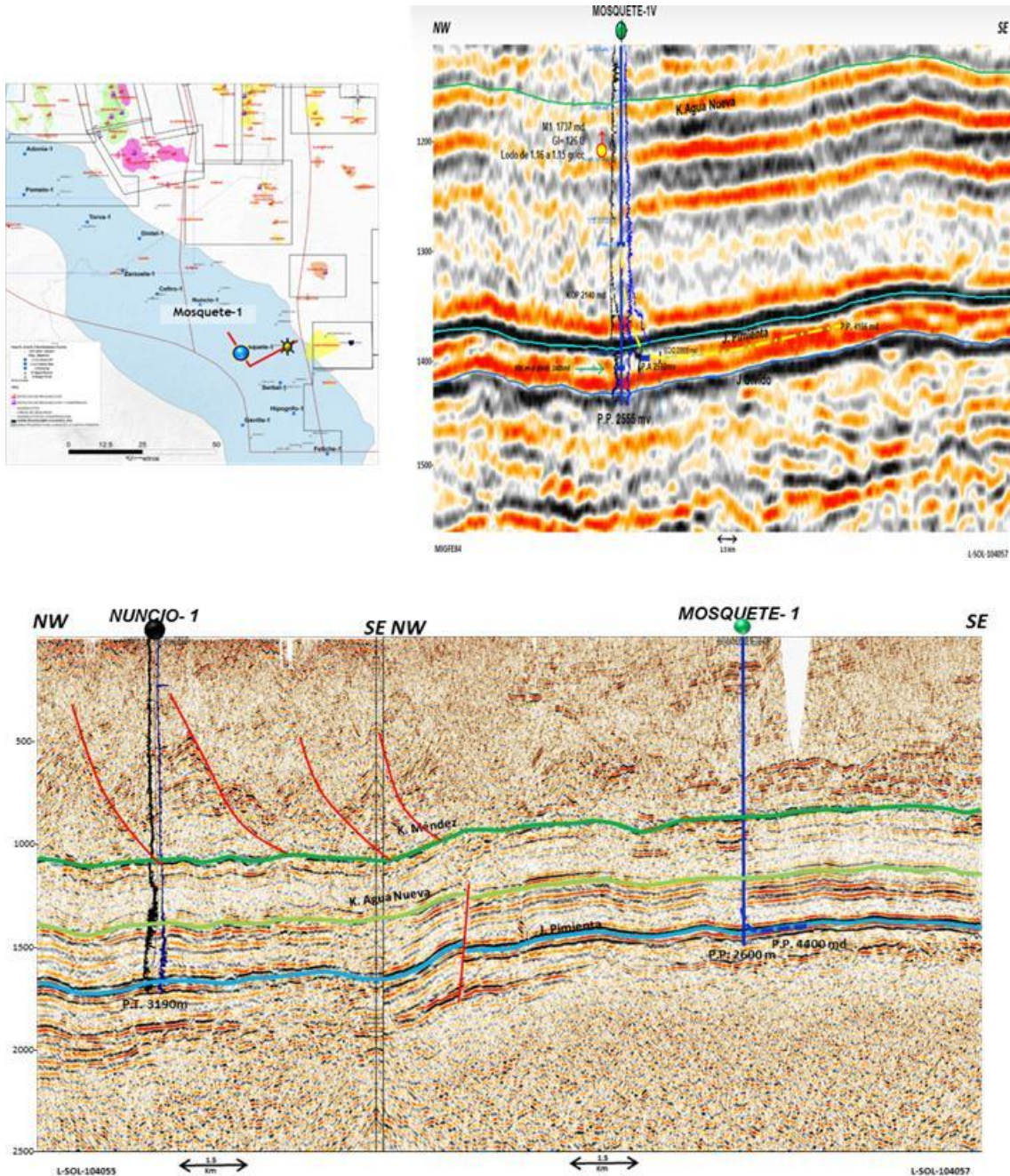
El pozo Nerita-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Los Ramones, Nuevo León, su objetivo es probar el concepto del play, evaluar su potencial y productividad de aceite y gas húmedo en las lutitas carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, se encuentra en etapa de terminación y en éste periodo alcanzó una profundidad de 4 mil 100 metros desarrollados.



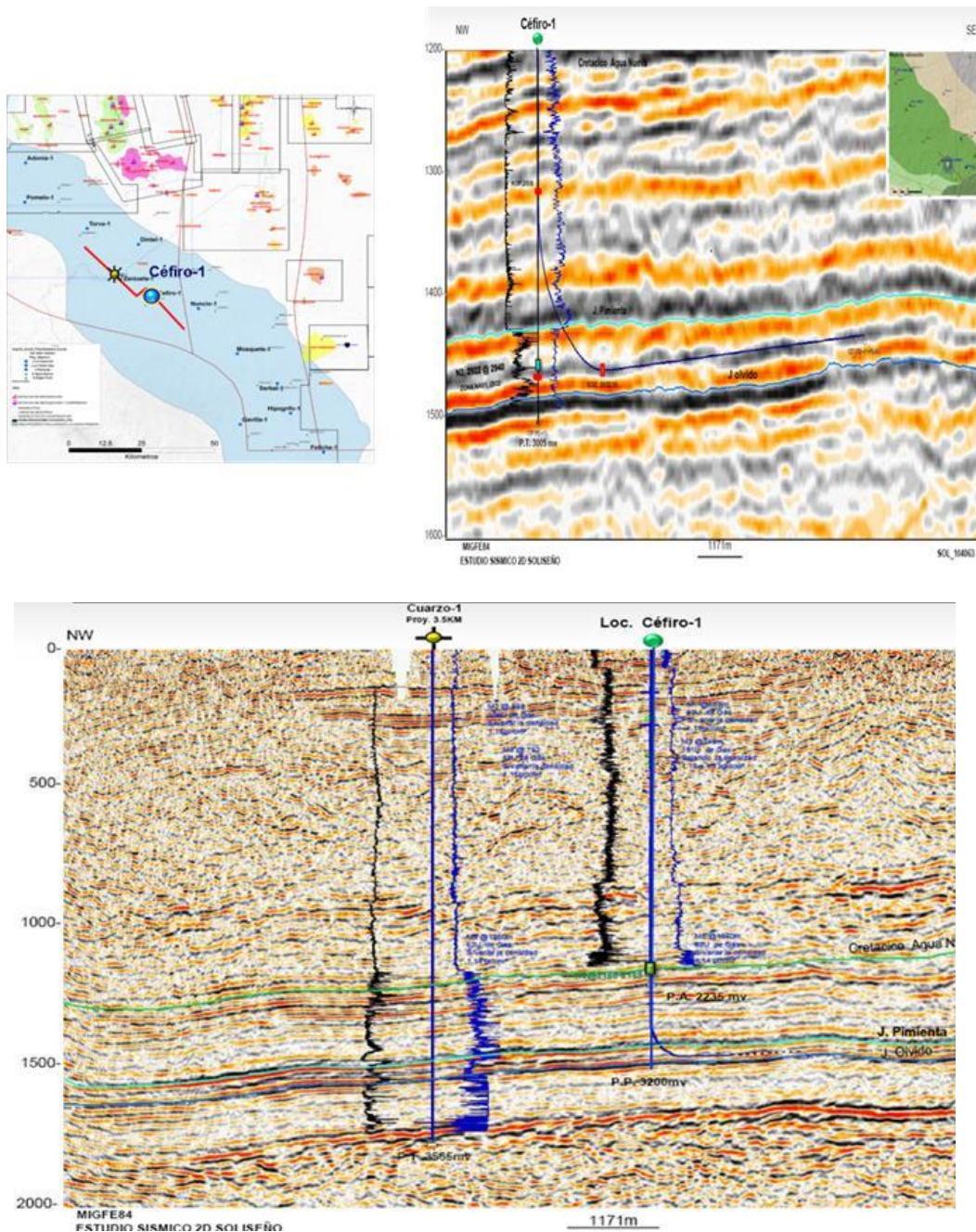
El pozo Batial-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Los Herreras, Nuevo León, su objetivo es probar el concepto del play, evaluar su potencial y productividad de aceite y gas húmedo en las lutitas carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, en espera de la terminación y en el éste periodo alcanzó una profundidad de 4 mil 199 metros desarrollados.



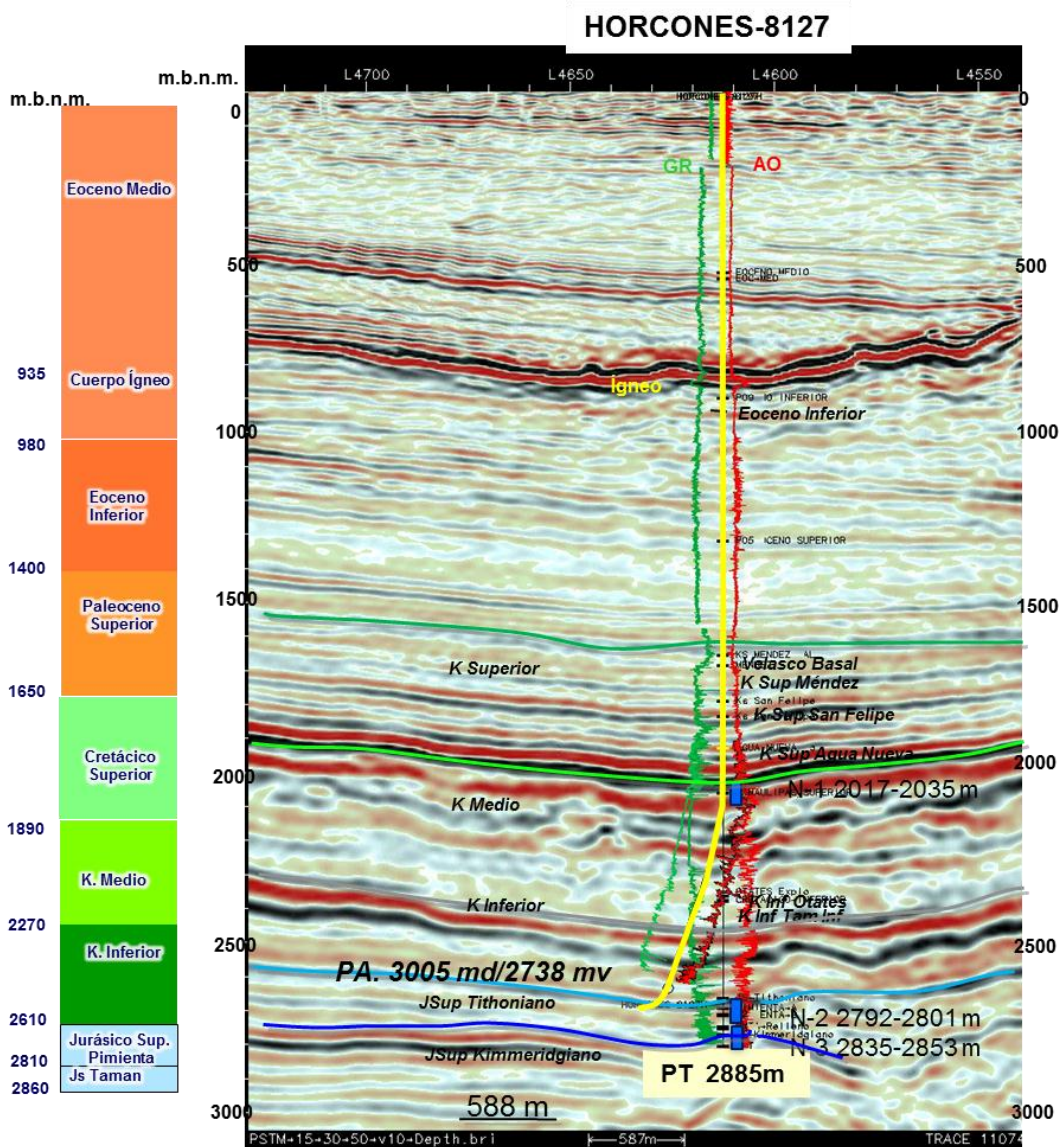
El pozo Mosquete-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Burgos, Tamaulipas, su objetivo es probar el concepto del play, evaluar su potencial y productividad de aceite y gas en las lutitas carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, se encuentra en espera de terminación y en éste periodo alcanzó una profundidad de 4 mil 156 metros desarrollados.



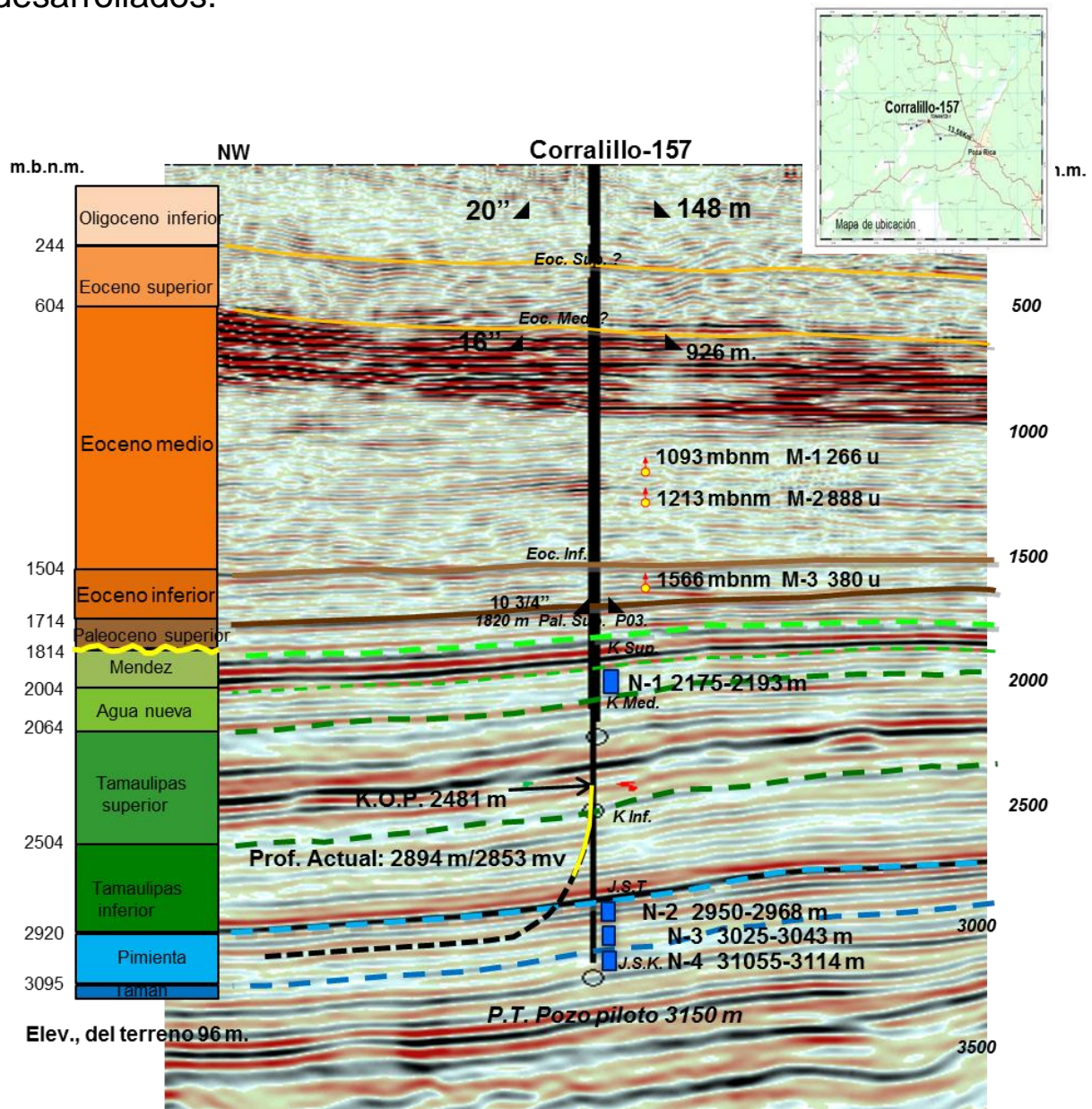
El pozo Céfiro-1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, en el municipio de Burgos, Tamaulipas, su objetivo es probar el concepto del play, evaluar su potencial y productividad de aceite y gas húmedo en las lutitas carbonosas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, se encuentra en espera de terminación y en éste periodo alcanzó una profundidad de 4 mil 598 metros desarrollados.



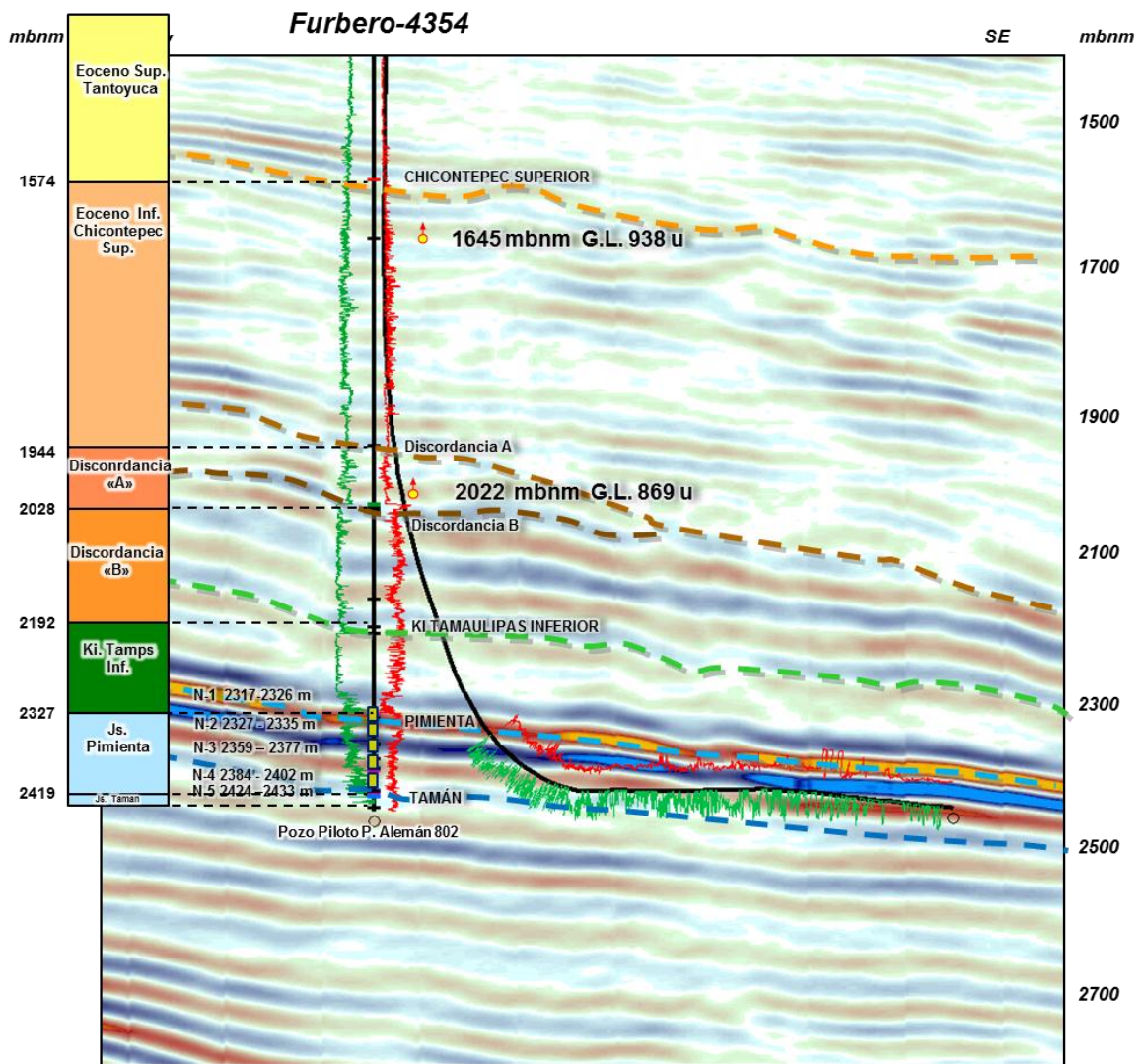
El pozo de desarrollo Horcones-8127 perteneciente al Activo de Producción Poza Rica Altamira, apoyará a evaluar el play de aceite y gas en lutitas de la Cuenca Tampico Misantla, con la perforación de este pozo se obtendrá información directa y generar un mayor grado de certidumbre geológica en los plays no convencionales en esta área. En el periodo enero-diciembre, el pozo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 3 mil 5 metros desarrollados.



El pozo de desarrollo Corralillo-157 perteneciente al Activo de Producción Poza Rica Altamira, apoyará a evaluar el play de aceite y gas en lutitas de la Cuenca Tampico Misantla, con la perforación de este pozo se obtendrá información directa y generar un mayor grado de certidumbre geológica en los plays no convencionales en esta área. En el periodo enero-diciembre, el pozo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 2 mil 894 metros desarrollados.



El pozo de desarrollo Furbero-8127 perteneciente al Activo de Producción Poza Rica Altamira, apoyará a evaluar el play de aceite y gas en lutitas de la Cuenca Tampico Misantla, con la perforación de este pozo se obtendrá información directa y generar un mayor grado de certidumbre geológica en los plays no convencionales en esta área. En el periodo enero-diciembre, el pozo se encuentra en la etapa de perforación a una profundidad de 4 mil 150 metros desarrollados.



- **Áreas de oportunidad**

Para mantener la restitución de reservas en una tasa mayor al 100 por ciento, Pemex ha establecido varias líneas de acción donde será de vital importancia atender las siguientes áreas de oportunidad:

- Asegurar los recursos de inversión para continuar el programa exploratorio, asignando un presupuesto para mantener un programa de delimitación sostenido que permita reclasificar la reserva 3P descubierta
- Continuar con la gestión para la contratación de equipos de perforación en aguas someras y áreas terrestres
- Garantizar el enfoque en la conversión de recursos prospectivos en reservas certificadas
- Obtener la tecnología especializada e inversión adicional que demanda la prospección de yacimientos no convencionales de aceite o gas en lutitas (shale oil / gas)
- Fortalecer y mantener la actualización de la Base de Datos de Oportunidades Exploratorias, tomando como fuente los recursos prospectivos en base a los estudios post-perforación y de plays
- Acelerar el procesamiento e interpretación de los diferentes cubos sísmicos en aguas profundas del Golfo de México, con la finalidad de identificar de manera temprana oportunidades exploratorias de volúmenes importantes de recursos

prospectivos e incrementar así, la certidumbre del potencial petrolero en esta cuenca

- Continuar con el desarrollo del talento técnico, la aplicación selectiva de tecnología y el acceso y ejecución eficiente de los servicios, tanto de adquisición y procesado sísmico, como de perforación y terminación de pozos

2. Producción

a. Desarrollo de campos

En el periodo enero-diciembre de 2013 se terminaron 785 pozos de desarrollo, obteniéndose una producción incremental promedio de 156 mil barriles diarios de crudo y 258 millones de pies cúbicos de gas por día.

Del total de pozos terminados, 746 fueron terrestres y 39 marinos, resultando 673 productores de crudo, 5 productores de gas húmedo, 56 productores de gas y condensado, 13 productores de gas seco, 6 inyectores de vapor y 32 improductivos, con lo cual se tiene un éxito de 96 por ciento.

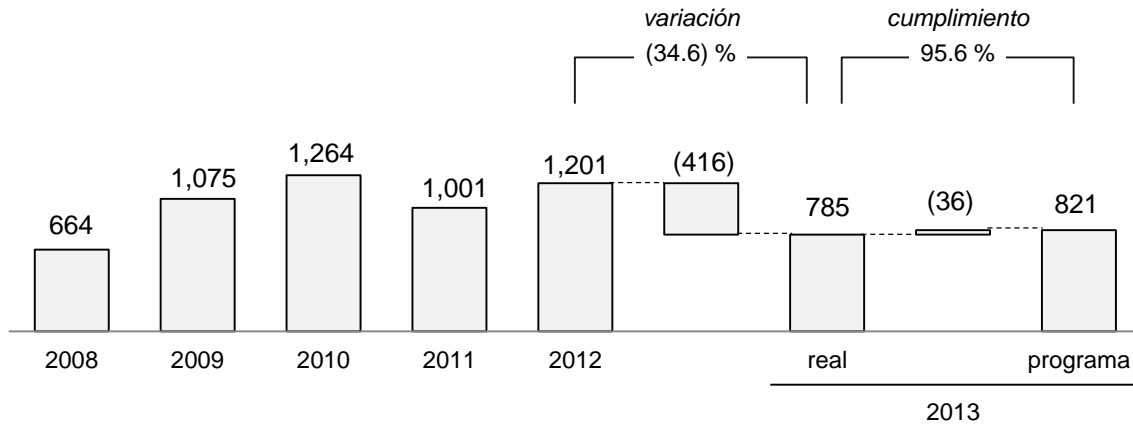
Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre 2013
número

Región	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	821	785	(36)	95.6
Norte	508	460	(48)	90.6
Sur	252	286	34	113.0
Marina Noreste	42	23	(19)	54.8
Marina Suroeste	19	16	(3)	84.2

El cumplimiento en pozos terminados respecto al programa fue de 95.6 por ciento, es decir, 36 pozos menos. Con respecto al año anterior, para el mismo periodo disminuyó en 416 pozos, debido a una menor actividad de perforación principalmente en los Activos Aceite Terciario del Golfo, Burgos y Poza Rica-Altamira de la Región Norte.

Pozos de desarrollo terminados, enero-diciembre

número

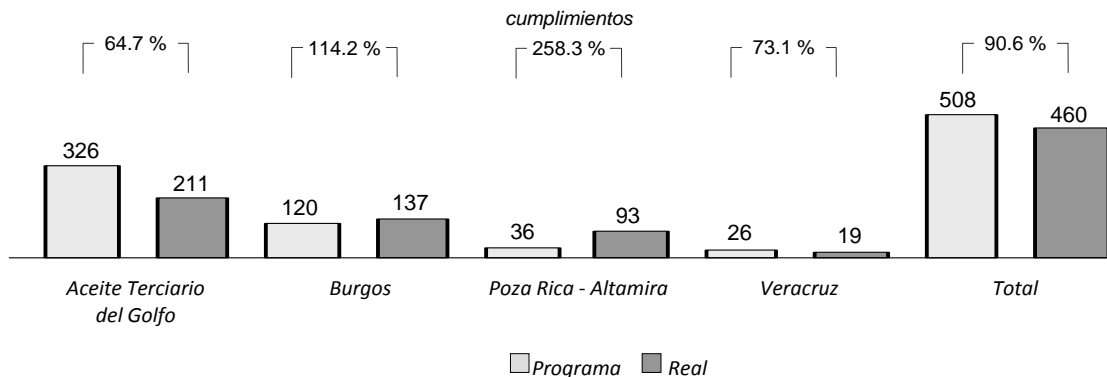


La diferencia de 36 pozos respecto al programa obedece principalmente a una reorientación de la estrategia de perforación hacia pozos no convencionales de mayor productividad en el Activo Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte y por el retraso en la llegada de equipos de perforación en el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste.

En cuanto a la terminación de pozos, la Región Norte participó con 58.6 por ciento del total nacional, es decir 460 de 785 pozos. Esta región respecto a su meta, alcanzó un cumplimiento de 90.6 por ciento.

Pozos de desarrollo terminados en la Región Norte, enero-diciembre 2013

número

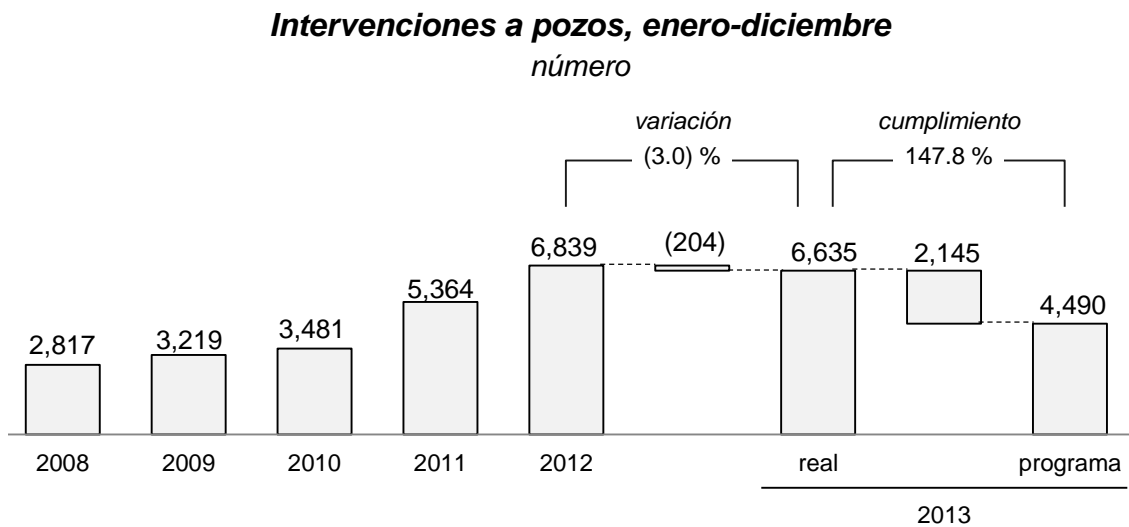


Por lo que respecta al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se terminaron 211 de 326 pozos programados, con lo cual se tiene un cumplimiento de 64.7 por ciento.

En este contexto, con relación a su meta establecida, en el Activo Integral Burgos se terminaron 137 pozos para un cumplimiento de 114.2 por ciento debido al incremento de la actividad en el campo Nejo.

b. Intervenciones a pozos

Durante el periodo enero-diciembre de 2013 se realizaron 6 mil 635 intervenciones a pozos, 2 mil 145 más respecto al programa, para un cumplimiento de 147.8 por ciento. De estas intervenciones se obtuvo una producción promedio de 162 mil barriles diarios de crudo y 404 millones de pies cúbicos de gas por día.



La razón de haber realizado un mayor número de intervenciones fue producto de la estrategia del sostenimiento de la producción base, principalmente en la regiones Norte y Sur.

De tal forma, destacan los resultados de la Región Norte con 4 mil 434 intervenciones realizadas en el periodo, lo cual representa el 66.8 por ciento del total, siendo los activos Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Burgos los que más actividad reportaron.

Respecto al mismo periodo del año anterior, se realizaron 204 intervenciones menos, lo cual representa una variación de 3.0 por ciento.

Intervenciones a pozos, enero-diciembre 2013*número*

Tipo	Programa	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Total	4,490	6,635	2,145	147.8
Mayores	1,086	1,259	173	115.9
Menores	2,832	4,672	1,840	165.0
Estimulaciones	572	704	132	123.1

Atendiendo a la recomendación de los Comisarios Públicos, a continuación se presenta la comparación de resultados respecto al Programa Operativo Anual (POA).

**Comparativo de actividad física entre programa y realizado
enero-diciembre 2013**

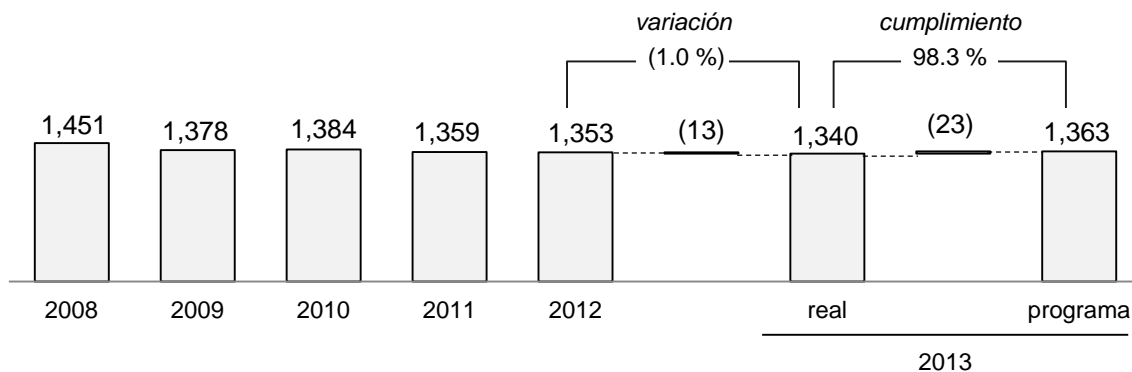
Actividad	POA	real	diferencia	por ciento
Pozos que iniciaron perforación	380	642	262	168.9
Pozos perforados	484	665	181	137.4
Pozos termiandos	615	785	170	127.6
Intervenciones a pozos	3,652	6,635	2,983	181.7

c. Producción de crudo y gas

• Hidrocarburos totales

La producción total de hidrocarburos en el periodo enero-diciembre de 2013, fue de 1 mil 340 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra 1.0 por ciento inferior a la registrada el año anterior y 23 millones de barriles menos a la meta programada para el periodo.

Producción total de hidrocarburos, enero-diciembre
millones de barriles de petróleo crudo equivalente



En los últimos 5 años se observa un cambio en la tendencia de disminución de la producción total, la cual se contrajo a una tasa anual de 5.0 por ciento entre 2008 y 2009 pero solo de 0.7 por ciento de 2009 a 2013. Este cambio de tendencia se debe a la estabilización de la tasa de disminución de producción en Cantarell y al incremento de producción principalmente en los proyectos Yaxché, Ku-Maloob-Zaap, Chuc, Aceite Terciario del Golfo, Ogarrio-Magallanes y Tsimín-Xux.

La producción de crudo alcanzó 2 millones 522 mil barriles diarios y la de gas 6 mil 370 millones de pies cúbicos diarios. Este volumen provino de un total de 9 mil 836 pozos en operación, de los cuales 6 mil 509 pozos son productores de aceite y gas asociado, en tanto que 3 mil 327 corresponden a gas no asociado.

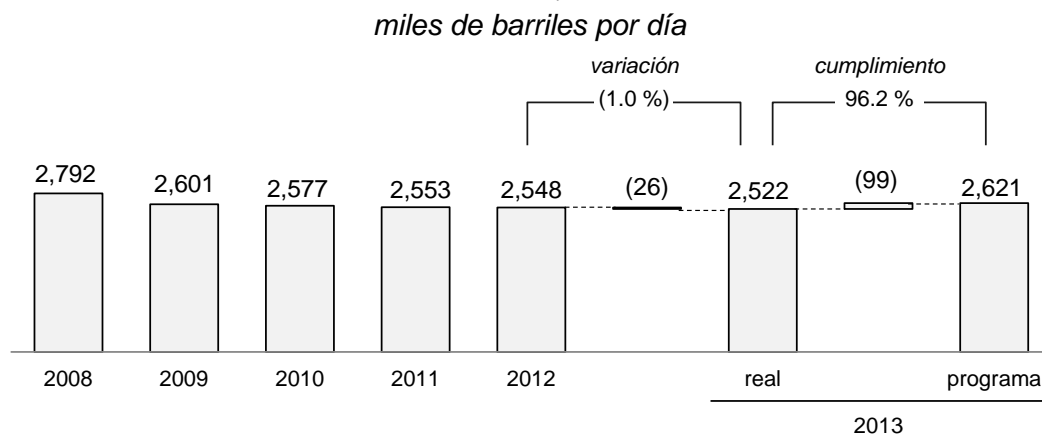
Pozos productores en operación, enero-diciembre 2013

número			
Región	Crudo y gas asociado	Gas no asociado	Total
<i>Total</i>	6,509	3,327	9,836
Norte	4,692	3,245	7,937
Sur	1,258	82	1,340
Marina Noreste	396		396
Marina Suroeste	163		163

• **Crudo**

La producción total de crudo alcanzó un promedio de 2 millones 522 mil barriles diarios en el periodo enero-diciembre de 2013, 26 mil barriles menos a los obtenidos durante 2012, y 99 mil barriles por debajo de la meta establecida, con lo que se logró un cumplimiento del programa de 96.2 por ciento.

Producción de crudo, enero-diciembre



Durante el periodo enero-diciembre de 2013 la Región Marina Suroeste alcanzó un cumplimiento de 99 por ciento, al concluir el periodo con 4 mil barriles diarios por debajo de su programa establecido. El Activo Abkatún-Pol Chuc superó por 29 mil barriles diarios su programa, sin embargo, no compensó el avance del contacto agua-aceite y la menor producción asociada a las reparaciones mayores y terminaciones en el Activo Litoral de Tabasco.

En la Región Marina Noreste, el proyecto Ku-Maloob-Zaap superó por 11 mil barriles diarios su meta establecida, principalmente por mayor producción base a la esperada, producción adicional asociada al mantenimiento de pozos y la optimización en la ejecución de las libranzas programadas en el Centro de Proceso Ku-S y el FPSO. Sin embargo, el Activo Cantarell alcanzó un cumplimiento de 93 por ciento de su programa, esencialmente por el avance del contacto agua-aceite y menor producción asociada al mantenimiento de pozos. De esta manera, la Región Marina Noreste concluyó el periodo de análisis con 21 mil barriles diarios por debajo de su meta.

La Región Norte, concluyó el periodo con 28 mil barriles diarios por debajo de su programa, lo anterior se explica principalmente por la menor producción asociada a la terminación de pozos en el Activo Aceite Terciario del Golfo y menor producción base a la esperada en el Activo Poza Rica-Altamira.

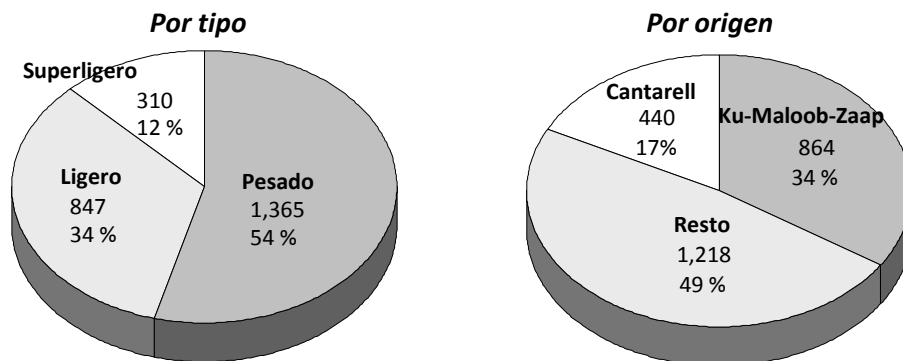
La Región Sur obtuvo un cumplimiento de 91 por ciento, al situarse 46 mil barriles por debajo de su programa, debido principalmente al avance del contacto agua-aceite en campos del proyecto Delta del Grijalva y menor producción base a la esperada en el Activo Cinco Presidentes.

Por tipo de crudo, el volumen de pesado fue de 1 millón 365 mil barriles por día, lo que significó el 54 por ciento de la producción nacional, el de ligero de 847 mil barriles por día que constituyó el 34 por ciento y el de superligero de 310 mil barriles por día que representó el 12 por ciento del total.

La producción obtenida del Activo Ku-Maloob-Zaap para el periodo, fue de 864 mil barriles diarios, equivalente a 34 por ciento del total nacional, cabe señalar que la producción obtenida en el Activo Cantarell alcanzó la cifra de 440 mil barriles diarios, equivalente al 17 por ciento del nacional.

Producción nacional de crudo, enero-diciembre 2013
miles de barriles por día

Total: 2,522



En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de los últimos 5 años, se observa un cambio en la tendencia de disminución de la producción total, la cual se contrajo a una tasa anual del 3.9 por ciento entre los años 2008 a 2010 pero sólo de 0.7 por ciento de

2010 a 2013. Este cambio de tendencia se debe a la estabilización de la tasa de disminución de producción en Cantarell y al incremento de producción principalmente en los proyectos Yaxché, Ku-Maloob-Zaap, Chuc, Aceite Terciario del Golfo, Ogarrio-Magallanes y Tsimín-Xux.

En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de crudo respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2013 (POA).

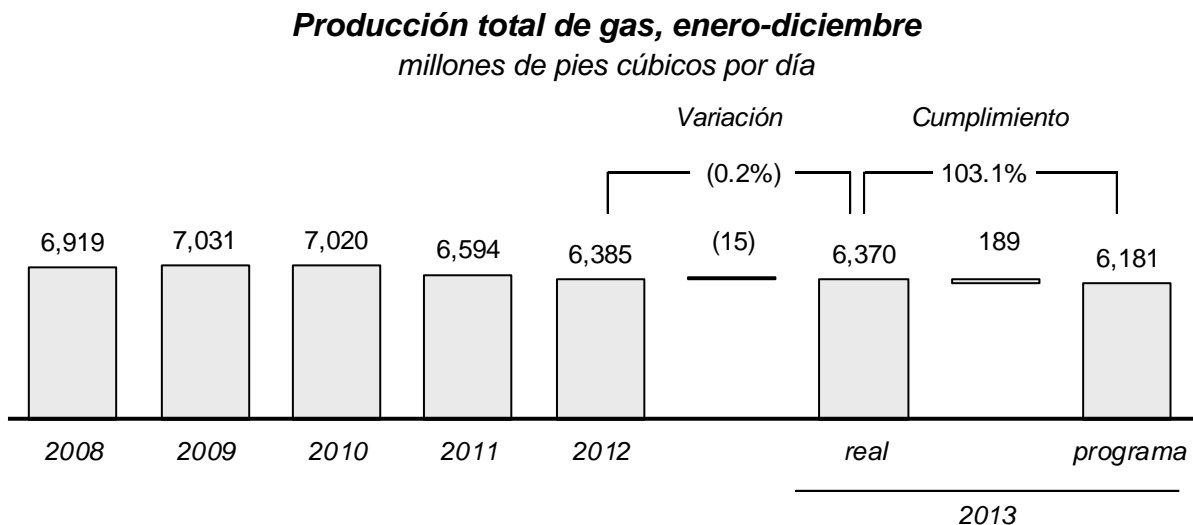
Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2013					
Concepto	Unidades	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de crudo	mbd	2,550	2,522	(28)	98.9

En comparación con el POA, la producción de crudo presentó una desviación de 28 mil barriles diarios, alcanzando un cumplimiento de 98.9 por ciento.

Dicha desviación se explica principalmente por un incremento en el flujo fraccional de agua mayor al esperado en los activos Litoral de Tabasco y Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, Cantarell de la Región Marina Noreste, Samaria-Luna y Bellota-Jujo en la Región Sur; asimismo por menor producción asociada a la terminación de pozos en los activos Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste, Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte y Bellota-Jujo de la Región Sur.

- **Gas natural**

La producción total de gas alcanzó un promedio de 6 mil 370 millones de pies cúbicos diarios, 15 millones menos que los obtenidos en el mismo periodo de 2012; respecto a la meta establecida fue mayor en 189 millones, para un cumplimiento del 103.1 por ciento.



La producción de gas asociado alcanzó un cumplimiento de 104.3 por ciento del programa, al promediar 4 mil 608 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 691 millones corresponden a nitrógeno.

La meta de gas no asociado se cumplió en 99.9 por ciento, mediante la producción de 1 mil 762 millones de pies cúbicos por día.

Con respecto a la producción total nacional, la de gas asociado representó 72 por ciento, el 28 por ciento complementario fue de gas no asociado.

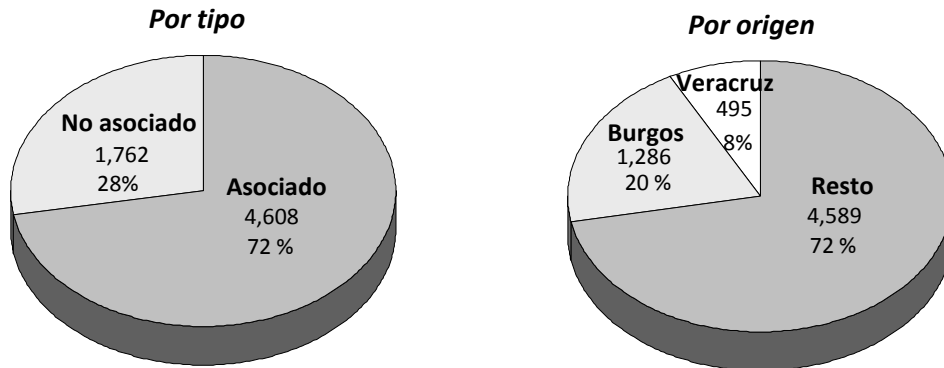
Los activos Burgos y Veracruz alcanzaron una producción promedio de 1 mil 286 y 495 millones de pies cúbicos diarios respectivamente, lo que en conjunto equivale a 28 por ciento de la producción nacional de gas natural.

De tal forma, la producción de gas no asociado de los proyectos Burgos y Veracruz alcanzó 1 mil 665 millones de pies cúbicos diarios, representando el 94 por ciento de la producción de este hidrocarburo.

Producción de gas, enero-diciembre 2013

millones de pies cúbicos por día

Total: 6,370



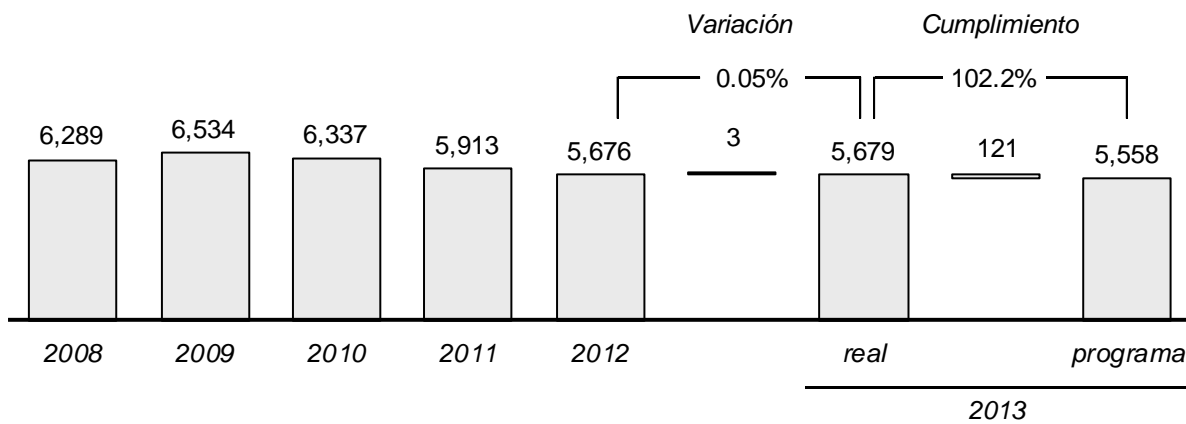
En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2008 a 2009, la producción de gas presenta un crecimiento a una tasa anual de 1.6 por ciento, no obstante a partir de 2010 presenta una disminución, originada principalmente por una menor extracción de hidrocarburos

de la zona de transición en Cantarell y la declinación natural de la producción en los proyectos Burgos y Veracruz de la Región Norte.

La producción de gas hidrocarburo alcanzó un promedio de 5 mil 679 millones de pies cúbicos diarios, 3 millones por arriba del logrado en el mismo periodo de 2012.

Respecto al programa la producción de gas hidrocarburo fue superior en 121 millones de pies cúbicos diarios, lo que significa un cumplimiento de 102.2 por ciento.

Producción de gas hidrocarburo, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



En el cuadro siguiente se presenta la comparación de resultados alcanzados en producción de gas natural respecto a las metas establecidas en el Programa Operativo Anual 2013 (POA).

Comparativo entre programa y realizado, enero-diciembre 2013

Concepto	Unidad	POA	Real	Diferencia	Cumplimiento (%)
Producción de gas ^a	mmpcd	6,261	6,370	109	101.7

a. Incluye nitrógeno

Para el periodo enero-diciembre de 2013, la producción real de gas superó por 109 millones de pies cúbicos diarios la meta establecida en el POA, lo cual se traduce en un cumplimiento de 101.7 por ciento.

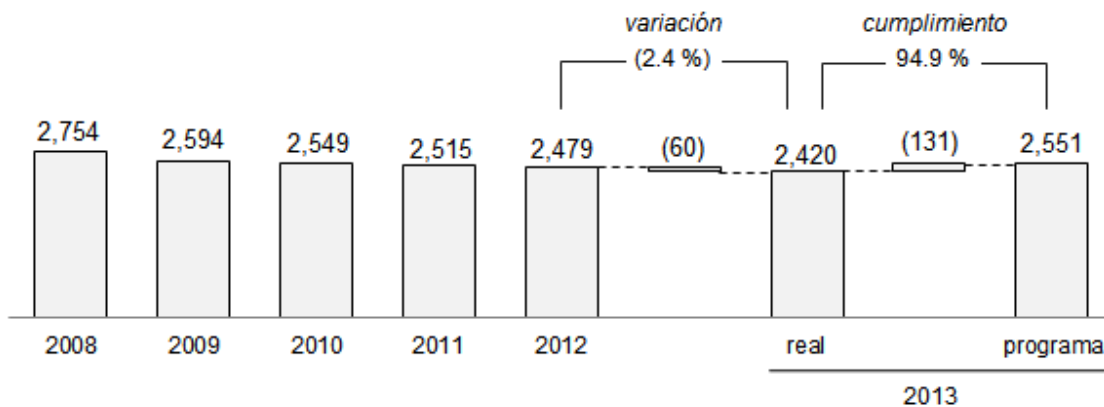
Esta diferencia se observa principalmente en la producción adicional por terminaciones en los campos Kuil del Activo Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste y Nejo del Activo Burgos en la Región Norte; mayor producción base a la esperada en los activos Abkatún-Pol-Chuc de la Región Marina Suroeste, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap de la Región Marina Noreste; así como producción adicional por reparaciones mayores a pozos en el activo Ku-Maloob-Zaap y optimización de explotación de pozos con alta relación gas-aceite en el activo Cantarell.

3. Mercado interno y a terminales de exportación

a. Distribución de crudo

La distribución total de crudo promedió 2 millones 420 mil barriles diarios, con un cumplimiento de 94.9 por ciento.

Distribución de crudo, enero-diciembre
miles de barriles por día

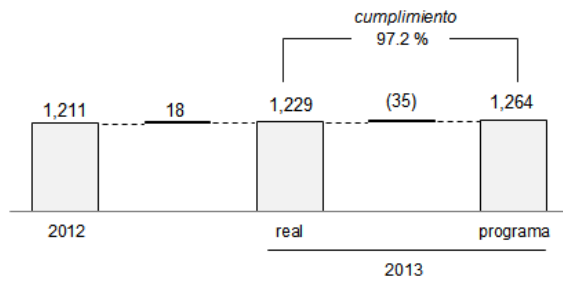


El consumo interno, con 1 millón 229 mil barriles diarios, representó 50.8 por ciento del volumen total distribuido y el 49.2 por ciento restante, 1 millón 190 mil barriles diarios, se envió a terminales de exportación.

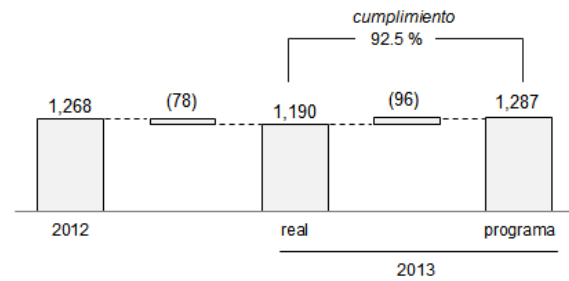
En cuanto a la entrega de crudo a Pemex Refinación, se cumplió con el 97.2 por ciento de su meta; asimismo, el cumplimiento de la meta establecida para exportación fue de 92.5 por ciento, debido a una menor disponibilidad de crudos ligeros.

Distribución de crudo, enero-diciembre
miles de barriles por día

A Refinación 50.8%



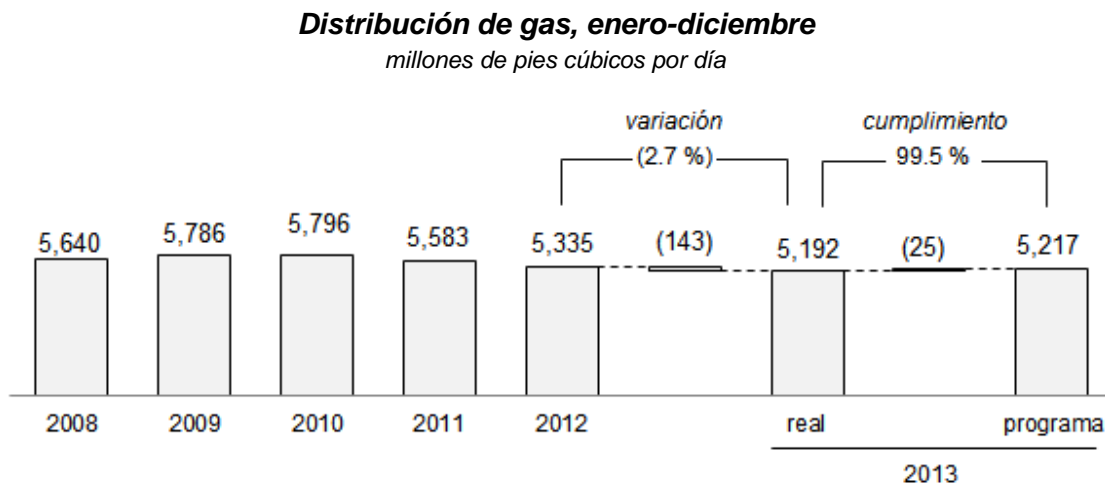
A terminales de exportación 49.2%



En lo que se refiere al periodo enero-diciembre de 2008 a 2010 la distribución de crudo a refinerías y terminales de exportación presenta una contracción a una tasa anual de 3.8 por ciento, pero sólo de 1.7 por ciento de 2010 a 2013, asociado al comportamiento de la producción nacional de crudo.

b. Distribución de gas

Se distribuyeron un total de 5 mil 192 millones de pies cúbicos diarios de gas, 143 millones por debajo del distribuido en el mismo periodo de 2012; con relación a la meta establecida, fue menor en 25 millones de pies cúbicos diarios, para un cumplimiento de 99.5 por ciento. Lo anterior derivado principalmente problemas operativos en módulos de compresión de gas en plataformas y del Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, así como la menor entrega de gas residual de PGPB.



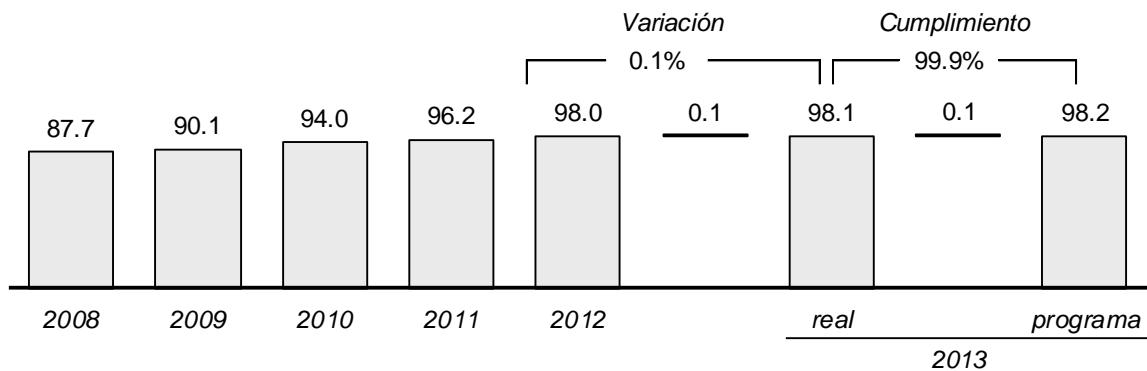
El gas distribuido en el periodo enero-diciembre de 2013 presenta una disminución con respecto a los últimos dos años, como consecuencia de la declinación natural de la producción en los Activos Veracruz y Samaria-Luna, así como al efecto de la administración de la explotación de hidrocarburos en la zona de transición del Activo Cantarell.

i. Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo

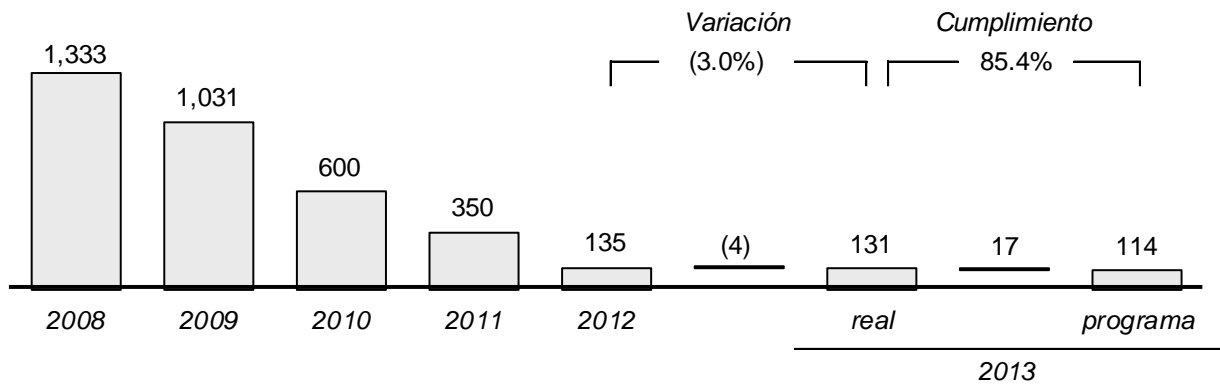
El comportamiento del aprovechamiento de gas de los 6 últimos años ha evolucionado con una tasa de crecimiento de 2.3 por ciento. De esta manera, el resultado del periodo enero-diciembre de 2013 superó en 0.1 por ciento la cifra alcanzada en el mismo periodo de 2012.

Con respecto a la meta programada, se alcanzó un cumplimiento de 99.9 por ciento.

Aprovechamiento de gas natural hidrocarburo, enero-diciembre
millones de pies cúbicos por día



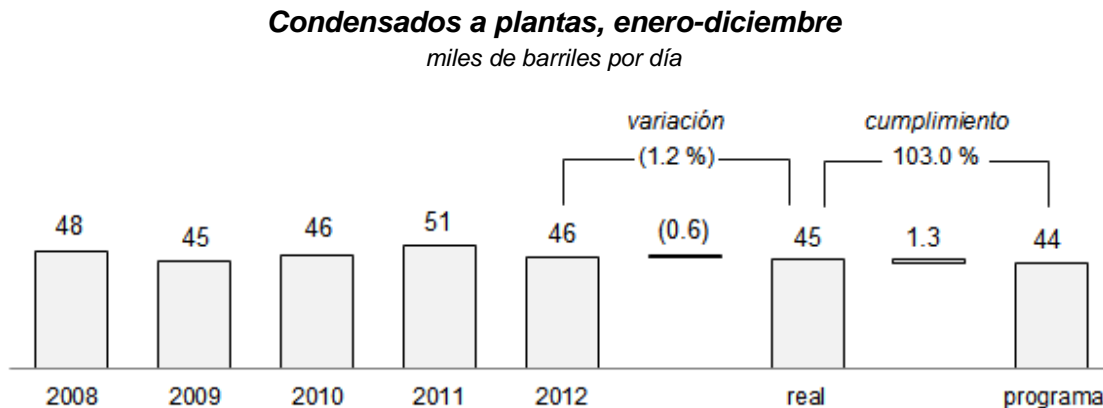
El volumen de gas enviado a la atmósfera en el periodo de referencia ascendió a 131 millones de pies cúbicos por día, 4 millones menos que el enviado en el mismo periodo del año anterior, respecto a la meta se obtuvo un cumplimiento de 85.4 por ciento.

Gas enviado a la atmósfera, enero-diciembre*millones de pies cúbicos por día*

El comportamiento del gas enviado a la atmósfera a partir de 2008 a 2013 ha disminuido con una tasa del 37.8 por ciento; sin embargo en el periodo enero-diciembre de 2013 se programaron movimientos operativos que afectaron el desempeño del indicador principalmente en los meses de noviembre y diciembre en el Activo Ku-Maloob-Zaap, no obstante se continúa con las operaciones de compresión de gas, consolidación del Sistema de Confiabilidad Operacional, así como a la administración de la explotación en la zona de transición del proyecto Cantarell.

c. Condensados

El volumen de condensados entregados promedió 45 mil barriles diarios, para un cumplimiento de 103 por ciento respecto al programa y 0.6 mil barriles menos a lo obtenido en el mismo periodo de 2012.

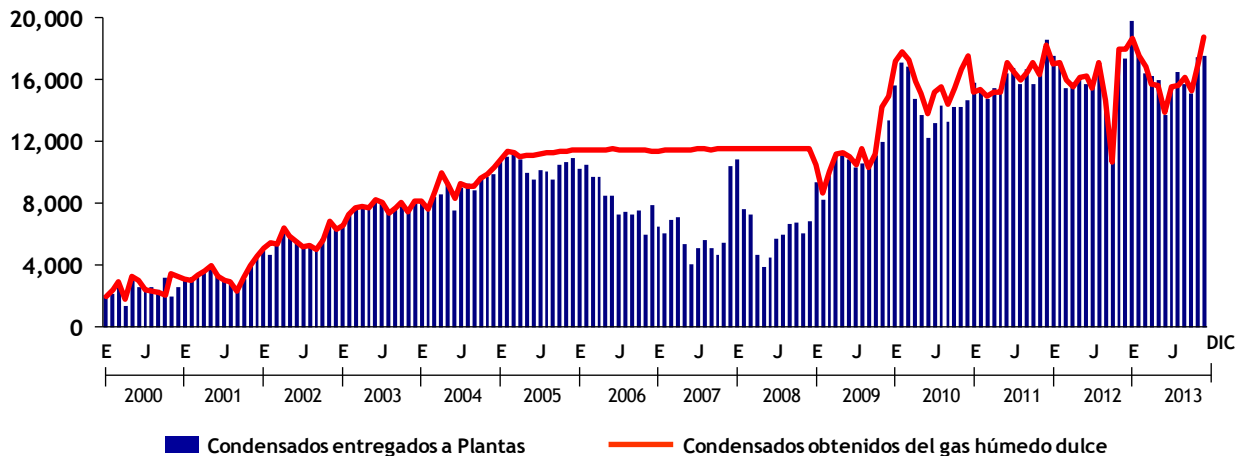


Entrega de condensados en el Activo Integral Burgos

Con el objetivo de reducir las pérdidas por la sustracción ilícita de condensados, Petróleos Mexicanos en coordinación con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y con el apoyo de SEDENA, llevan operativos en instalaciones, brechas y rutas de transporte de este producto en el Activo, además de iniciativas estratégicas para reducir esta problemática.

Durante el año 2013, la obtención de condensados en Burgos fue de un promedio diario de 16 mil 423 barriles, entregados prácticamente en su totalidad al Complejo Procesador de Gas Burgos.

Obtención y entrega de condensados, Activo Integral Burgos
miles de barriles por día



La disminución de las mermas ha sido consecuencia de la implementación de las siguientes acciones:

- Monitoreo las 24 horas del comportamiento de niveles de líquidos en tanques a través del sistema SCADA, para la detección oportuna de decrementos no autorizados.
- Coordinar acciones con la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal militar durante la detección de decrementos de líquidos no autorizados.
- Mantener niveles bajos de líquidos en tanques de almacenamiento a través de la coordinación entre el área operativa y logística para una adecuada programación de auto

tanques, así como con el bombeo continuo a la Central de Medición (CM) Km. 19.

- Incorporación de nuevas estaciones de bombeo y gasolinoductos con la finalidad de eliminar el transporte mediante auto tanque.
- Seguimiento de auto tanques a través del sistema de posicionamiento global (GPS).
- Celajes en gasolinoductos en forma coordinada por personal de la Gerencia de Servicios de Seguridad Física y personal operativo del Activo.
- Reuniones y acuerdos entre Coordinaciones involucradas para optimizar el manejo y control de condensados.
- Con la puesta en operación del Centro de Manejo de Líquidos (CML) Bloque Nejo, la producción de condensado de este campo se transporta en forma directa hacia la CM km. 19 y a exportación, la cual es monitoreada por medio del sistema GPS para seguimiento en tiempo real.
- Actualmente ya se opera el sistema LEAK NET, en el cual se realizó montaje de sensores de presión y medidores de flujo másico para detección de fugas, en los siguientes ductos:
 - ✓ Gasolinoducto de 6" Ø x 33.7 kms. Planta Cuervito – Central de Medición KM19,

- ✓ Gasolinoducto. de 3" Ø x 5 kms. Entronque Comitas – Central de Medición KM19,
- ✓ Gasolinoducto de 6" Ø x 41 kms. Batería Monterrey – Central de Medición KM19

- El día 4 de octubre inició operación el Gasolinoducto de 10"Ø x 161 kms. Centro de Manejo de Líquidos Nejo a la Central de Medición KM-19, con el cual se evitará el uso transporte de condensado por auto-tanque, además de que cuenta con sistema de fibra óptica para la seguridad del ducto

A continuación se señalan las acciones a implementar como próximos pasos:

- Continuar con la implantación del Proyecto MTOP de Seguridad Física, liderado por la Subdirección de ASIPA, GSSF y SEDENA, y establecer los procedimientos de reacción para minimizar la problemática

- Se implementa la automatización de equipo de bombeo en la estación Cañón 1. Se concluyó la construcción de barda perimetral a la estación, en proceso de instalación torres de vigilancia y control de acceso. Así mismo se programa instalar un campamento con personal de SEDENA en este sitio para salvaguardar la integridad del personal y de la instalación

- Se siguen gestiones con la GSSF y SEDENA para implementar acciones en nuevos campos donde se han presentado eventos relacionados con esta problemática

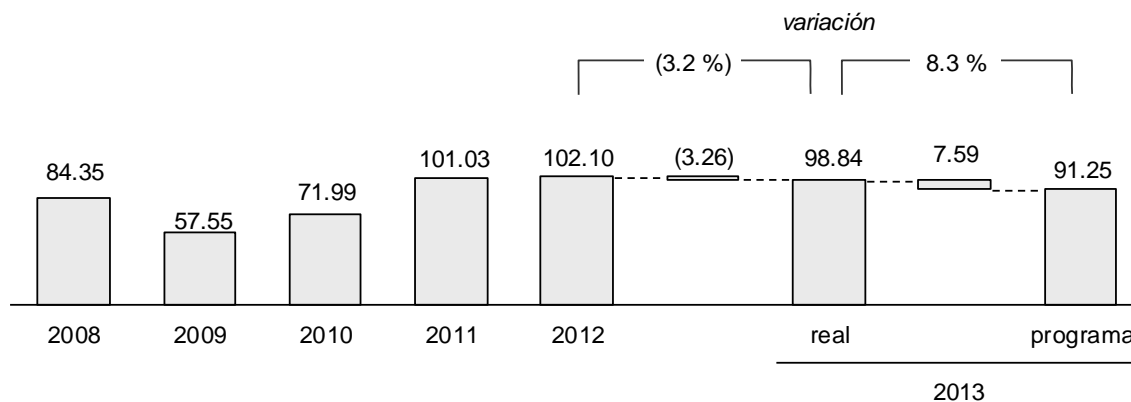
4. Mercado internacional

a. Precio internacional de la mezcla mexicana de exportación

A lo largo del 2013 los precios de los principales crudos marcadores presentaron movimientos mixtos, impulsados al cierre del año por datos macroeconómicos positivos provenientes de Europa, China y Estados Unidos, así como por las constantes interrupciones en la producción y exportación de petróleo de países productores de Medio Oriente y del norte de África, que apoyaron al alza al marcador europeo.

El precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, calculado con base en las ventas reales, durante el periodo de enero-diciembre de 2013 resultó de 98.84 dólares por barril. Esta cotización fue inferior a la registrada el año anterior en 3.26 dólares, pero superior en 7.59 dólares a la estimada en el Programa Operativo Trimestral 2013 (POT 1).

Precio promedio de la mezcla mexicana de exportación, enero-diciembre
dólares por barril



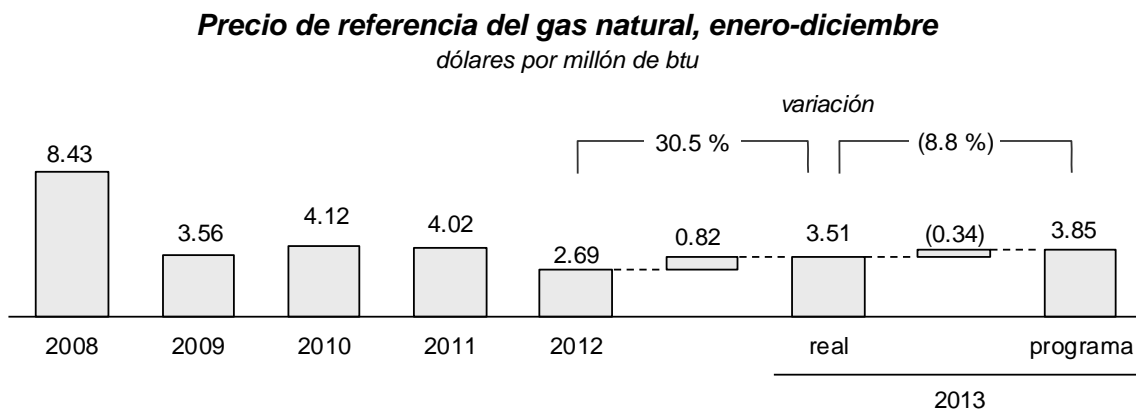
b. Precio del gas natural

• Precio internacional del gas natural

Durante 2013 el mercado de futuros y el mercado spot del gas natural han mantenido un repunte con respecto al año anterior derivado principalmente por los siguientes factores:

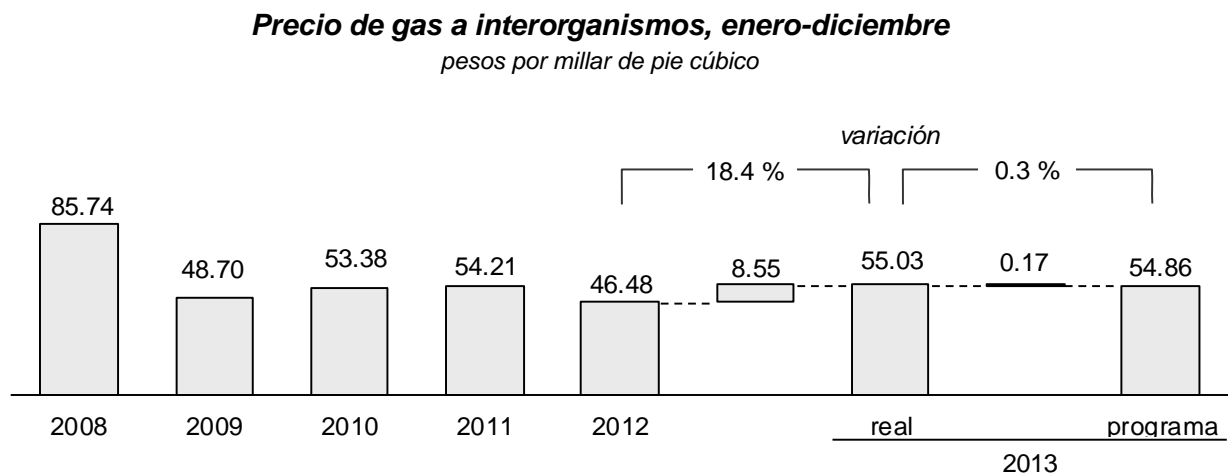
- Condiciones climatológicas inusuales durante el periodo invernal pero que en el último trimestre se han venido presentando de manera normal sin las consecuencias que se esperaban
- La producción aumentó 0.9 por ciento en los Estados Unidos de América, debido a la entrada de producción de los pozos de gas Shale, por otra parte la producción de gas proveniente del Golfo de México tuvo una disminución de 5.1 por ciento a causa de mantenimiento de las instalaciones y condiciones climatológicas que afectaron

Al cierre de 2013 el precio promedio del gas en los mercados de referencia se ubicó en 3.51 dólares por millón de Btu., el cual es superior al registrado el año anterior en 0.82 dólares e inferior en 0.34 dólares al considerado en el programa.



• Precio del gas a interorganismos

Los diferentes tipos de gas entregados a interorganismos, registraron para el periodo enero-diciembre de 2013 un precio promedio de 55.03 pesos por millar de pie cúbico, superior en 8.55 pesos a lo registrado en el mismo periodo del año anterior y en 0.17 pesos a lo considerado en el programa.



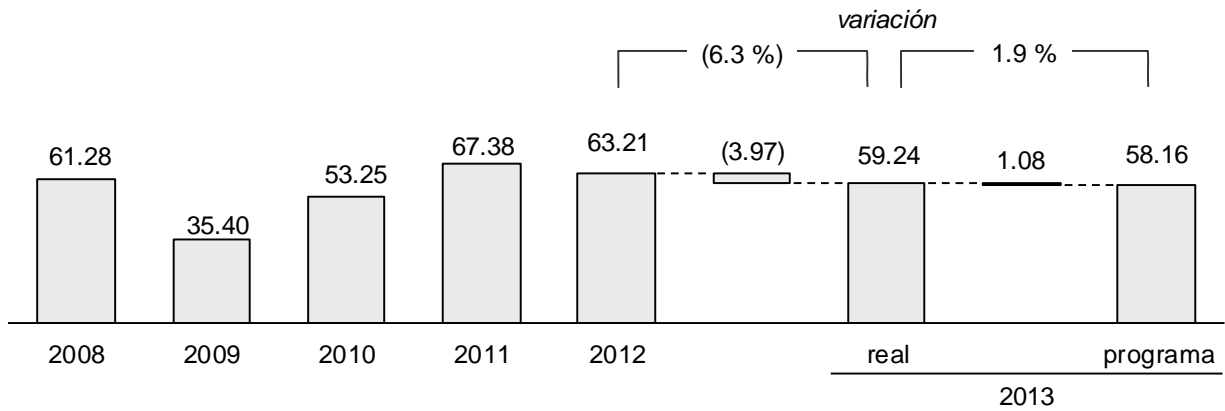
c. Precio de condensados a interorganismos

El precio promedio del condensado de gas natural en el periodo se situó en 59.24 dólares por barril, inferior en 3.97 dólares al precio registrado en el año anterior y superior en 1.08 dólares respecto al precio establecido en el programa.

Los precios de los dos tipos de condensados en México han manifestado cambios significativos a la baja con relación al año

pasado debido al descenso en las cotizaciones de los productos comerciales derivados del condensado tales como las gasolinas y gas licuado. No obstante se sostuvo por encima del precio programado.

Precio del condensado del gas natural, enero-diciembre
dólares por barril



5. Mantenimiento

a. Ductos

- Predictivo

Avance en el programa de mantenimiento predictivo a ductos, enero-diciembre 2013
kilómetros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Celaje	232,612	165,290	71.1
Evaluación de riesgo a ductos	8,781	7,447	84.8
Geoposicionamiento de ductos	6,245	6,541	104.7
Análisis de Integridad	8,044	6,310	78.4
Inspección exterior de ductos	1,206	1,275	105.7
Inspección interior de ductos	2,127	1,221	57.4

La diferencia con lo programado se explica en la Región Norte, principalmente por incumplimiento al programa de inspección interior de ductos por insuficiencia presupuestal, además de que en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se difirió el inicio del contrato de inspección al mes de septiembre del año 2013.

En la Subdirección de Producción Región Sur, se incumplió el programa de inspección interior de ductos por falta de disponibilidad de nitrógeno y disponibilidad operativa aunado a las malas condiciones climatológicas.

En el programa de Análisis de Integridad no se cumple con el programa respecto al kilometraje en la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Marina Noreste y Suroeste, debido a

que se modificó el programa para atender ductos con mayor prioridad, pero en cantidad de Ductos no hay diferencia con respecto al programa original.

- **Preventivo**

Avance en el programa de mantenimiento preventivo a ductos, enero-diciembre 2013

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Mantenimiento a instalaciones superficiales	m ²	117,586	96,702	82.2
Protección interior	kilómetro	92,810	81,986	88.3
Protección catódica	kilómetro	54,510	44,961	82.5
Mantenimiento a DDV y lecho marino	hectárea	14,166	10,989	77.6
<i>Servicios a la operación y actividades relacionadas con el mantenimiento</i>				
Corrida de diablo de limpieza	kilómetro	7,389	8,049	108.9
Logística de apoyo a la operación del mantenimiento	servicio	3,562	3,334	93.6
Inertización de ductos	kilómetro	1,783	1,632	91.5
Servicios de apoyo al mantenimiento	servicio	2,889	1,460	50.5
Actividades de desmantelamiento	kilómetro	613	352	57.4

Las desviaciones en el programa de mantenimiento preventivo de ductos obedecen principalmente a que en la GTDH- Norte salieron de operación 7 rectificadores del Sector Burgos por actos vandálicos, y en Veracruz se desincorporó del censo un tramo del gasoducto Papán, lo que afectó principalmente el mantenimiento de protección catódica.

En lo que se refiere al mantenimiento a instalaciones superficiales, en el Sistema 1 hubo incumplimiento debido al impacto de las condiciones climatológicas (diversos frentes fríos y depresión tropical); del 19 de febrero al 28 de marzo de 2013 no se contó con la embarcación (Boa Canopus) por entrada a dique seco.

Adicionalmente, en el Sistema 2 se atrasó el inicio de los trabajos, ya que la embarcación *Árbol Grande* que realizará esta actividad aun no inicia operaciones, por las malas condiciones climatológicas aunadas a los diversos bloqueos de trabajos en el Área de Trampas de Cd. Pemex por parte del personal de la Sección 14 del STPRM.

- **Correctivo**

En el mantenimiento correctivo de ductos se realizaron 124 reparaciones de fugas, siendo la principal causa, la corrosión interior de los ductos.

- **Actividades capitalizables a ductos**

Avance en el programa de actividades capitalizables a ductos, enero-diciembre 2013
metros

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Sustitución parcial de ductos	142,294	57,005	40.1
Sustitución total de ductos	34,000	37,000	108.8
Rehabilitación de ductos	1,667	28,147	n.r.
Sustitución parcial de L.D.D.	15,906	26,321	165.5
Sustitución total de L.D.D.	232,005	21,997	9.5
Rehabilitación de L.D.D.	92	19,616	n.r.
Modificación de ductos	2,200	2,010	91.4
Modificación de L.D.D.	781	1,752	224.3

L.D.D.- Línea de descarga

Los incumplimientos respecto al programa en las actividades capitalizables en ductos se explican porque en la Región Norte se tuvo insuficiencia presupuestal.

b. Instalaciones

- **Predictivo**

**Avance en el programa de mantenimiento predictivo a instalaciones,
enero-diciembre 2013**

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo estático principal	28,729	37,921	132.0
Equipo dinámico principal	15,435	14,949	96.9
Infraestructura eléctrica	4,332	4,011	92.6
Equipo de servicios auxiliares	4,392	3,899	88.8
Equipo de seguridad industrial	1,862	1,723	92.5
Infraestructura civil	1,161	1,181	101.7
Infraestructura operativa	1,162	1,149	98.9
Equipo de protección ambiental	726	658	90.6
Infraestructura administrativa	278	278	100.0
Instalaciones marinas	169	40	23.7

La variación respecto al programa de mantenimiento predictivo a instalaciones se debe principalmente a:

- En el Activo Cantarell, se incumplió el programa en equipo dinámico principal porque los equipos se encontraban en mantenimiento preventivo o rehabilitación, existen equipos que se encuentran fuera de operación disponibles o recién instalados
- En la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la Región Marina Noreste se redujo el programa basado en el historial de las condiciones de los equipos

- **Preventivo**

**Avance en el programa de mantenimiento preventivo a instalaciones,
enero-diciembre 2013**
número

Concepto	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Equipo estático principal	67,572	67,295	99.6
Equipo dinámico principal	11,168	10,526	94.3
Equipo de servicios auxiliares	27,034	23,445	86.7
Infraestructura civil	4,349	4,416	101.5
Infraestructura eléctrica	6,269	5,082	81.1
Instalaciones marinas	853	765	89.7
Equipo de protección ambiental	1,715	1,726	100.6
Equipo de seguridad industrial	101,131	94,454	93.4
Infraestructura administrativa	5,032	5,861	116.5
Infraestructura operativa	2,080	2,071	99.6
Desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones	211	202	95.7
Servicios de apoyo al mantto. a equipos dinámicos, estáticos y serv. aux.	1,308	1,187	90.7
Servicios de apoyo al mantto. de estructuras marinas	55	28	50.9
Servicios de apoyo al mantto. a equipos de perforación	370	822	222.2

Las principales causas de variación respecto a lo programado en mantenimiento a equipo dinámico principal obedece a que en la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Marina Suroeste se tuvo falta de suministro de materiales para dar mantenimiento y debido a que se reprogramó el mantenimiento de los equipos por no cumplir con las horas de operación. Adicionalmente hubo falta de libranza para dar mantenimiento.

- **Correctivo**

Durante 2013 se realizaron un total de 827 trabajos de mantenimiento en instalaciones de transporte y distribución, realizándose principalmente a equipo estático y dinámico (moto y turbocompresores).

- **Actividades capitalizables a instalaciones**

***Avance en el programa de actividades capitalizables a instalaciones,
enero-diciembre 2013***

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Modificación de instalaciones	Modificación	1,052	868	82.5
Rehabilitación de instalaciones	Rehabilitación	813	680	83.6
Rehabilitación de edificios	Rehabilitación	74	112	151.4
Rehabilitación de instalaciones marinas	Rehabilitación	76	73	96.1
Integridad y confiabilidad de instalac.	Rehabilitación	63	44	69.8
Rehab. de obras de seguridad industrial	Rehabilitación	31	28	90.3
Modificación de edificios	Modificación	5	14	280.0
Modificación de obras de seg. industrial	Modificación	12	7	58.3
Modificación de instalaciones marinas	Modificación	1	6	600.0
Rehab. de obras protección ecológica	Rehabilitación	0	3	n.a.

Las desviaciones de actividades capitalizables a instalaciones se explican principalmente porque no se tuvo la anuencia de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste para iniciar el proceso de contratación de los Proyectos de Adecuación de Infraestructura con apoyo de embarcación, solicitados por el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc. Adicionalmente en el Activo Ku-Maloob-Zaap se presentó incumplimiento de suministro de refacciones por parte de proveedores.

i. Equipos de perforación y mantenimiento de pozos

Avance en el programa de mantenimiento a equipos de perforación, enero-diciembre 2013

número

Concepto	Unidad	Programa	Real	Cumplimiento (%)
Mantenimiento predictivo	Mantenimiento	4,579	4,383	95.7
Mantenimiento preventivo	Mantenimiento	72,889	62,854	86.2
Mantenimiento correctivo	Mantenimiento	0	853	n.a.
Rehabilitación de Equipos de Perforación, Reparación y Servicio a Pozos	Rehabilitación	43	29	67.4
Adaptación y Mejora a Equipos de Perforación, Reparación y Servicio a Pozos	Componentes de Equipos PM	23	10	43.5

6. Seguridad industrial y protección ambiental

a. Desarrollo, implantación e implementación del Sistema Pemex-SSPA

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA) de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tiene como objetivo la transformación de la cultura organizacional con énfasis en la prevención mediante la administración de sus riesgos de sus operaciones y/o procesos productivos, a fin de lograr mejoras en los principales indicadores de desempeño en la materia, para que la industria petrolera mexicana se ubique en niveles comparables a las mejores empresas petroleras en el mundo y sea reconocida por realizar las mejores prácticas en seguridad, salud en el trabajo y protección ambiental.

Este Sistema se basa en la aplicación sistemática de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) en la materia, mediante un proceso consistente de Disciplina Operativa que asegure la aplicación integral de todos los elementos en cada uno de los Subsistemas que lo integran, el de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP), Administración Ambiental (SAA) y Salud en el Trabajo (SAST).

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

Los resultados al cierre del año 2013 fueron los siguientes:

Subdirección	Nivel			
	12MPI	SASP	SAA	SAST
SPRN	2.81	2.47	2.63	2.32
SPRS	1.97	2.16	2.13	1.97
SPRMNE	3.5	3.67	2.65	3.0
SPRMSO	2.95	2.99	2.62	1.5
SDC	2.97	1.99	2.56	1.95
UNP	2.0	2.3	2.6	1.7
Promedio PEP	2.7	2.6	2.53	2.07

MPI.- 12 Mejores Prácticas Internacionales

SASP.- Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos

SAA.- Subsistema de Administración Ambiental

SAST.- Subsistema de Salud en el Trabajo

Durante el año 2013 se continuó con la ejecución del Programa Rector Estratégico SSPA, el cual tiene como propósito definir una serie de acciones secuenciales para reforzar el proceso de implantación del Sistema Pemex-SSPA de una manera integral, disciplinada y ordenada, con la verificación y asesoría de la función de SSPA; esto permitió que los lineamientos, procedimientos y herramientas de administración de riesgos se lograran y actualmente todas las herramientas del sistema están desarrolladas para operarse y así lograr el objetivo principal del Sistema PEMEX-SSPA que es lograr la administración integral de riesgos en la operaciones de PEP.

• Resultados

A la fecha, los Cuerpos de Gobierno han generado y revisado 80 documentos normativos y mecanismos que soportan la implantación del Sistema PEMEX-SSPA. Dichos documentos comprenden criterios técnicos, guías, instructivos, procedimientos, así como algunos sistemas informáticos de control.

En el mes de mayo, se presentaron los Programas Rectores Estratégicos ante la DCO y responsables de la función SSPA de otros Organismos Subsidiarios, acordando que la SDOSSPA promueva su aplicación en los citados Organismos.

En materia de capacitación en el Sistema PEMEX-SSPA, durante el año 2013 se impartieron 140 talleres de entrenamiento con la participación de 2 mil 870 trabajadores.

Los esfuerzos de la organización en la implantación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales continúan y se reflejan principalmente en los avances siguientes:

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

- Elaboración y actualización de documentos normativos y manuales de capacitación en materia de SSPA, mismos que están acordes con las necesidades de PEP para las 12 Mejores Prácticas Internacionales, los tres Subsistemas (SASP, SAA y SAST), Disciplina Operativa y Auditorías Efectivas
- Desarrollo de Guía Técnica para asesorar y apoyar la eficiencia y objetividad de las observaciones durante las auditorías efectivas
- Integración del Cuerpo de Gobierno de 12 MPI, liderado por SASIPA; con el objetivo de mejorar el desempeño sistemático y disciplinado de cada una de las mejores prácticas internacionales en todas las líneas de negocio de PEP, a través de los Equipos de Liderazgo SSPA; con la finalidad de fortalecer la comprensión y cumplimiento de las mismas para lograr un desempeño sustentable en materia de SSPA
- Elaboración de la estrategia para la administración integral de riesgos, a través de la implementación operativa del sistema PEMEX SSPA en las instalaciones de proceso. Esta estrategia toma como base de operación e impulso las 12 Mejores Prácticas Internacionales y refuerza las acciones que se realizan en los Centros de Trabajos para la administración de los riesgos al proceso, al ambiente y a la salud de los trabajadores

En los 14 elementos del Subsistema de Administración de la Seguridad en los Procesos (SASP) se han logrado los siguientes avances al cierre del año:

- Asesoría a los Subequipos de Liderazgo Regionales de ASP para establecer sus planes y programas de implantación, operación y mejora del ASP
- Verificación del nivel 3 de implantación a través del Programa Rector Estratégico, en 4 Unidades de Implantación de la Subdirección de Producción de la Región Sur
- Implementación de indicadores de ASP en las Subdirecciones Operativas
- Difusión de los criterios técnicos de POPS a los grupos de trabajo tácticos, locales y personal operativo de las instalaciones de proceso de PEP, en coordinación con el Líder del Equipo de Trabajo del Elemento de Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras (POPS)
- Análisis de los procesos, riesgos y alcances para la aplicación de los elementos de ASP en las Subdirecciones de Soporte y Servicios en la Subdirección de Servicio a Proyectos, Subdirección de Desarrollo de Campos y en ejecución del programa para la Subdirección de Mantenimiento y Logística
- Actualización de los procedimientos de los elementos de ASP a través del Cuerpo de Gobierno: Revisión de Seguridad Pre-arranque, Tecnología de Proceso, Análisis de Riesgo de Proceso, Entrenamiento y Desempeño, Administración de Cambios de Tecnología, Aseguramiento de la Calidad, Administración de Cambios de Personal y Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras (8 Procedimientos Críticos)

- Auditoría al Proceso de Implantación (11ª Línea de Acción de la Estrategia de Implantación) en la Unidad de Implantación del Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste
- Se estructura, diseña, difunde y aplica la Estrategia de Administración Integral de Riesgos en las subdirecciones sustantivas, de soporte y de servicio de PEP, la cual se fundamenta en que Pemex-Exploración y Producción administre los riesgos de sus operaciones, a lo largo de la vida de sus activos, utilizando las herramientas del sistema PEMEX-SSPA, y aprovechando las actividades diarias de la estructura funcional a lo largo de su cadena de valor y procesos de soporte y servicio, de la misma manera y rigor con que administra su negocio, para identificar los peligros y administrar los riesgos en los Activos de Exploración, Proyectos, Activos de Producción, Gerencias Operativas e Instalaciones y Centros de Proceso, esto congruente la Política de SSPA, el fortalecimiento de la administración integral de riesgos en la cadena de valor la continuidad y confiabilidad operativa y el incremento del valor económico de PEP
- La Estrategia de Administración Integral de Riesgos inicia su aplicación con éxito en la Subdirección de Distribución y Comercialización específicamente en la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en la instalación Terminal Marítima Dos Bocas, con un despliegue de Liderazgo y Compromiso destacado de toda la línea de mando, desde el Subdirector hasta los Ingenieros de Línea de la Terminal

Con relación al Subsistema de Administración Ambiental (SAA) se han logrado los avances siguientes:

- Conforme al proceso de rendición de cuentas al Subequipo de Liderazgo del Subsistema de Administración Ambiental de PEP, el nivel de implantación promedio alcanzado fue de 2 con 53 por ciento del nivel 3
- Conforme al comunicado emitido por el Subequipo de Liderazgo del Subsistema de Administración Ambiental, todas las Subdirecciones utilizaron el Programa Rector Estratégico del SAA (PRESAA) y sus herramientas para apoyar y medir la implantación del Subsistema a través del proceso de autoevaluación
- Con relación a la formación, capacitación y toma de conciencia, se impartieron para las Subdirecciones de Producción un total de 99 cursos para 1 mil 747 trabajadores en temas relacionados con Conciencia Ambiental; de igual manera se capacitaron dentro del Subsistema de Administración Ambiental y de sus procedimientos de implantación 1 mil 179 trabajadores en 113 cursos
- Se concluyó el proceso de formación de la tercera generación de especialistas ambientales en PEP el 31 de mayo de 2013, con la participación de 19 profesionistas tanto de la función de SSPA como de la Línea de Mando
- Capacitación a los 60 especialistas ambientales formados y a los líderes de los SELSAA a nivel de las líneas de negocios (Exploración, UNP, Activos de Producción y GTDH), en el uso y

manejo de las herramientas informáticas para implantar el SAA (catálogo de aspectos ambientales, generadores de Planes de Acción de Mejora y medición de avances de la implantación del Programa Rector Estratégico del SAA). Adicionalmente se capacitó a la Subdirección de Exploración y a la Unidad de Negocio de Perforación

- Se continúa con el apoyo y asesoría al proceso de implantación en las Subdirecciones de la Unidad de Negocio de Perforación (UNP), Exploración (SE) y Distribución y Comercialización (SDC), abarcando las primeras cinco líneas de acción y los elementos estructurales del Subsistema de Administración Ambiental. Con el objeto de empezar a visualizar una estrategia integral del SSPA en la base de la operación, el SAA se ha sumado al modelo de administración de riesgos en la SDC
- Se diseña y construye dentro del sistema informático COPAPEP, un módulo del Elemento 7 “Control de Documentos y Registros”, con la finalidad de registrar, ordenar, reunir y dar seguimiento a la información que se genere durante el proceso de implantación y ejecución del Subsistema
- Se dio inicio al proceso de comunicación y capacitación del SAA en la Subdirección de Desarrollo de Campos, para lo cual se diseña un proceso de implantación ad hoc a sus procesos conforme a los elementos de SAA que son aplicables
- Los procedimientos de los elementos Evaluación del Cumplimiento Legal y Revisión por la Dirección fueron autorizados por el Director General de PEP y están disponibles

en el Sistema Informático de Marcos Normativos (SIMAN) de PEP para consulta del personal interesado. Con éstos, se concluye el proceso de actualización de los procedimientos que forman parte de las herramientas de implantación de este Subsistema

- Durante el 2013 se efectuó la capacitación en el uso y manejo de las herramientas informáticas para implantar el SAA (catálogo de aspectos ambientales, generadores de Planes de Acción de Mejora y medición de avances de la implantación del PRESAA) a los 60 especialistas ambientales formados y a los líderes de los SELSAA a nivel de las líneas de negocios (Exploración, UNP, Activos de Producción y GTDH). Asimismo, se entregó el “kit” de guías y herramientas para facilitar el proceso de homologación para la implantación del SAA Subdirecciones regionales y líneas de negocios

Con relación al Subsistema de Salud en el Trabajo (SAST) se han logrado los avances siguientes:

- Se realizó la aplicación de las Fases 1, 2, 3 y 4 del Programa Rector Estratégico del SAST de acuerdo con el siguiente cuadro:

Activo / Gerencia	Fase			
	1	2	3	4
Activo de Producción Cantarell	●	●	●	●
Activo de Producción Ku Maloob Zaap	●	●	●	●
Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc	●	●	●	●
Activo de Producción Litoral de Tabasco	●	●	●	●
Activo de Producción ATG	●	●	●	●
Activo de Producción Poza Rica-Altamira	●	●	●	●

Activo / Gerencia	Fase			
	1	2	3	4
Activo Producción Veracruz	●	●	●	●
Activo Integral Burgos	●	●	●	■
Activo de Producción Bellota Jujo	●	●	●	●
Activo de Producción Samaria Luna	●	●	●	●
Activo de Producción Macuspana Muspac	●	■		
Activo de Producción Cinco Presidentes	●	●	●	●
GTDH – Norte	●	●	●	●
GTDH – Sur	●	■		
GTDH – MSO	●	●	■	
GTDH – MNE	●	●	■	
Activo de Exploración Norte	●	●	●	■
Activo de Exploración Misantla Golfo	●	●	●	■

- Ejecución y conclusión del programa para formación de especialistas en el Subsistema de Salud en el Trabajo con la participación de 22 profesionistas
- Se elaboraron las herramientas informáticas de apoyo para aplicación del SAST, que incluye una base de datos denominada “caja de herramientas” con los documentos normativos y formatos necesarios para la implantación y operación del Subsistema AST en las Unidades de Implantación e Instalaciones
- La SASIPA elaboró y presentó al Cuerpo de Gobierno del SAST el análisis y propuesta de integración de los Servicios Multidisciplinarios de Salud en el Trabajo para buscar la homologación de los mismos

- Recursos Humanos elaboró el “Procedimiento para la evaluación de la compatibilidad puesto - persona” que se encuentra en autorización por la Dirección Corporativa de Administración
- Se inició la actualización de los ocho procedimientos de Higiene Industrial, base para el desarrollo de los Atlas de Riesgo a la Salud
- Se desarrollan programas para actualizar y desarrollar Atlas de Riesgo a la salud de las instalaciones de Producción, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Mantenimiento y Logística, actualmente 490 Instalaciones cuenta con dicha información
- Actualización de información del SAST en el Portal WEB SSPA de SASIPA PEP

- **Próximos Pasos**

Con base en los avances en la implantación, las Subdirecciones Operativas y Cuerpos de Gobierno realizarán las acciones siguientes:

- Optimización de los Cuerpos de Gobierno de 8 a 4 alineados a las 12 MPI y los Subsistemas de Administración de la Seguridad de los Procesos, Administración Ambiental y Salud en el Trabajo
- Promover la participación del Sindicato en el proyecto de implantación del Sistema en las Unidades de Implantación

- Reforzar la aplicación de la motivación progresiva en SSPA incluyendo el mecanismo de reconocimiento y consecuencias
- Desarrollar e Implementar en coordinación con la DCO la Herramienta Informática para control y seguimiento del SASP alineado a la Plataforma Tecnológica Base “PTB” institucional

b. Accidentabilidad

• Resultados consolidados en PEP

En el año 2013, en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, Gerencias de Servicio Especializado en Exploración y Producción, incluyendo las actividades de la Unidad de Negocio de Perforación, se obtuvo el desempeño que se muestra en el cuadro siguiente:

Accidentabilidad en PEP, enero - diciembre
número

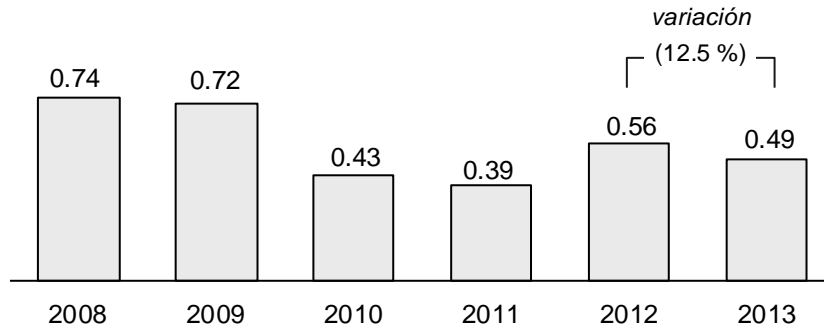
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012 (%)
Número de accidentes							
<i>Consolidado PEP</i>	104	102	58	53	78	70	(10.3)
Activos PEP	11	10	6	18	34	28	(17.6)
UNP	93	92	52	35	44	42	(4.5)
Índice de frecuencia							
<i>Consolidado PEP</i>	0.74	0.72	0.43	0.39	0.56	0.49	(12.5)
Activos PEP	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	0.29	(21.6)
UNP	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	0.90	(6.3)
Índice de gravedad							
<i>Consolidado PEP</i>	41	44	30	30	36	38	5.6
Activos PEP	14	12	6	15	25	25	0
UNP	104	112	79	63	60	65	8.3

Índice de frecuencia y gravedad

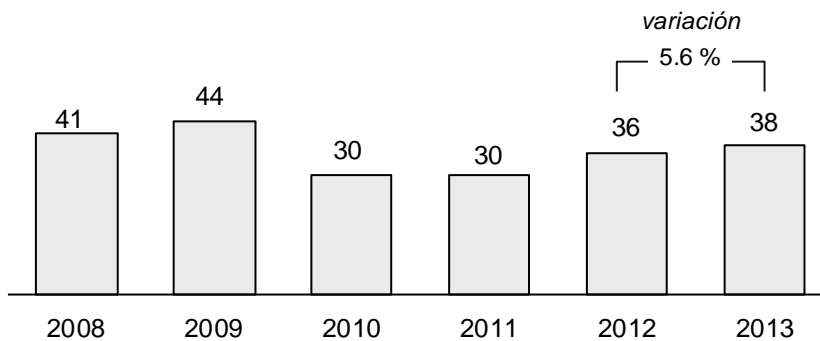
Durante 2013 el índice de frecuencia se ubicó en 0.49, inferior al año anterior en 12.5 por ciento, mientras que el índice de gravedad fue de 38, superior en 5.6 por ciento al de 2012.

Índice de frecuencia, enero - diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo

**Índice de gravedad, periodo enero-diciembre**

días perdidos $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo

**Índice de Actos Seguros (IAS)**

Con el establecimiento y ejecución del programa de auditorías efectivas en los Activos Integrales y Exploratorios, en las Gerencias de Servicios Especializado en Exploración y Producción, así como en las áreas de la Unidad de Negocio de Perforación, se realizaron durante el periodo un total de 138 mil 805 auditorías efectivas, lo que representó la observación preventiva a los comportamientos de un total 1 millón 658 mil 494 trabajadores de PEP y Compañías al

momento de ejecutar sus operaciones, obteniendo un Índice de Actos Seguros (IAS) promedio de 94 por ciento. Este índice refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

Mediante el desarrollo de las auditorías efectivas realizadas se ha permitido identificar actos y prácticas inseguras del personal durante sus labores, asimismo contactar y conversar con el personal infractor para lograr el convencimiento de modificar su conducta hacia un compromiso de trabajar de forma segura y responsable; además de reconocer al personal que trabaja con apego a la normatividad establecida en los centros de trabajo.

- **Activos y Gerencias de Servicio Especializado**

Instalaciones sin accidentes personales

De 759 instalaciones en operación de Pemex-Exploración y Producción, 714 acumularon más de 1 mil días sin accidentes los cuales representan el 94 por ciento del total y 14 instalaciones con más de 365 días que representan el 2 por ciento.

Cabe mencionar que en el último trimestre de 2013 se dieron de alta 3 instalaciones (1 en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste y 2 en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste), además de que se dio de baja 1 instalación en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste. El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Instalaciones sin accidentes

número

Subdirección / Activo	Total de instalaciones	Con más de 1,000 días sin accidentes	Con más de 365 días sin accidentes
Total PEP	759	714	14
Producción Región Norte	390	381	7
Burgos	158	157	0
Poza Rica - Altamira	154	153	1
Aceite Terciario del Golfo	46	40	5
Veracruz	32	31	1
Producción Región Sur	103	100	3
Macuspana - Muspac	38	37	1
Samaria - Luna	11	10	1
Bellota - Jujo	23	23	0
Cinco Presidentes	31	30	1
Producción Región Marina Noreste	132	114	1
Cantarell	100	87	0
Ku - Maloob - Zaap	32	27	1
Producción Región Marina Suroeste	99	90	0
Abkatun - Pool - Chuc	53	49	0
Litoral de Tabasco	46	41	0
SDC	35	29	3
GTDH Norte	20	18	2
GTDH Sur	4	4	0
GTDH MNE	10	7	1
GTDH MSO	1	0	0

Accidentes personales

Durante 2013 se registraron 28 accidentes personales en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, en conjunto con las Áreas de Servicio Especializado, inferior en 17.6 por ciento a los accidentes reportados el año anterior. Cabe destacar que en las

Subdirecciones de Producción Región Sur y Servicios a Proyectos no se registraron accidentes durante todo el año.

Estadística de accidentes, enero-diciembre
número

Área	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Total:	11	10	6	18	34	28	(17.6)
Producción Región Norte	3	2	0	3	1	2	100.0
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	3	1	0	1	0	0	-
Activo Integral Veracruz	0	1	0	1	0	0	-
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	0	0	0	1	1	2	100.0
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Sur	5	0	3	7	0	0	-
Activo Producción Bellota - Jujo	1	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	0	0	2	0	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^a	1	0	0	1	0	0	-
Activo Producción Samaria-Luna	0	0	0	1	0	0	-
Áreas Administrativas	3	0	1	5	0	0	-
Producción Región Marina Noreste	0	2	1	0	0	2	n.a.
Activo Producción Cantarell	0	2	1	0	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	0	0	0	0	2	n.a.
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Producción Región Marina Suroeste	0	0	2	0	0	1	n.a.
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	2	0	0	1	n.a.
Áreas Administrativas	0	0	0	0	0	0	-
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	1	0	(100.0)
Mantenimiento y Logística ^b	2	2	0	2	5	8	60.0
Distribución y Comercialización	1	4	0	3	24	8	(66.7)
Administración y Finanzas ^c	0	0	0	3	3	5	66.7
Exploración	0	0	0	0	0	2	n.a.

a. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac

b. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Mantenimiento y Logística Sur y Norte

c. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas

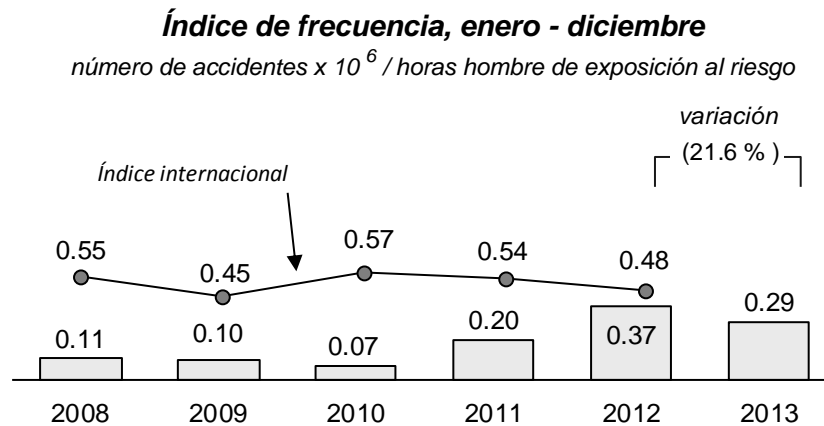
Accidentes fatales

En el año 2013 se presentaron dos accidentes con consecuencias fatales, los cuales se describen a continuación:

- El 8 de enero durante las actividades de transferencia de 8 trabajadores de la cubierta del Barco de Posicionamiento Dinámico (BPD) Armada Firman 3 hacia la Plataforma Habitacional del Centro de Proceso Abkatun-D, utilizando la grúa y canastilla de embarque/desembarque de personal (viuda), al iniciar las maniobras de izaje, durante el ascenso de la canastilla, ésta se impacta con una vigueta ubicada en la grúa de la embarcación, al hacer contacto con la canastilla golpea a la altura del cuello a uno de los trabajadores, el cual pierde el equilibrio y cae a la cubierta del barco desde una altura aproximada de 8 m, sufriendo múltiples golpes contusos. Se le brindan los primeros auxilios en sitio y al ser trasladado al hospital el trabajador falleció
- El 9 de mayo durante el transporte del equipo PM-5600 (malacate y mástil) entre los pozos Copal 7 y Poza Rica 324, al transitar sobre la carretera Papantla – Gutiérrez Zamora antes de llegar al poblado Totomoxtle, Veracruz, personal electricista que se encarga de observar si las líneas eléctricas libran la carga, se subió a la estructura transportada, uno en la parte delantera y otro en la parte media. Al momento de pasar por el segundo tope en el poblado antes mencionado, el trabajador que se ubicaba en la parte media, recibió una descarga eléctrica de una línea monofásica de 13 mil 200 volts que le causó el fallecimiento al trabajador

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia fue de 0.29 en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, cifra menor en 21.6 por ciento comparada con el año 2012 que fue de 0.37. Este índice se mantiene en niveles de desempeño por debajo de la referencia internacional de la Oil and Gas Producers (OGP, informe de resultados 2012) para las actividades de Exploración y Producción.



Índice de frecuencia, periodo enero-diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo

Área	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Índice Internacional ^a	0.55	0.45	0.57	0.54	0.48	n.d.	n.d.
Índice activos de PEP	0.11	0.10	0.07	0.20	0.37	0.29	(21.6)
Producción Región Norte	0.1	0.08	0	0.20	0.11	0.22	100.0
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	0.20	0.10	0	0.27	0	0	-
Activo Integral Veracruz	0	0.40	0	0.97	0	0	-
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	0	0	0	0.61	0.57	1.14	100.0

Área	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Producción Región Sur	0.20	0	0.14	0.38	0	0	-
Activo Producción Bellota - Jujo	0.50	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	0	0	1.04	0	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^b	0.50	0	0	0.54	0	0	-
Activo Producción Samaria-Luna	0	0	0	0.64	0	0	-
Producción Región Marina Noreste	0	0.10	0.08	0	0	0.16	n.a.
Activo Producción Cantarell	0	0.20	0.12	0	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	0	0	0	0	0.47	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	0	0.27	0	0	0.17	n.a.
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	1.62	0	0	0.61	n.a.
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	0.81	0	(100.0)
Mantenimiento y Logística^c	0.10	0.14	0	0.13	0.20	0.33	65.0
Distribución y Comercialización	0.10	0.52	0	0.43	3.36	1.09	(67.6)
Administración y Finanzas^d	0	0	0	0.42	0.22	0.36	63.6
Exploración	0	0	0	0	0	0.96	n.a.

a. La referencia internacional para índice de frecuencia en Exploración y Producción es la Oil and Gas Producers (OGP), los valores corresponden a cierres anuales.

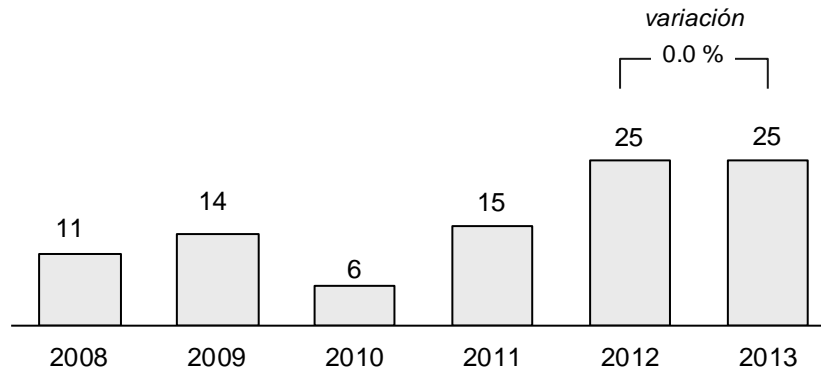
b. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

c. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Mantenimiento y Logística Sur y Norte.

d. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas.

Índice de gravedad

El índice de gravedad para los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializado, en el año 2013 fue de 25, cifra igual al año anterior.

Índice de gravedad, enero - diciembredías perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo

Área	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Índice activos de PEP	14	12	6	15	25	25	-
Producción Región Norte	12	11	0	16	19	14	(26.3)
Activo Integral Burgos	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Poza Rica - Altamira	23	12	0	30	0	0	-
Activo Integral Veracruz	0	46	0	51	0	0	-
Activo Integral Aceite Terciario del Golfo	0	0	0	46	95	69	(27.4)
Producción Región Sur	32	0	5	44	0	0	-
Activo Producción Bellota - Jujo	74	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Cinco Presidentes	0	0	41	0	0	0	-
Activo Producción Macuspana-Muspac ^a	48	0	0	33	0	0	-
Activo Producción Samaria-Luna	0	0	0	28	0	0	-
Producción Región Marina Noreste	0	15	9	0	0	12	n.a.
Activo Producción Cantarell	0	25	14	0	0	0	-
Activo Producción Ku -Maloob - Zaap	0	0	0	0	0	36	n.a.
Producción Región Marina Suroeste	0	0	36	0	0	31	n.a.
Activo Producción Abkatún - Pol - Chuc	0	0	0	0	0	0	-
Activo Producción Litoral Tabasco	0	0	217	0	0	110	n.a.
Servicios a Proyectos	0	0	0	0	116	0	(100.0)
Mantenimiento y Logística^b	14	24	0	3	17	33	94.1
Distribución y Comercialización	6	50	0	28	211	104	(50.7)
Administración y Finanzas^c	-	-	-	13	4	25	525.0
Exploración	0	0	0	0	0	5	n.a.

a. A partir de octubre de 2011 se integran los Activos Integrales Macuspana y Muspac.

b. A partir de octubre de 2011 se incorporaron las Gerencias de Mantenimiento y Logística Sur y Norte

c. A partir de julio de 2011 se incorporaron las Gerencias de Administración y Finanzas

Para mejorar el desempeño en seguridad en los Activos y Gerencias con mayor número de accidentes, se ejecutó el Plan de Contención de la Accidentabilidad Personal y Reforzamiento de la Seguridad en PEP por medio de la aplicación de las herramientas preventivas básicas:

- Lista de verificación: Aplicar formato de seguridad para concientizar al personal de las medidas preventivas de seguridad que deben adoptar antes de iniciar las labores
- Análisis de la Seguridad del Trabajo (AST): Identificar y evaluar los riesgos para prevenirlos y/o corregirlos mediante la aplicación del instructivo para realizar el Análisis de la Seguridad del Trabajo en PEP
- Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgos (SPPTR): Reforzar su aplicación para el control de riesgos
- Supervisión Segura: Verificar la aplicación del instructivo de trabajo en instalaciones de producción
- Pláticas de seguridad: Impartir al inicio de la jornada laboral
- Capacitación y entrenamiento en materia de SSPA: Continuar con la línea de mando
- Auditorías efectivas: Ejecución en instalaciones de producción
- Disciplina Operativa: Cumplir los ciclos de trabajo a los procedimientos de operación y mantenimiento

- Investigación de Análisis Causa Raíz: Elaborar los análisis de incidentes con la participación activa de los Equipos de Liderazgo de las áreas operativas
- Rendición de Cuentas: Informar el desempeño en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental a los tres niveles de la organización

Para el año 2014, se reorientarán esfuerzos en conjunto con los mitigadores de riesgos de los Centros de Trabajo de PEP para continuar aplicando el Plan de Contención de la Accidentabilidad Personal y Reforzamiento de la Seguridad.

Adicionalmente se aplicaron acciones de contención inmediata y estratégicas para los eventos de manejo de cargas u objetos pesados, mediante certificación a operadores de grúas, capacitación a operadores y auxiliares de grúa por parte de la SPRMNE y SPRMSO, entre otras.

Se dio inicio a la Estrategia para la Administración Integral de Riesgos a través de la Implementación Operativa del Sistema PEMEX SSPA en la Subdirección de Producción Región Sur, Subdirección de Distribución y Comercialización y Subdirección de Servicios a Proyectos, adecuando a los procesos sustantivos de cada una de las líneas de negocio. Para el año 2014 se continuará con dicha estrategia para las demás Subdirecciones.

Índice de Actos Seguros (IAS)

Durante el periodo de enero a diciembre de 2013 se llevaron a cabo un total de 92 mil 622 auditorías efectivas, en los Activos de Producción, Integrales y Exploratorios, incluyendo las Gerencias de Servicio Especializados, mediante la observación de 909 mil 479 trabajadores de PEP y Compañías que laboran en dichas instalaciones, con lo cual se obtuvo un Índice de Actos Seguros promedio de 95 por ciento. Este índice refleja que el comportamiento del personal, aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Unidad de Negocio de Perforación (UNP)**

Equipos de perforación sin accidentes personales

De 191 equipos tripulados con personal de PEP en las zonas terrestres, lacustres y marinas, 87 alcanzaron más de 1 mil días sin accidentes personales registrables estadísticamente, que representan el 46 por ciento del total, además de que 73 han acumulado más 365 días sin accidentes, cantidad que significa el 38 por ciento. El detalle puede apreciarse en el cuadro siguiente:

Equipos de perforación sin accidentes
número

	Equipos operando	Equipos sin accidentes	
		Con más de 1,000 días	Con más de 365 días
<i>UNP</i>	191	87	73
Norte	54	29	17
Sur	58	26	24
Marina	79	32	32

Accidentes personales

Durante el año 2013, el número de accidentes personales registrables estadísticamente en la Unidad de Negocio de Perforación (UNP) fue de 42, cifra menor con respecto al mismo periodo del año anterior en 4.5 por ciento.

Estadística de accidentes, enero - diciembre
número

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
UNP	93	92	52	35	44	42	(4.5)
Norte	26	25	9	12	12	7	(41.7)
Sur	26	21	22	14	10	17	70.0
Marina	41	46	21	9	22	18	(18.2)

Accidentes fatales

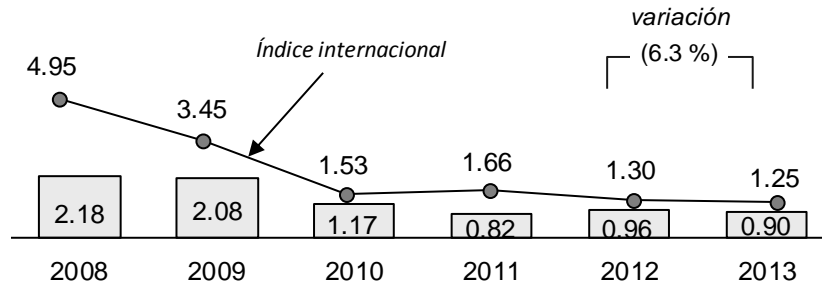
En el periodo de referencia, no ocurrieron accidentes de trabajo con consecuencias fatales dentro de las instalaciones y equipos de la Unidad de Negocio de Perforación.

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en 2013 fue de 0.90, menor en 6.3 por ciento respecto al año anterior; este resultado mantiene el nivel de desempeño por debajo de la referencia internacional para lesiones con pérdida de tiempo (LTI) de la Internacional Association of Drilling and Contractors (IADC), para las actividades de Perforación.

Índice de frecuencia, enero-diciembre

número de accidentes x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Índice internacional ^a	4.95	3.45	1.53	1.66	1.30	1.25 ^b	-
UNP	2.18	2.08	1.17	0.82	0.96	0.90	(6.3)
Norte	2.2	1.78	0.63	0.89	0.90	0.56	(37.8)
Sur	2.3	1.83	1.81	1.15	0.88	1.29	46.6
Marina	2.2	2.49	1.19	0.53	1.15	0.88	(23.5)

a. La referencia internacional es comparada con la International Association of Drilling and Contractors (IADC), en el rubro de LTI que considera lesiones con pérdida de tiempo y fatalidades.

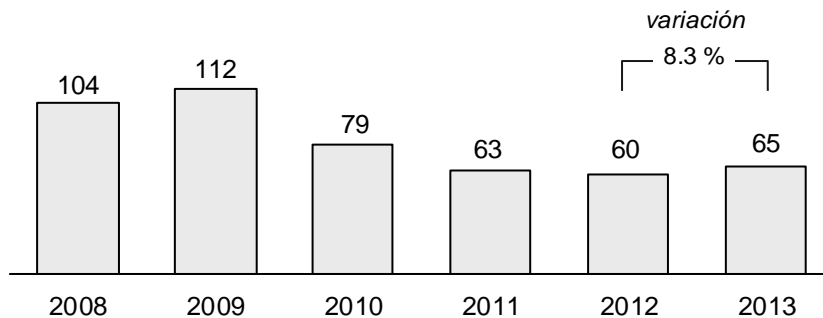
b. Informe IADC, Resultados al tercer trimestre de 2013

Índice de gravedad

El índice de gravedad se ubicó en 65, superior en 8.3 por ciento respecto al año anterior que fue de 60.

Índice de gravedad, enero-diciembre

días perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo



Índice de gravedad, enero-diciembre*días perdidos x 10⁶ / horas hombre de exposición al riesgo*

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
UNP	104	112	79	63	60	65	8.3
Norte	104	110	37	64	45	37	(17.8)
Sur	120	140	118	91	71	91	28.2
Marina	96	98	88	43	70	69	(1.4)

Para contribuir en la mejora del desempeño en la accidentabilidad, en las Unidades y Sectores de Perforación se ejecutó el Programa de Reforzamiento de Seguridad que comprendía seis estrategias generales:

- Aplicación del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo y del Análisis de Seguridad del Trabajo (AST's)
- Aplicación de procedimientos con disciplina operativa
- Programa de recorridos de la CLMSH, auditorías NISAI (Nivel Integral de Seguridad Ambiental de la Instalación)
- Campañas de seguridad en las instalaciones y sus etapas para su aplicación
- Análisis y difusión de incidentes, cumplimiento a recomendaciones
- Evaluación de simulacros, verificaciones ambientales, pláticas intermedias

Complementando lo anterior, en las Unidades de Perforación con mayor número de accidentes se ejecutó el Plan de Contención a la Accidentabilidad Personal y Reforzamiento de la Seguridad, por medio de la aplicación de las herramientas preventivas básicas:

- Disciplina Operativa
- Procedimiento para realizar auditorías efectivas
- Instructivo para AST
- 12 Preguntas preventivas
- Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo (SPPTR)
- Instructivo de supervisión segura
- Anexo SSPA

Para el año 2014, se reorientarán esfuerzos en conjunto con la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de la Unidad de Negocio de Perforación para continuar con la aplicación del Plan de Contención a la Accidentabilidad Personal y Reforzamiento de la Seguridad en las Unidades y Sectores de Perforación con mayor recurrencia de accidentes.

Adicionalmente se aplicará la Estrategia para la Administración Integral de Riesgos a través de la Implementación Operativa del Sistema PEMEX SSPA de acuerdo a los procesos sustantivos de la Unidad de Negocio de Perforación.

Índice de Actos Seguros

En las operaciones de perforación y mantenimiento a pozos durante el año 2013 se realizaron un total de 46 mil 183 auditorías efectivas, obteniéndose un índice de 95 por ciento, mediante la observación preventiva a los comportamientos de 749 mil 15 trabajadores de PEP y Compañías. Este índice refleja que el comportamiento del personal aún requiere de supervisión en sus tareas, así como del fortalecimiento de las medidas de sensibilización hacia un desempeño seguro.

- **Accidentabilidad de Contratistas**

Los contratos celebrados con los prestadores de servicios incluyen el Anexo “SSPA”, relativo a las “Obligaciones de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental de los Proveedores o Contratistas que realizan actividades en instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios”, cuyo objetivo es establecer los requerimientos en materia de Seguridad, Salud y Protección Ambiental que deben cumplir las compañías y todo su personal, con el fin de prevenir y evitar la ocurrencia de accidentes.

Número de proveedores

Durante el año 2013 se promediaron 1 mil 484 compañías al mes realizando diversos tipos de servicios entre otros:

- Diseño e ingeniería
- Construcción y mantenimiento en ductos e instalaciones
- Logística y transporte

- Perforación, terminación y mantenimiento de pozos
- Prospección sísmica
- Remediación ambiental
- Consultoría y servicios especializados

El promedio mensual de trabajadores de proveedores y contratistas que prestan servicios a PEP es de 94 mil 984, que comparado con el número de trabajadores de nuestro Organismo existe una relación aproximada de 2 trabajadores de PEP por 3 de compañía.

Censo de compañías en PEP, enero-diciembre
número

<i>Subdirección</i>	<i>Número de compañías</i>	<i>Número de trabajadores en promedio por mes</i>
Total:	1,484	94,984
Producción Región Norte	118	9,137
Producción Región Sur	548	18,508
Producción Región Marina Noreste	54	1,485
Producción Región Marina Suroeste	40	1,214
Servicio a Proyectos	94	11,151
Mantenimiento y Logística	202	23,130
Distribución y Comercialización	86	4,198
Unidad de Negocio de Perforación	272	21,798
Áreas de servicio	70	4,363

Accidentes personales

El número de accidentes personales registrables estadísticamente durante el año 2013 en actividades realizadas por las compañías contratistas y proveedores fue de 81, cifra menor en 45.6 por ciento al año anterior.

Estadística de accidentes de compañías, enero-diciembre
número

Subdirección	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Total:	133	109	84	84	149	81	(45.6)
Producción Región Norte	5	5	4	8	12	12	-
Producción Región Sur	3	4	1	2	0	2	n.a.
Producción Región Marina Noreste	0	2	1	0	4	0	(100.0)
Producción Región Marina Suroeste	1	0	0	1	0	0	-
Servicios a Proyectos	19	13	7	12	19	12	(36.8)
Mantenimiento y Logística	12	6	24	18	26	13	(50.0)
Distribución y Comercialización	2	0	8	3	52	2	(96.2)
Exploración	0	0	0	10	0	9	n.a.
Unidad de Negocio de Perforación	91	79	39	30	36	31	(13.9)

En el año 2013 las instalaciones adscritas a las Subdirecciones de Producción Región Marina Noreste y Marina Suroeste no presentaron accidentes personales registrables estadísticamente de las compañías proveedoras y contratistas.

Accidentes fatales

En el año 2013, se presentaron 3 accidentes con 4 fatalidades descritos a continuación:

- El 7 de abril, durante los trabajos de tapado de zanja en zona pantanosa a cargo de la compañía "Fabricación y Reparación Electromecánica, S.A. de C.V." (FYRESA), contratada por la Gerencia de Servicios a Proyectos Región Sur de la Subdirección de Servicios a Proyectos, para la construcción del oleoducto de 10" Ø X 19.7 km de Batería de Separación Rodador al Centro Procesador de Gas La Venta (CPGLV), al ir transitando con

excavadora utilizando tarimas de soporte para dichos trabajos, se presentó una explosión e incendio en gasoducto de 16" Ø de la Estación de Compresión "Cinco Presidentes" al CPGLV (km 6+477), por golpe de la excavadora; registrando 3 trabajadores lesionados de la misma compañía, uno de ellos con quemaduras de 1er. y 2do. grado, falleciendo el 2 de mayo

- El 13 de junio, durante el celaje lacustre al "Corredor de Tuberías Atasta-Cd.Pemex" con aerobote, a cargo de la compañía "Servicios Técnicos Industriales Internacionales S.A. de C.V." (SETEIN), contratada por la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en Región Marina Noreste de la Subdirección de Distribución y Comercialización, ocurrió falla mecánica en el aerobote donde se transportaban 4 trabajadores, motivo por el cual tuvieron la necesidad de parar y retornar a las instalaciones de la compañía SETEIN; durante este trayecto - aprox. a 500 metros de llegar al muelle- sintieron un impacto que desestabilizó el aerobote y paró el motor, provocando se volteara y hundiera, falleciendo 2 trabajadores

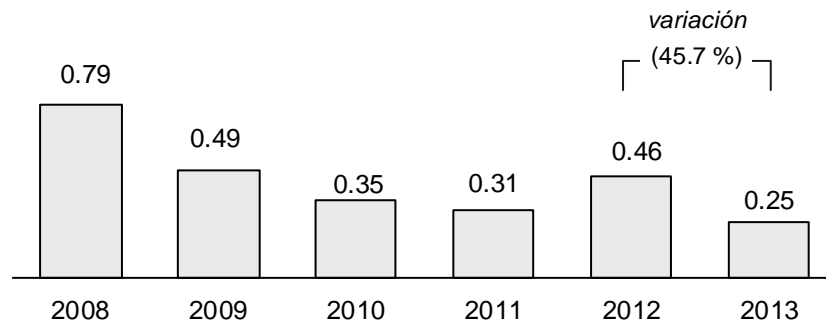
- El 26 de agosto, en el pozo Gasífero 52 del Activo de Producción Veracruz de la Subdirección de Producción Región Norte, la compañía TETRA/Production Enhancement Mexico, S. de R.L. de C.V. durante los trabajos de limpieza de lavado de aparejo de producción con producto y desplazamiento con nitrógeno a través de tubería flexible con una presión de 1,900 psi., al estar desplazando nitrógeno en condiciones normales, se presentó detonación y fuego en el equipo de medición ocasionando quemaduras a 1 trabajador de la compañía de 2do. y 3er. grado en brazos y cara. Posteriormente fallece el 18 de septiembre por la gravedad de las quemaduras

Índice de frecuencia

El índice de frecuencia en el año 2013 de las compañías contratistas y proveedoras fue de 0.25, cifra menor a la obtenida en el año anterior en 45.7 por ciento.

Índice de frecuencia de compañías, enero-diciembre

número de accidentes $\times 10^6$ / horas hombre de exposición al riesgo



Subdirección	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación respecto a 2012, (%)
Índice de frecuencia de compañías	0.79	0.49	0.35	0.31	0.46	0.25	(45.7)
Producción Región Norte	0.16	0.18	0.09	0.15	0.56	0.41	(26.8)
Producción Región Sur	0.23	0.12	0.02	0.04	0	0.04	n.a.
Producción Región Marina Noreste	0	0.57	0.28	0	1.15	0	(100.0)
Producción Región Marina Suroeste	1.34	0	0	0.61	0	0	-
Servicios a Proyectos	0.85	0.43	0.49	0.94	0.60	0.23	(61.7)
Mantenimiento y Logística	0.2	0.12	0.45	0.24	0.24	0.13	(45.8)
Distribución y Comercialización	0.56	0	1.26	0.30	5.16	0.19	(96.3)
Exploración	0	0	0	2.84	0	0.47	n.a.
Unidad de Negocio de Perforación	2.1	1.12	0.65	0.53	0.48	0.64	33.3

Acciones para mejorar el desempeño de seguridad personal de compañías prestadoras de servicio a PEP

Entre las acciones que contribuyeron con la mejora del desempeño en accidentabilidad personal por parte de las compañías prestadoras de servicios, se destacan las siguientes:

- Asegurar que el personal de las compañías proveedoras de servicios cuenten con la capacitación y entrenamiento en materia de SSPA
- Verificar el cumplimiento a lo establecido en el Anexo “S” o Anexo “SSPA”
- Participar en la evaluación de Desempeño en SSPA con la Dirección General, para difundir las causas raíz de los incidentes y accidentes ocurridos, así como de las acciones inmediatas derivadas de los mismos, para evitar la reincidencia de eventos no deseados
- Fortalecer la cultura del reporte de todos los incidentes y accidentes y la estricta atención de las recomendaciones derivados de los Análisis Causa Raíz

c. Manejo de agua congénita

El volumen promedio diario de agua congénita separada en el año 2013 fue de 82 mil 672 metros cúbicos, del cual el 99.5 por ciento se dispuso mediante la inyección a pozos.

Manejo de agua congénita, enero-diciembre^a
metros cúbicos promedio por día

Región ^b	2011			2012			2013		
	Sep.	Inyect.	Desc.	Sep.	Inyect.	Desc.	Sep.	Inyect.	Desc.
Norte	12,467	11,988	479	14,065	13,368	697	13,003	13,003	-
Sur	15,069	14,053 ^c	324	21,572	21,570	2	21,478	21,048	430
M. Suroeste	7,760	-	7,760	N.D.	N.D.	N.D.	33,351	33,351	-
M. Noreste	5,410	5,410	-	7,885	7,885	-	14,840	14,840	-
Total	40,706	31,451	8,563	43,522	42,823	699	82,672	82,242	430

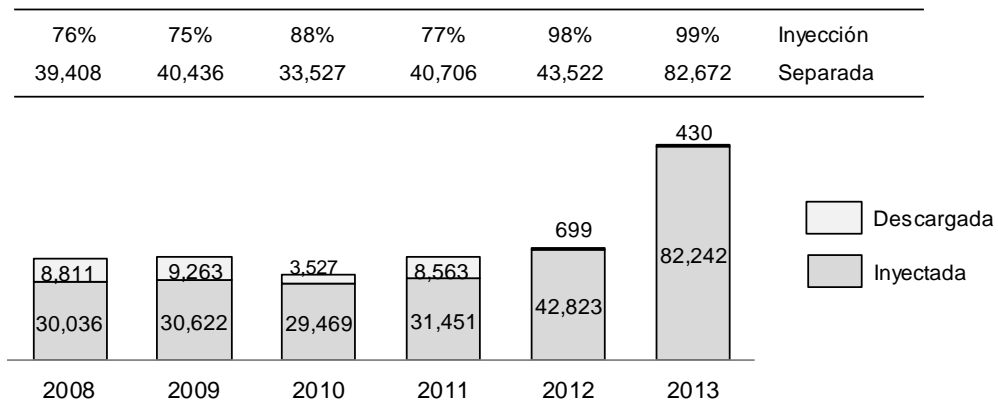
a. Fuente: Sistema informático, SISPA.NET. (reporte del 17 de enero de 2014)

b. Incluye a las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos de la SDC que operan en cada Región.

c. La diferencia entre lo separado y lo reinyectado se transfiere a otras instalaciones.

El comportamiento sobre el manejo de agua congénita por año es el siguiente:

Manejo de agua congénita, enero-diciembre
metros cúbicos promedio por día



Nota 1: Información del SISPA-NET (reporte del 17 de enero de 2014).

Nota 2: No se incluye la separación y descarga de agua congénita en la TMDB.

En el año 2013, la Subdirección de Producción Región Marina Noreste incrementó su separación promedio diario de agua congénita en un 29 por ciento, con respecto al cierre de 2012. La Subdirección de Producción Región Marina Noreste incrementó su separación en 88 por ciento respecto al año anterior.

En la Subdirección de Producción Región Norte se reinyectó a yacimientos agotados 13 mil 3 metros cúbicos promedio al día, en tanto que en la Subdirección de Producción Región Sur fue de 21 mil 48 metros cúbicos y en las Subdirecciones de Producción Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste se inyectaron 14 mil 840 y 33 mil 351 metros cúbicos promedio diario respectivamente, representando el 99.5 por ciento del agua congénita separada.

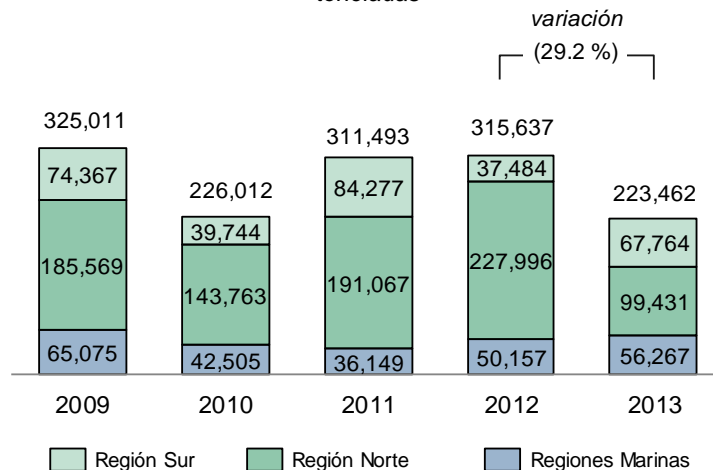
Cabe señalar que el hidrocarburo (crudo maya y crudo ligero) proveniente de las plataformas marinas y de algunas instalaciones de la Región Sur, se recibe en los tanques deshidratadores de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), donde se realiza la separación crudo-agua en dos etapas de deshidratación.

d. Manejo de residuos industriales

Como consecuencia del desarrollo de las actividades, durante 2013 se generaron en total 239 mil 528 toneladas de residuos (incluyendo recortes de perforación, residuos sólidos industriales, sedimentos de hidrocarburos, entre otros), 56 por ciento menos que lo registrado en el año anterior sin considerar los aceites gastados.

Los recortes de perforación ascendieron a 223 mil 462 toneladas, 29.2 por ciento menos respecto al registro del año anterior.

Generación de recortes de perforación, enero-diciembre
toneladas

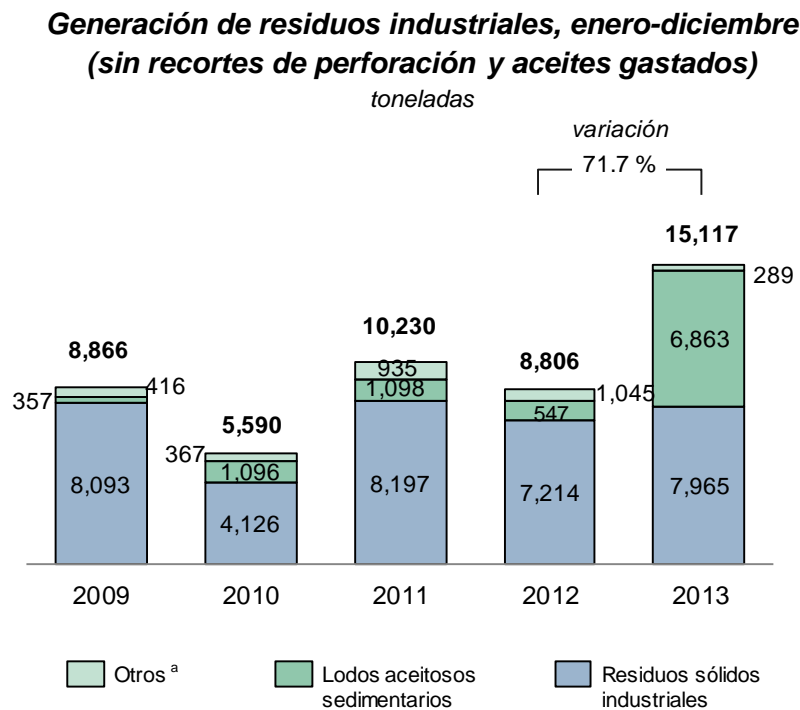


Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (datos reportados al 15 de enero de 2014).

No obstante que los recortes de perforación no son clasificados como peligrosos, éstos son manejados preventivamente bajo un estricto control. Los equipos de perforación terrestres tanto en el norte como en el sureste del país, cuentan con contratos con terceros avalados por las Autoridades Ambientales Competentes para su tratamiento y disposición final conforme a la normativa, en

tanto que en instalaciones marinas el 80 por ciento de los recortes es inyectado a yacimientos agotados, siendo ésta una buena práctica ambiental, ya que reduce los riesgos potenciales en su transportación, manejo y disposición; el 20 por ciento restante es enviado a tierra para su manejo integral. Con lo anterior, se asegura que no exista almacenamiento en los sitios donde se generan.

Respecto a la generación de residuos industriales excluyendo los recortes de perforación y los aceites gastados, durante el año 2013 se generaron 15 mil 117 toneladas, volumen superior en 71.7 por ciento respecto al generado el año anterior.



Fuente: Sistema informático, SISPA.NET (datos reportados al 15 de enero de 2014).

a. Considera los volúmenes generados de Breas, otros lodos, residuos biológico infecciosos y otros residuos.

En cuanto a los lodos aceitosos sedimentarios, durante el año 2013 se observó un incremento en su generación de 6.5 veces con

relación al registro del año anterior, lo cual se debió a los trabajos de mantenimiento y limpieza en tanques de almacenamiento de crudo durante el año 2013 realizados por parte de la SDC. Por otra parte, los residuos sólidos industriales y otros, reflejaron una reducción de 6.3 por ciento respecto al año anterior. Cada dependencia que genera los residuos mencionados cuenta con los contratos correspondientes vigentes con empresas especializadas autorizadas por la SEMARNAT para su tratamiento y disposición final en sitios controlados.

De manera general el manejo integral de los residuos en PEP se ha efectuado sobre la base de las siguientes acciones:

- Cumplimiento a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su Reglamento, así como a las Normas Oficiales Mexicanas
- Reforzamiento de la supervisión para la clasificación y separación de residuos industriales
- Aplicación de la responsabilidad compartida con prestadores de servicios y proveedores
- Mejoramiento de las prácticas de segregación de los residuos
- Aplicación de listas de verificación en residuos no peligrosos y peligrosos

Respecto a los aceites gastados, estos residuos se reincorporan como insumo al proceso productivo a través de su inyección a la corriente de crudo, por lo que su manejo se efectúa bajo criterios de eficiencia ambiental, tecnológica, económica y social.

e. Pasivo ambiental

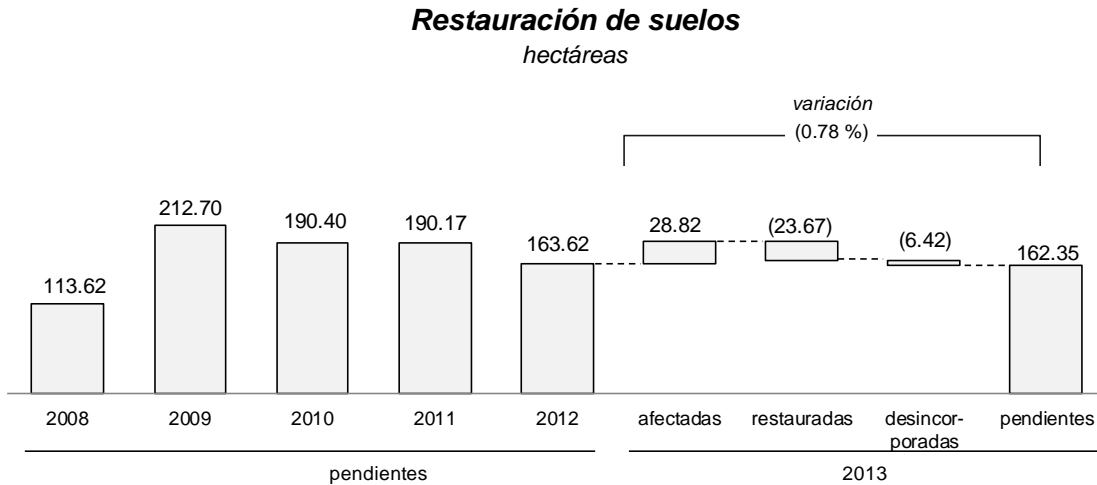
- **Restauración de suelos**

En el año 2013 se afectaron 28.82 hectáreas derivado de fugas y derrames que sumadas a las 163.62 pendientes de restaurar al cierre del año 2012 totalizan 192.44 hectáreas, de las cuales se han remediado 23.67 y desincorporado 6.42, con lo cual quedan pendientes de restaurar 162.35 hectáreas al cierre de diciembre de 2013.

En la Subdirección de Producción Región Norte, durante el periodo referido han resultado afectadas 2.89 hectáreas que sumadas a las 98.99 pendientes de remediar al cierre del año 2012 totalizan 101.88 hectáreas. Han sido restauradas 2.97 hectáreas, quedando pendientes 98.91 hectáreas por remediar.

En la Subdirección de Producción Región Sur durante el periodo de referencia se tiene el registro de 25.92 hectáreas afectadas como resultado de fugas y derrames ocurridos, siendo el accidente del pozo Terra 123 la causa principal del incremento de esta cifra. Dicha cantidad sumada a las pendientes del año 2012 (64.64 has.), suma un total de 90.56 hectáreas, de las cuales se han restaurado 20.7 y 6.42 has. han sido desincorporadas del pasivo como resultado del estudio de caracterización que demostró que están dentro de los parámetros permitidos por la norma, con lo cual quedan pendientes de atender 63.44 hectáreas al cierre del periodo mencionado.

Para el 2014 se tiene programado realizar estudios de evaluación de riesgo al ambiente y a la salud en 2 áreas aledañas al Complejo de Producción de Gas La Venta, en una superficie de 23.84 hectáreas correspondientes al pasivo del Activo de Producción Cinco Presidentes.



Región	rezago al 31 de diciembre					Enero - Diciembre 2012		
	2008	2009	2010	2011	2012	Afectadas	Restauradas	Pendientes
Total	113.62	212.7	190.40	190.17	163.62	28.82	30.09	162.35
Norte	111.38	209.1	187.60	129.27	98.98	2.90	2.97	98.91
Sur	2.24	3.61	2.80	60.90	64.64	25.92	27.12 ^a	63.44

a. Se desincorporan 6.42 hectáreas reportadas en los pasivos ambientales de la Región Sur, debido a la obtención de resultados dentro de norma en un muestreo de suelo de un sitio perteneciente al Activo de Producción Samaria – Luna

La Subdirección de Producción Región Sur para atender los sitios contaminados por las fugas y derrames continúa llevando a cabo las siguientes acciones:

- Atención inmediata de fugas y derrames presentados, aplicando las medidas de urgente aplicación y determinando los recursos y apoyos necesarios

- Promoción de la remediación inmediata de sitios afectados en que existen contratos vigentes para la atención de fugas y derrames, así como para el tratamiento de suelos contaminados
- Formalización de contratos para la remediación de sitios contaminados y garantizar el ejercicio de planes y programas de restauración de áreas, en los distintos Activos de Producción de Región Sur. Al cierre de diciembre 2013 se cuenta con 6 contratos vigentes para la remediación de sitios contaminados, así como 2 convenios vigentes para realizar estudios ambientales en suelo, subsuelo y agua (caracterizaciones). De la misma manera, se encuentran en proceso de licitación 3 contratos para remediación y 3 convenios para realizar estudios ambientales
- Gestión ante la autoridad ambiental con la intervención de la Subdirección de ASIPA, para agilizar la resolución de las propuestas de remediación ingresadas.

La atención de las áreas afectadas pendientes de remediar, se lleva a cabo tomando en consideración el criterio de jerarquización de los sitios, de modo que se da prioridad a sitios localizados en zonas que puedan presentar riesgo para la población o posible incremento del área afectada.

El programa de remediación de suelos del año 2013 para la Región Sur, consideró la remediación de 35.04 hectáreas (23.39 hectáreas del pasivo ambiental detectado en 2011, más las 11.65 hectáreas de las afectaciones del 2011 y 2012). Al cierre del año se restauraron 11.65 hectáreas, el detalle mensual se indica en el cuadro siguiente:

Programa de Restauración de suelos, 2013
(hectáreas).

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte	Pasivo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Realizado	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
Sur	Pasivo	1.33	5..23	4.85	1.59	1.96	2.55	2.12	2.99	3.31	3.38	2.88	2.84	35.04
	Realizado	1.05	1.97	4.06	0.88	1.70	0.61	0.32	0.75	0.00	0.02	0.29	0.00	11.65

Nota: Las restantes 29.60 hectáreas se prevé sean atendidas mediante Estudios de Evaluación de Riesgo al Ambiente para el 2014.

Los avances en la remediación de sitios (11.65 hectáreas), corresponde a incidentes ambientales ocurridos durante 2011 y 2012, con lo que se concluyó para el cuarto trimestre 2013 la atención del rezago de los años mencionados.

En lo que respecta al pasivo ambiental, las actividades de remediación no han iniciado debido a que se encuentran en elaboración y evaluación las propuestas de remediación acorde al programa establecido.

La atención de las áreas afectadas pendientes de remediar, se lleva a cabo tomando en consideración el criterio de jerarquización de los sitios, de modo que se da prioridad a sitios localizados en zonas que puedan presentar riesgo para la población o posible incremento del área afectada.

Es importante señalar que la remediación de sitios está supeditada; al cumplimiento a lo establecido en la legislación ambiental vigente, debiendo presentar a la SEMARNAT las propuestas de remediación (Caracterización de sitio y tecnologías de remediación) y obtener la resolución de su aprobación, así como a la suficiencia presupuestaria para la remediación de dichos sitios y al acceso a los terrenos particulares afectados.

Por su parte la Subdirección de Producción Región Norte no consideró un programa de restauración de suelos para el año 2013, debido a la falta de presupuesto, por lo que únicamente se ha limitado a atender las emergencias derivadas de las fugas y derrames que ocurrieron durante el año.

- **Saneamiento de presas**

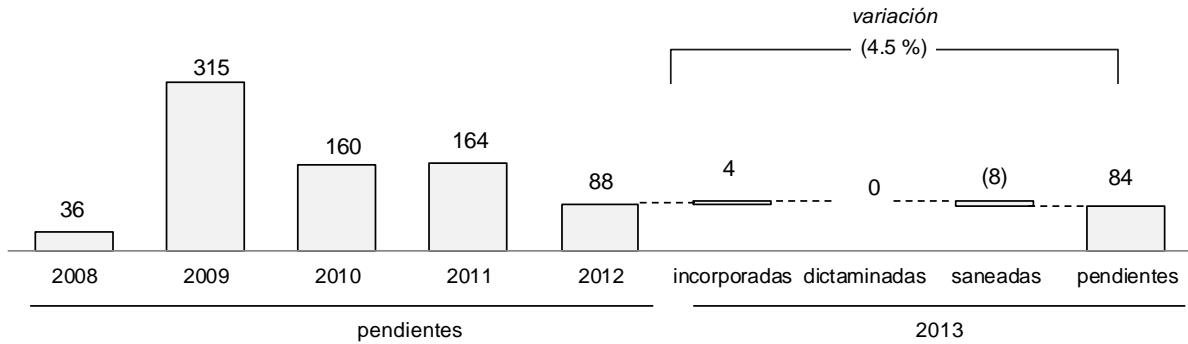
Al iniciar el año de 2013 se tenía un rezago de 88 presas pendientes de atender, de las cuales 80 correspondían a la Región Norte y 8 a la Región Sur.

Durante el transcurso del año se incorporaron 4 presas y se sanearon 8, reduciendo el rezago existente en 4.5 por ciento, con lo que al cierre del año se registra un rezago de 84 presas.

En la Subdirección de Producción Región Norte, en el periodo de enero a diciembre de 2013 se reportó el saneamiento de 4 presas en 2012, con toma de muestras finales en 2013, mismas que restándolas de las 80 del rezago 2012, quedan pendientes de remediar 76 presas.

La Subdirección de Producción Región Sur, realizó la remediación de 4 presas en el último trimestre del año 2013 e incorporó 4 del Activo de Producción Samaria Luna, por lo que al cierre del año referido se tienen 8 presas pendientes por remediar.

Saneamiento de presas
número



Región	rezago al 31 de diciembre					2013			
	2008	2009	2010	2011	2012	incorporadas	dictaminadas	saneadas	pendientes
Total	36	315^a	160^a	164^a	88	4	0	8	84
Norte	36	315	160	51 ^b	80	0	0	4	76
Sur	0	0	0	13 ^c	8	4	0	4	8

a. Incluye el remanente del pasivo histórico por detección satelital.

b. Incluye presas dictaminadas del Activo integral Burgos

c. Presas identificadas en recorridos en la Región Sur

Fuente: Base de Datos para El Registro y Control de la Atención de los Pasivos Ambientales de PEP

El programa de saneamiento de presas para el año 2013 se detalla en el cuadro siguiente:

Programa y seguimiento de saneamiento y tapado de presas, 2013

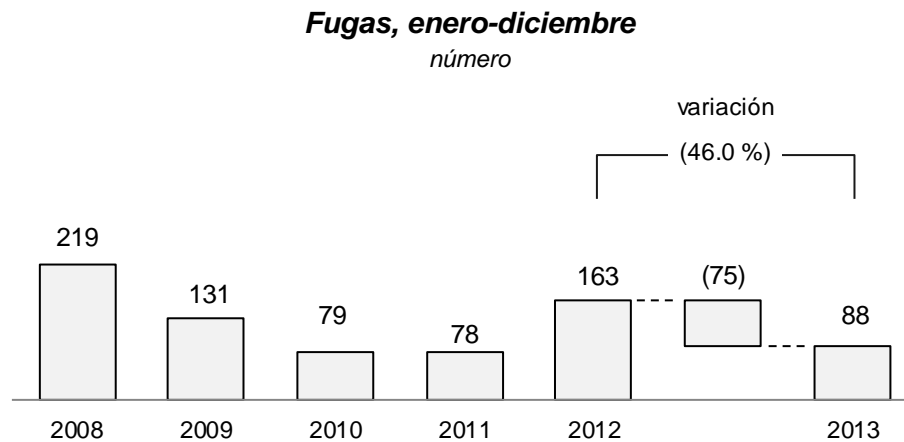
		número												
Presas		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Norte (número)	Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Realizado	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Sur (número)	Pasivo	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	3	7
	Realizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	4

En la Subdirección de Producción Región Sur, se programó el saneamiento y tapado de 7 presas durante el año 2013. Para el caso de la presa del pozo Palapa 201, el Activo de Producción Samaria-Luna realizó Estudio de Evaluación de Riesgo al Ambiente y a la Salud en el que se concluyó que no existe riesgo, dicho estudio fue ingresado a evaluación de la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR).

El saneamiento de las presas en la Subdirección de Producción Región Sur se contempla bajo la misma iniciativa estratégica de la remediación de áreas contaminadas, de modo que las acciones que se realizan para la remediación de áreas, son extensivas para este rubro, principalmente en relación a la solicitud de suficiencia presupuestal para el pago de los servicios de caracterización, trabajos de remediación de sitios y la elaboración de los estudios de riesgo ambiental que sean requeridos.

f. Fugas y derrames

El número de fugas registradas estadísticamente (mayores a 1 barril) en el año 2013 fue de 88, cifra menor en 46 por ciento a las registradas en el año anterior. Las principales causas identificadas se originaron por: 34 por corrosión interior, 16 por falla de material, 13 por actos vandálicos, 12 por corrosión exterior y 13 por otras causas.

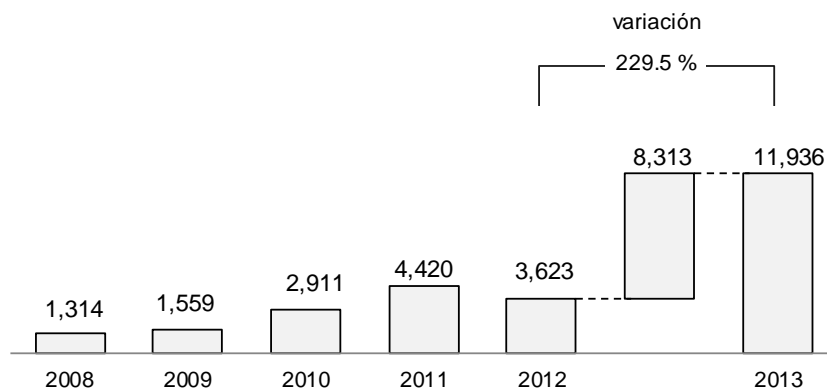


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación (%)
Total	219	131	79	78	163	88	(46.0)
SPR Norte	118	85	66	52	123	56	(54.5)
SPR Sur	76	34	8	10	13	11	(15.4)
SPR Marina NE	5	1	1	0	2	0	(100.0)
SPR Marina SO	8	4	0	0	1	0	(100.0)
SDC	12	7	4	16	24	21	(12.5)

El 85 por ciento de las fugas en ductos e instalaciones registradas en el periodo de referencia, se concentraron en los Activos Integrales Aceite Terciario del Golfo (27 por ciento) y Burgos (3 por ciento), en los Activos de Producción Poza Rica-Altamira (32 por ciento) y Bellota Jujo (6 por ciento) y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Sur (17 por ciento).

El volumen derramado se estimó en 11 mil 936 barriles de hidrocarburos sin incluir agua, lo que representó un aumento con respecto al año anterior de 229.5 por ciento. El volumen de mezcla agua-aceite recuperado fue de aproximadamente 11 mil 720 barriles.

Volumen derramado estimado, enero-diciembre
barriles



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación (%)
Total	1,314	1,559	2,911	4,420	3,623	11,936	229.5
Norte	565	879	2,735	1,171	3,021	996	(67.0)
Sur	541	529	38	70	55	182	230.9
Marina NE	0	0	32	0	1	0	(100)
Marina SO	127	150	0	0	12	0	(100)
SDC	81	1	106	3,179	535	10,758	n.r.

El incremento en volumen derramado se debió principalmente a la fuga registrada el 16 de octubre en la válvula de 4 "Ø localizada en pie de tanque TV-5010 lado sur en la Terminal Marítima Dos Bocas, adscrito a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburo-Marina Suroeste, ocasionado por una mala operación al realizar trabajos de sustitución de válvula del drenaje aceitoso en el tanque por la compañía DMGP, derramando 9 mil 287 barriles de aceite, reportándose la recuperación total de hidrocarburo.

Adicionalmente se registró una fuga el 24 de julio en el oleoducto de 36"Ø TMDB-El Misterio L-1 (km 52+030) en DDV-09, adscrito a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburo-Sur, ocasionado por toma clandestina, derramando 1 mil 446 barriles de hidrocarburo.

Para la prevención y reducción de la incidencia de fugas en la Subdirección de Producción Región Norte se implementaron las iniciativas siguientes:

- ✓ Inspección con equipo instrumentado
- ✓ Sustitución parcial o total de ductos críticos con tubería no metálica
- ✓ Limpieza, inertizado de líneas de descarga y desmantelamiento de ductos fuera de operación
- ✓ Inspección y sustitución de ductos en cuerpos de agua
- ✓ Verificación de la integridad de ductos e instalaciones en plataformas marinas

- ✓ Instalación de dispositivos para inyección de inhibidor y evaluación de corrosión
- ✓ Prueba hidrostática y rehabilitación parcial de ducto
- ✓ Instalación de Trampas de Limpieza en líneas de descarga
- ✓ Simulación de la hidrodinámica de flujo multifásico en ductos principales

Adicionalmente, para fugas en los ductos de producción y transporte de hidrocarburos, líneas de descarga, conexiones e instalaciones asociadas en PEP, se realizaron las acciones siguientes:

- ✓ Estudios de eficiencia de inhibidor de corrosión y protección catódica
- ✓ Programas de inspecciones a ductos (interior y exterior)
- ✓ Evaluación del riesgo e integridad
- ✓ Elaboración de ACR y atención a recomendaciones
- ✓ Instalación de tubería no metálica
- ✓ Incremento de la protección interior (recubrimiento interno)
- ✓ Intervenciones con equipo desarenador automatizado

Para el caso del vandalismo que ocurre en líneas de transporte y distribución de hidrocarburos, se realiza lo siguiente:

- ✓ Habilitación de bases para patrullajes
- ✓ Ejecución del plan de desmantelamiento y enajenación de ductos fuera de operación
- ✓ Rehabilitación e instalación de sistemas de protección catódica con tecnología anti-vandalismo
- ✓ Celaje de instalaciones con personal de la GSSF y SEDENA
- ✓ Instalación de sistemas para detección de fugas: Leak Net en ductos existentes y fibra óptica en los nuevos

Se continúa llevando a cabo las acciones del Plan de Administración de la Integridad en Ductos (PAID), con el cual es posible revisar la posibilidad y severidad de incidentes en ductos y proporcionar un método integrado para analizar, evaluar y administrar el nivel de riesgo, incluyendo a las líneas de producción y transporte que están operando y las que están fuera de operación.

g. Certificados de industria limpia

• Instalaciones de producción

La certificación de instalaciones de PEP como Industria Limpia dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA), se ha constituido como instrumento fundamental para asegurar el cumplimiento del marco regulatorio, fortalecer el desempeño ambiental y mejorar la imagen de PEP como empresa limpia y segura.

Pemex-Exploración y Producción se adhirió a partir de 1999 al PNAA y al mes de diciembre 2013 ha incorporado un total de 236 instalaciones de proceso y 166 ductos de transporte, ya sea en forma individual o a nivel de subsistemas. De éstos, 138 instalaciones y 89 ductos están certificados, como se indica en el cuadro siguiente:

Total de Instalaciones y Ductos certificados a diciembre de 2013^a

Región / Subdirección	Total incorporado en el PNAA		Con certificado		En proceso de certificación ^b	
	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos	Inst'nes	Ductos
<i>Total</i>	236	166	138	89	98	77
Norte	38	72	15	61 ^c	23	11
Sur	53	0	24	0	29	0
Marina NE	55	0	50	0	5	0
Marina SO ^d	84	0	44	0	40	0
SDC	6	94	5	28	1	66

a. Este total contabiliza las instalaciones y ductos auditados a nivel instalación y subsistemas

b. Incluyen: instalaciones en proceso de renovación, de auditoría, de liberación de certificado y cumplimiento de Plan de acción

c. No contabiliza instalaciones que fueron certificadas bajo el programa original a nivel instalación, dado que quedaron comprendidas en subsistemas

d. Incluye las instalaciones de la Subdirección de Mantenimiento y Logística.

Durante el año 2013 se realizó una actualización del número de instalaciones que integran los Subsistemas y Complejos Operativos inscritos en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, ya que en algunos casos, se estaban cuantificando en función del número de instalaciones con las que fueron registradas inicialmente ante la PROFEPA, y a la fecha se ha observado que de acuerdo a las necesidades operativas, se han incorporado nuevas instalaciones y ductos a los mismos, por lo que el número de instalaciones certificadas es mayor al reportado anteriormente, para los mismos subsistemas y complejos operativos.

A continuación se indican los ajustes realizados para cada Subdirección.

Región Norte

En esta Subdirección se registró un incremento en el número de instalaciones con certificado vigente debido a que se obtuvo el certificado de la Estación de Compresión Mecatepec y a que se actualizó el número de instalaciones que integran los Subsistemas de Extracción y Proceso San Pablo Rincón Pacheco y Coccoite (4 instalaciones adicionales).

Por otra parte, el número de instalaciones en proceso de certificación se redujo en uno por la obtención del certificado de la Estación de Compresión Mecatepec y se incrementó por la incorporación de 15 instalaciones a través de auditorías ambientales, las cuales aún se encuentran en proceso de integración de los reportes finales por parte de las Unidades de Verificación correspondientes.

En lo que corresponde a los ductos se registró una reducción, debido a que por condiciones operativas fueron desincorporados 10 ductos certificados de los Subsistemas de Transporte Apertura y Matapionche, y 4 ductos en proceso de certificación del Subsistema de Transporte Arenque por no cubrir los requisitos de la PROFEPA.

Región Sur

En el 2013 en esta Subdirección el número de instalaciones con certificado vigente se redujo debido a que se encuentra en proceso de renovación el certificado de la Estación de Recolección de Gas José Colomo Sur, incrementando en consecuencia el número de instalaciones en proceso de certificación, aunado a la incorporación de la Estación de Compresión Giraldas, cuyo trámite actualmente se encuentra en revisión por la PROFEPA.

Región Marina Noreste

En esta Subdirección se incrementó el número de instalaciones certificadas debido a que se actualizó con 15 instalaciones adicionales que integran los Complejos Marinos KU-M, Zaap-C, Ku-S, Ku-H, Ku-A y las plataformas satélites Akal KL, TKL, GP, TGP, TGP2, TM y TTM; así mismo se obtuvieron 3 certificados de las plataformas satélites: Akal-M, Akal BN y Akal DB, lo cual en consecuencia redujo el número de instalaciones en proceso de certificación.

Región Marina Suroeste

En esta Subdirección se incrementó el número de instalaciones certificadas debido a que se actualizó el número de instalaciones que integran el Complejo de Producción Abkatun-D.

Por otra parte, el número de instalaciones en proceso de certificación se incrementó al pasar la plataforma satélite Abkatun-H del estatus certificada a en proceso de renovación.

Distribución y Comercialización

En esta Subdirección hubo un incremento en el número de instalaciones que cuenta con certificado vigente, debido a que se actualizó con 2 adicionales que integran el Complejo Operativo Cayo Arcas y se obtuvo la certificación de la Central de Rebombéo Cárdenas. Así mismo el número de instalaciones en proceso se redujo al obtenerse el certificado señalado anteriormente.

En el caso de los ductos en proceso de certificación, se registró un decremento debido a que la PROFEPA desechó el trámite de los Ductos de Transporte Campo Veinte (2), así como por la desincorporación de los Ductos Pol-A (23 ductos) al no estar en posibilidad de atender la totalidad de las actividades establecidas en el plan de acción, con respecto al cumplimiento del mantenimiento de los ductos, por otra parte se incluyó el corredor de líneas Atasta-Ciudad Pemex, al estar en proceso de renovación del certificado.

- **Equipos de perforación**

Al mes de diciembre de 2013 se han incorporado un total de 81 instalaciones y equipos de perforación y mantenimiento de pozos, de los cuales 53 están certificados, como se indica en el cuadro siguiente:

Certificados de industria limpia (equipos y talleres) de UNP

UNP ^a	Equipos incorporados al PNAA	2013	
		certificados	En proceso
Total	81	53	28
Gerencia de Mantenimiento a Equipos	5	2	3
Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos	70	49	21
Gerencia de Servicio a Pozos	6	2	4

Nota.- El esquema de certificación es por talleres, plantas de fluido y equipos

En el periodo de referencia hubieron variaciones en el número de certificados vigentes, debido a:

- Obtención de 12 certificados de los equipos PM-309, PM-335, PM-329, PM-306, PM-33, PM-5641, PM-9105, PM-324, PM-5626, PM-5642, PM-5645 y PM-326
- Pasaron 9 instalaciones al proceso de renovación de sus certificados; Talleres de Cementaciones, Mantenimiento Eléctrico, Registros Geofísicos, Salvamento y Herramientas Especiales, Mantenimiento a Bomba de Lodos, Inspección Tubular y Mantenimiento Estructural, Mantenimiento Mecánico y Equipo PM-9111

- Desincorporación del PNAA de 5 equipos, porque en algunos casos fueron movilizados a otros centros de trabajo, o se encontraban ubicados en zona de alto riesgo de seguridad pública

- **Programa General**

En lo que corresponde al programa general de auditorías, diagnósticos ambientales y dictámenes de terminación a realizarse en el presente año para instalaciones de producción, ductos y de equipos e instalaciones de perforación, se tiene un avance de cumplimiento de 36 por ciento.

***Programa de Auditorías, Diagnósticos Ambientales y
Dictámenes de Terminación 2013***

Subdirección	Programado	Realizado
Región Sur	54	9
Región Norte	29	23
Región Marina Suroeste	22	5
Región Marina Noreste	11	5
Unidad de Negocio de Perforación	62	19
SDC	11	7
Total	189	68

II. INVERSIONES

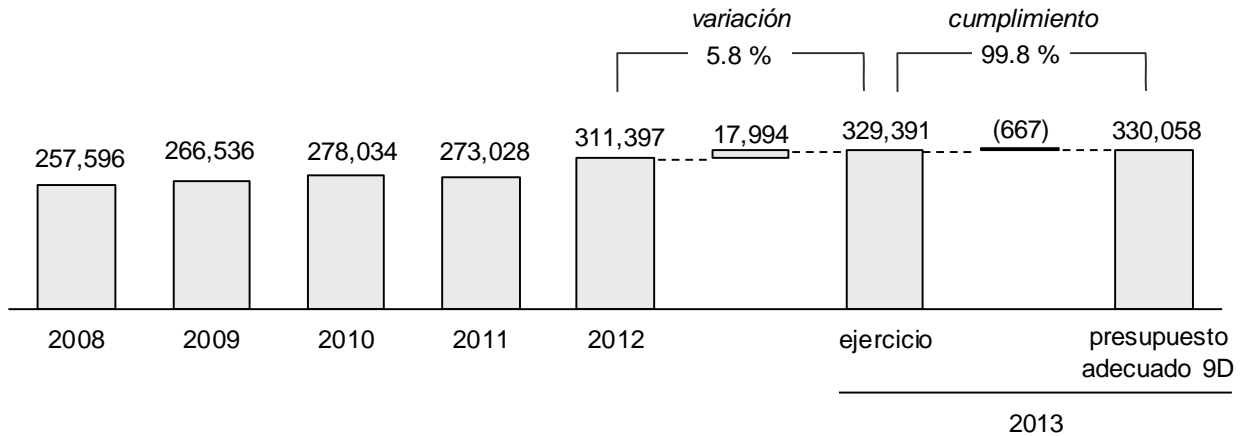
1. Ejecución del presupuesto anual 2013

a. Ejecución del presupuesto total

Para el año 2013, el Congreso autorizó un presupuesto total en flujo de efectivo por 295 mil 313 millones de pesos para Pemex-Exploración y Producción, asignando el 87.3 por ciento de los recursos al presupuesto de inversión y el restante 12.7 por ciento al presupuesto de operación. Este techo presupuestal fue inferior al ejercicio alcanzado durante 2012 en 16 mil 287 millones de pesos, monto que representa una variación de 5.2 por ciento.

A lo largo del año se autorizaron diversas adecuaciones al presupuesto de inversión y operación, registrándose un incremento total de 34 mil 745 millones de pesos, con lo que el presupuesto autorizado para Pemex-Exploración y Producción ascendió a 330 mil 58 millones de pesos, de los cuales 288 mil 199 millones correspondieron al presupuesto de inversión y 41 mil 859 millones al presupuesto de operación.

El ejercicio total del Organismo ascendió a 329 mil 391 millones de pesos, superior en 17 mil 994 millones al ejercicio alcanzado en el año anterior y con un cumplimiento de 99.8 por ciento del presupuesto adecuado 9D, destacando que el 87.3 por ciento del ejercicio correspondió a inversión y el restante 12.7 por ciento a operación.

Ejercicio del presupuesto total, enero-diciembre*millones de pesos***b. Ejecución del presupuesto de inversión**

- **Evolución del presupuesto anual de inversión**

En el presupuesto de inversión adecuado versiones 0E, 0F y 0G, se llevaron a cabo movimientos compensados en los diferentes rubros que lo conforman, reubicando y recalendarizando los recursos, sin modificar el techo autorizado.

En la versión del presupuesto 0H, se observa un incremento de recursos por 5 mil millones de pesos provenientes de Organismos Subsidiarios, importe que se aplicó para solventar compromisos prioritarios establecidos para el primer semestre de 2013, quedando un techo total de 261 mil 353 millones de pesos.

En la versión del presupuesto de inversión adecuado 0I, se consideraron diversos movimientos en los diferentes rubros que lo

conforman, modificando el calendario del gasto, sin alterar el techo asignado.

Para la versión del presupuesto adecuado 0J, se realizó un movimiento compensado con el fin de transferir recursos de operación a inversión por 160 millones 959 mil pesos para la aportación de PEP en PMI Marine, Ltd., equivalente a 13 millones de dólares.

En las versiones del presupuesto adecuado 0K, 1A y 1B se consideran diversos movimientos compensados en los diferentes rubros que lo conforman, reubicando y recalendarizando los recursos, sin modificar el techo autorizado.

Por lo que se refiere al Presupuesto de inversión Adecuado 1C se incrementó en 4 millones de pesos, producto de la variación en el tipo de cambio, con motivo de la aportación de capital de Pemex Exploración y Producción en PMI Marine, Ltd.

Para la adecuación del presupuesto en su versión 2A, el techo de inversión se incrementó en 2 mil 532 millones, destinados a la iniciativa para la optimización de proyectos productores de gas adicional en PEP.

En las versiones del presupuesto adecuado 3A, 3B, 3C, 3D y 4A, se consideran diversos movimientos compensados en los distintos rubros que lo conforman, reubicando y recalendarizando los recursos, sin modificar el techo autorizado a fin de solventar compromisos y requerimientos operativos del Organismo.

Para la adecuación del presupuesto versión 5B, se transfirieron recursos por 8 mil millones de pesos para el presupuesto de inversión, derivado de excedentes provenientes de Organismos Subsidiarios.

En la adecuación del presupuesto versión 5C, se incrementó el techo en 5 millones 500 mil pesos, que se transfirieron de Pemex Refinación para mantenimiento de monoboyas.

Para el presupuesto adecuado versión 5E, se observó un incremento neto al techo por 5 mil 150 millones de pesos, principalmente para apoyar la operación relacionada a la implementación de los Contratos Integrales en Campos Maduros para las Regiones Norte y Sur (CIEP's); entre otros se observa movimientos compensados entre los rubros que integran el gasto de inversión, para apoyar diversas actividades propias del Organismo.

En el presupuesto adecuado versión 6B, el apartado de inversión se incrementó un neto de 2 mil 780 millones de pesos, como parte de la transferencia de Pemex Refinación, con el fin de apoyar la implementación de estrategias conjuntamente con las Regiones, mediante las cuales, se han reubicado y recalendarizado recursos conforme lo requiere la operación del Negocio.

Posteriormente, se autorizó el presupuesto adecuado versión 6C, en la cual se realizaron diversos movimientos compensados en los distintos rubros que lo conforman, recalendarizando los recursos, a fin de solventar compromisos y requerimientos propios del Organismo.

Para la versión 6D del presupuesto adecuado, se registró un incremento neto por 4 mil 530 millones, principalmente por transferencia de recursos de Pemex Refinación, con la finalidad de reubicar y recalendarizar los recursos, como parte de la estrategia de mantener un ritmo de gasto en el orden de los 24 mil millones mensuales, para una adecuada aplicación del presupuesto para cierre de año.

En la adecuación del presupuesto versión 6E, se incrementó el techo en 2 mil 755 millones, para solventar la operación relacionada a los Contratos Integrales en Campos Maduros.

La versión del presupuesto adecuado 7A, muestra un incremento neto de 790 millones de pesos de los cuales 788 son provenientes del fondo FEX, para integrarlos al flujo de efectivo de Pemex, los cuales son destinados a programas y proyectos de inversión para infraestructura.

En relación a la versión 9A del presupuesto adecuado, se realizaron diversos movimientos compensados entre los rubros que lo conforman, como parte de la estrategia previa al cierre del ejercicio, así como para hacer frente a los compromisos prioritarios para finales del ejercicio de 2013.

La versión del presupuesto adecuado 9B, registra un incremento de 140 millones de pesos, reubicando los recursos a fin de solventar la adecuada administración del presupuesto como parte de la estrategia de cierre del ejercicio 2013.

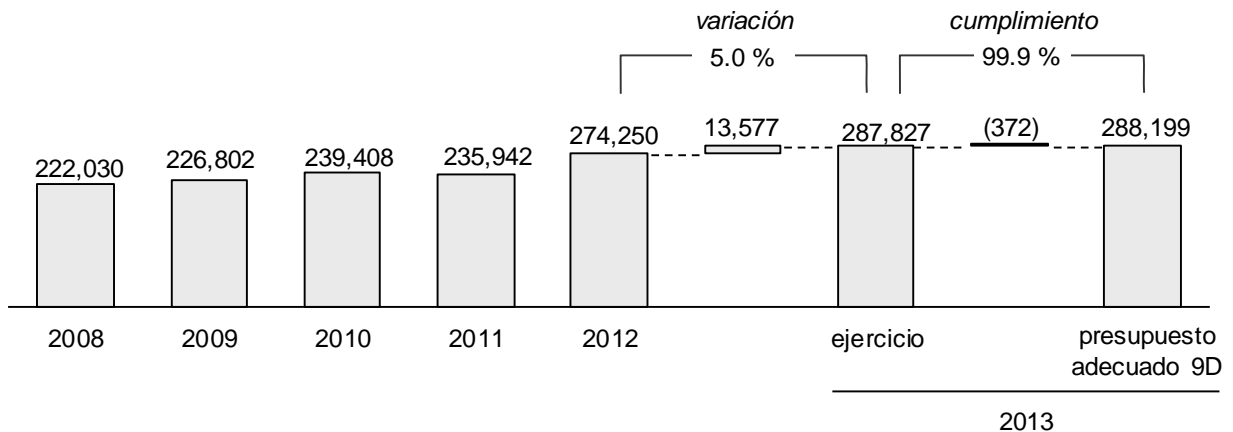
Finalmente para la versión 9D del presupuesto adecuado, solamente se consideran diversos movimientos compensados en los distintos

rubros que lo conforman reubicando los recursos, quedando un techo en inversión de 288 mil 199 millones de pesos.

- **Ejercicio del presupuesto anual de inversión**

El ejercicio del presupuesto de inversión para el cierre a diciembre, ascendió a 287 mil 827 millones de pesos, logrando un cumplimiento de prácticamente 100 por ciento respecto al presupuesto adecuado versión 9D, ya que sólo se registró una variación que representa el 0.1 por ciento la cual asciende a 372 millones.

Ejercicio del presupuesto de inversión, enero-diciembre
millones de pesos



Los conceptos del ejercicio presupuestal, se integran como sigue:

Obra Pública (282 mil 901 millones)

Servicios de apoyo a la perforación por 89 mil 994 millones de pesos, rehabilitación, modificación y reacondicionamiento 53 mil 292 millones, arrendamientos de inversión 33 mil 485 millones,

investigación realizada por terceros 27 mil 132 millones, construcción de obras 23 mil 798 millones, adquisición de materiales de inversión 20 mil 874 millones, otros que en conjunto suman 34 mil 326 millones integrado principalmente por otros egresos de inversión por 9 mil 60 millones, sueldos y prestaciones 8 mil 919 millones, prestaciones contractuales 5 mil 150 y el resto 12 mil 192 millones, en este último concepto se incluyen pagos por concepto de eventos supervenientes los cuales ascienden a 995 millones. Asimismo, se integró en el gasto de inversión, 788 millones correspondiente al Fondo de Excedentes (FEX), a fin de realizar inversión para infraestructura, como parte de la estrategia del mejor aprovechamiento de los recursos.

Adquisición de bienes muebles e inmuebles (4 mil 766 millones)

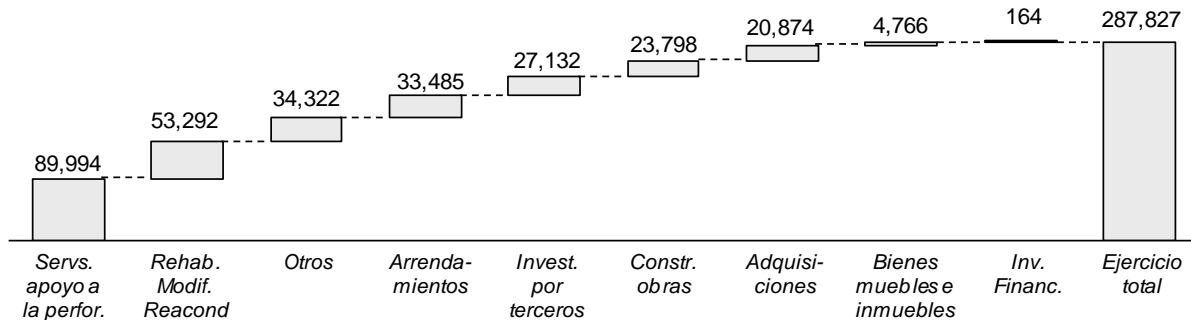
Aplicados principalmente para la adquisición de AK-B4 1 Turbocompresor para manejo de gas (inyección), AK-J4 y NH-A2 Turbocompresores (2) para manejo de gas amargo apoyando las actividades en instalaciones de producción de Cantarell en la Región Marina Noreste; equipo de bombeo para pozos de Aceite Terciario y equipo de tecnología de punta para seguridad física en Sede, así como sistemas de cómputo periféricos, entre los que destacan.

Inversiones financieras (164 millones)

Erogaciones derivadas de los compromisos adquiridos en los Contratos Integrales de los Campos Maduros en la Región Sur (CIEP'S) para la aportación en PMI Marine Limited.

Ejercicio de inversión 2013 por renglón

millones de pesos

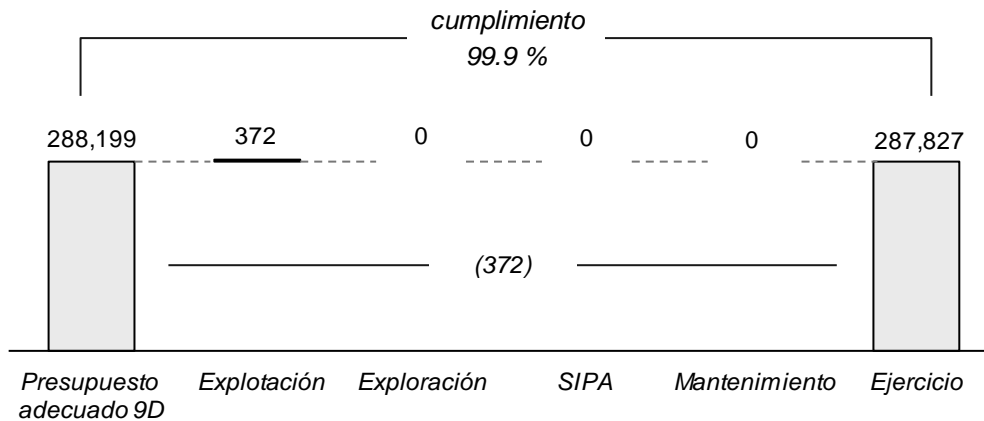


Considerando la inversión por línea de negocio, el ejercicio destinado a las actividades de Exploración, Mantenimiento y SIPA tuvieron un cumplimiento de 100 por ciento básicamente para las actividades de pozos de desarrollo, mantenimiento a instalaciones de infraestructura para servicios de apoyo a la perforación básicamente en los proyectos Arenque, Aceite Terciario del Golfo y Reingeniería del Campo Tamaulipas, entre otros, procesados sísmológicos y estudios de sísmica 2D y 3D, así como actividades relacionadas a la Seguridad Industrial y de ambiente.

Por otro lado, la línea de Explotación muestra un subejercicio de 372 millones el cual representa el 0.1 por ciento en relación al presupuesto adecuado 9D, debido principalmente a que se dio prioridad a las operaciones y actividades relacionadas a la Exploración.

En función de lo anterior, cabe destacar que estos recursos se fondearon primordialmente para hacer frente a las necesidades más apremiantes del Negocio durante 2013 para obtener un cumplimiento de prácticamente 100 por ciento.

Ejercicio de inversión 2013 por línea de negocio
millones de pesos



El ejercicio al cierre de 2013 comparado con el presupuesto original, registra un cumplimiento de 110 por ciento.

Sustancialmente, el presupuesto de Cámara comparado con el mayor ejercicio, se debe a la estrategia que se ha implementado a lo largo del periodo a través del análisis y evaluación del presupuesto, en función de las prioridades operativas del negocio, reubicando y recalendarizando los recursos donde se requiere, a fin de mantener el ejercicio presupuestal con un ritmo de gasto promedio de 24 mil millones de pesos mensuales, coadyuvando al cumplimiento de las metas financieras y operativas comprometidas.

Para lograr lo anterior, se ha contado con el apoyo de la Subdirección de Programación y Presupuestación con medidas de control más flexibles que bajo el marco legal permitan la transferencia de recursos entre capítulos del gasto, anticipar recursos y adecuar el PME, para lo cual se elaboran las adecuaciones presupuestales necesarias para regularizar las

acciones antes mencionadas, permitiendo una mayor capacidad de ejecución por parte del Organismo.

Adicionalmente a lo largo del año, se han implementado programas de depuración de reservas, pedidos y contratos, ampliación del horario de recepción de documentos en ventanilla, registro oportuno de facturación, así como la aplicación del gasto correspondiente al Fondo de Excedentes (FEX) por 788 millones de pesos, como parte de la estrategia para la inversión en infraestructura y obtener el mejor aprovechamiento de los recursos, optimizando la aplicación del gasto durante este año

c. Ejecución del presupuesto de operación

- **Evolución del presupuesto anual de operación**

El Congreso autorizó recursos presupuestales para el ejercicio 2013 que ascendieron a 38 mil 960 millones de pesos, cifra superior en términos nominales en 2 mil 106 millones respecto al ejercido del año anterior, representando el 6 por ciento.

En el presupuesto adecuado versión 0E, se recalendarizaron los recursos, sin modificar el techo autorizado.

Para la versión Presupuestal 0F, hubo una disminución de 16 millones de pesos, los cuales fueron transferidos a la Oficina del Abogado General, para atender asuntos legales de PEP ante la Corte de los EUA en el Distrito Sur de Texas, quedando un presupuesto anual de 38 mil 944 millones.

Posteriormente se registraron las versiones 0G, 0H y 0I autorizadas el 28 de febrero, 2 y 30 de abril de 2013 respectivamente, en las que se reubican y recalendarizan los recursos, sin modificar el techo total.

Para la versión del presupuesto adecuado 0J, se transfirieron recursos de operación a inversión por 160 millones 959 mil pesos, destinados para la aportación de capital de Pemex-Exploración y Producción en PMI Marine, Ltd. por 13 millones de dólares.

La versión del presupuesto de operación adecuado 0K, consideró la transferencia al Corporativo de Petróleos Mexicanos recursos de

operación por 2 millones 200 mil dólares para continuar con la defensa de PEP en relación al laudo arbitral que se sigue por la empresa Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. (COMMISA) ante cortes y jueces de los Estados Unidos de América.

En la adecuación del presupuesto 1A, se consideró la reducción de recursos de operación por 11 millones 985 mil pesos en el rubro de Servicios Personales, para dar cumplimiento al “Decreto para el uso eficiente y transparencia de los recursos públicos”.

La versión del presupuesto adecuado 1B, consideró diversos movimientos compensados en los diferentes rubros que lo conforman, modificando el calendario del gasto sin variación en su techo asignado.

En la versión del Presupuesto Adecuado 1C se disminuyeron los recursos de operación por 5 millones 827 mil pesos, de los cuales 4 millones se transfirieron a inversión para dar suficiencia a la aportación de capital de Pemex-Exploración y Producción en PMI Marine, Ltd., derivado de la variación cambiaria surgida al momento de realizar la aportación. Los restantes 1 mil 827 millones corresponden a transferencias hechas principalmente a la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Proceso de Negocio (DCTIPN).

Las adecuaciones al presupuesto en sus versiones 2A, 3A, 3B y 3C, consideran reubicación y recalendarizan de recursos como parte de la estrategia para dar prioridad a compromisos establecidos por el Organismo, sin modificar su techo.

En la versión del adecuado 3D, se disminuye el techo en 620 millones 19 mil pesos en el apartado de Servicios personales para su posterior distribución por parte del Corporativo, a los Organismos Subsidiarios.

En relación a la versión 4A del presupuesto, se incrementa el techo en 500 millones en el resto de operación, para dar suficiencia de recursos a las Regiones y solventar sus compromisos más apremiantes.

Para la versión del presupuesto adecuado 5B, solamente se recalendarizan recursos sin modificar su techo.

En la versión del presupuesto adecuado 5C, se incrementan 790 millones de pesos en el apartado de “otros servicios generales” para cubrir compromisos establecidos para el último trimestre del año.

Las versiones 5E, 6B, 6C y 6D del presupuesto adecuado, se registraron solamente para recalendarizar los recursos a fin de prever el adecuado ejercicio del presupuesto para fin de año, sin modificar su techo.

Por otro lado el techo en el presupuesto de operación en la adecuación versión 6E, por disposiciones de la DCF disminuyó en 272 millones de pesos, reflejándose el efecto en el rubro de pensiones y jubilaciones.

Para la versión 7A del presupuesto adecuado se observa un incremento de 2 mil 591 millones, para apoyar la operación

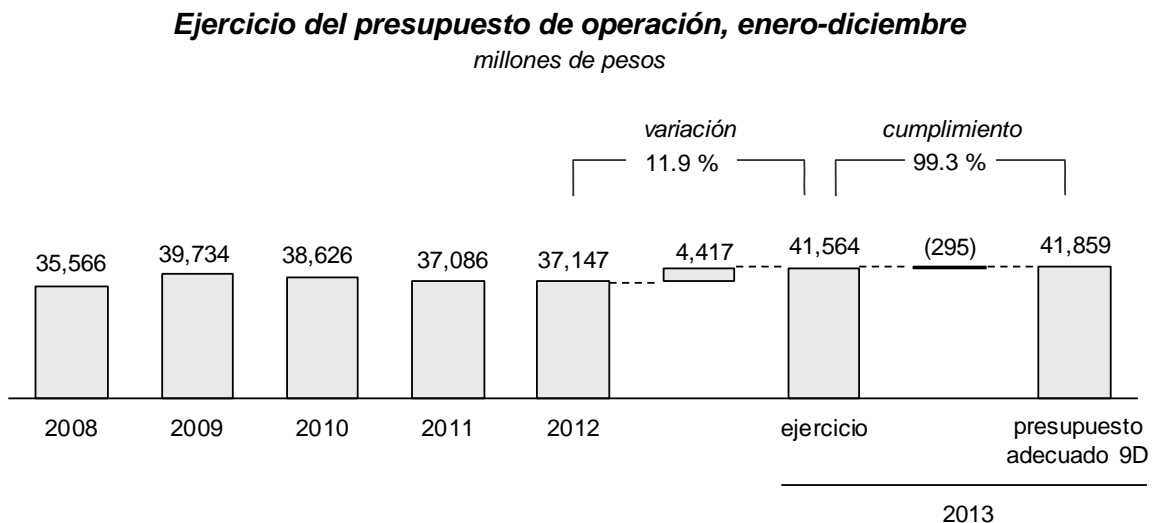
relacionada a la implementación de los Contratos Integrales en Campos Maduros, de las Regiones Norte y Sur (CIEP's)

En el presupuesto adecuado versión 9A, se muestra un incremento de 11 millones 943 mil pesos, para dar suficiencia de recursos a las necesidades operativas más apremiantes del Negocio, a fin de reflejar el adecuado ejercicio del presupuesto para cierre de 2013.

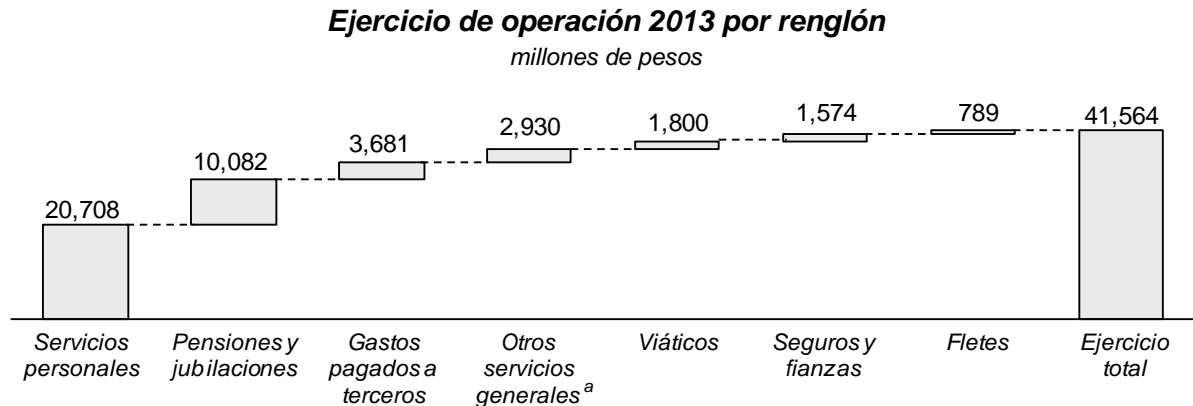
Finalmente en la versión del presupuesto adecuado 9D, se realiza un incremento de 263 millones 827 mil pesos, reflejándose principalmente el efecto en el rubro de sueldos y salarios, quedando un techo total en el gasto de operación de 41 mil 859 millones de pesos.

- **Ejercicio del presupuesto anual de operación**

El ejercicio del presupuesto de operación en flujo de efectivo durante 2013 ascendió a 41 mil 564 millones de pesos para lograr un cumplimiento de 99.3 por ciento respecto al presupuesto adecuado 9D.



La variación respecto al presupuesto adecuado 9D se ubica principalmente en gastos generales pagados a terceros, así como fletes, mientras que el cumplimiento con base en el presupuesto original es de 107 por ciento.



- a. Incluye 16 renglones del gasto dentro de los que destacan conservación y mantenimiento, adquisición de materiales, impuesto sobre nóminas, servicios auxiliares, arrendamientos varios, honorarios a terceros, entre otros, así como SPVTS

El gasto de operación se integra de la siguiente manera:

- En servicios personales se observa un ejercicio de 20 mil 708 millones, de los cuales 10 mil 910 millones, corresponden a sueldos y salarios; 5 mil 463 millones, a prestaciones contractuales de operación e incentivos y compensaciones al personal y 4 mil 335 millones por concepto de gastos de previsión social y seguro interno pagados al personal
- En pensiones y jubilaciones el ejercicio fue de 10 mil 82 millones, principalmente por las aportaciones al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE)

- Gastos pagados a terceros, se observa un ejercicio de 3 mil 681 millones, por la implementación de los Contratos Integrales de los Campos Maduros en las Regiones Norte y Sur (CIEP's), dado que se inició con un presupuesto a partir de agosto, éste se aplicó a finales de año, a fin de reflejar adecuadamente su ejercicio en el marco normativo
- Por lo que se refiere a Otros servicios generales, el ejercicio registró 2 mil 929 millones que se integran de la siguiente forma:
 - En conservación y mantenimiento 553 millones; 507 millones en adquisición de materiales; 445 millones en impuesto sobre nómina; 316 millones para servicios auxiliares; 211 millones en arrendamientos varios; 208 en servicios técnicos; y "otros" que en suma ejercieron 19 millones los cuales representan el 0.6 por ciento del total de este rubro
 - Adicionalmente se registraron pagos por concepto de eventos supervenientes los cuales ascienden a 670 millones de pesos, integrados por 430 millones en indemnizaciones a terceros; liquidaciones por indemnizaciones al personal 225 millones y otros egresos de operación 15 millones
- En viáticos, viajes y gastos de representación, se erogaron 1 mil 800 millones los cuales se refieren principalmente a pagos contractuales de personal de plataformas y que son parte integral de la nómina
- En seguros y finanzas se observa un ejercicio de 1 mil 574 millones; y fletes por 789 millones

Con relación al presupuesto adecuado 9D, la variación neta total en el gasto de operación representa el 0.7 por ciento, que en términos absolutos equivale a 295 millones de pesos y se ubica principalmente en los rubros de gastos generales pagados a terceros, fletes integrados por fletes terrestres, aéreos y marítimos, así como servicios de transporte y gastos conexos.

Con relación al presupuesto Original, la versión del PEF adecuado 9D resultó mayor en 2 mil 899 millones de pesos, incremento que representa el 7 por ciento.

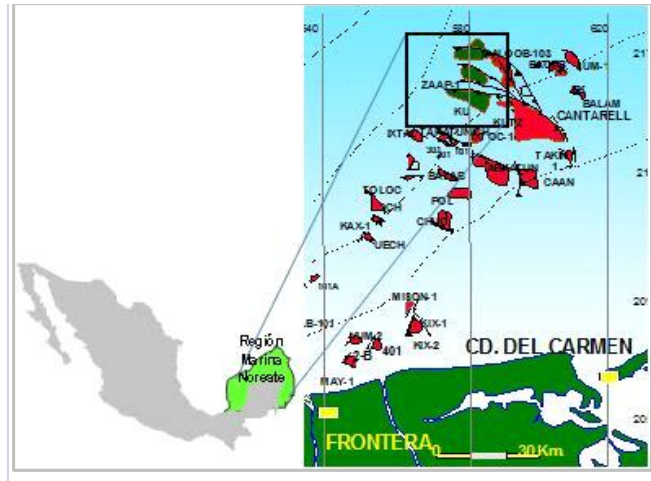
No obstante el pronóstico de cierre en el orden de los 39 mil 909 millones de pesos al cierre de 2013, considerando los recursos adicionales y previendo los pagos por concepto de Adefas, se incorporaron recursos para la implementación de los Contratos Integrales de los Campos Maduros en las Regiones Norte y Sur (CIEP's), los cuales se ejercieron a finales de año, con el fin de reflejar adecuadamente su ejercicio en el marco normativo y su adecuado registro a fin de optimizar los recursos y eficientar la administración de los mismos.

d. Principales proyectos de inversión

Ku - Maloob - Zaap

Ku-Maloob-Zaap se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche.

El objetivo del proyecto es recuperar la reserva remanente de los campos del proyecto, mediante pozos de desarrollo e inyectores, construcción y modernización de infraestructura, sistema de mantenimiento de presión a los yacimientos de la formación Cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap, así como el desarrollo de los campos nuevos de Ayatsil, Pit y Tekel.



La producción de hidrocarburos registró 864 mil barriles por día de crudo y 409 millones de pies cúbicos de gas, alcanzando un cumplimiento de 101 y 127 por ciento, respectivamente.

El avance físico del proyecto fue de 94 por ciento respecto al programa establecido para el año, destacando el cumplimiento en la terminación de pozos de desarrollo al terminar 9 pozos en los campos Ku 1284 y 75, Maloob 207,415D, 423D, 428D, 442 y 51, y Zaap 126, resultando todos productores de aceite y gas.

Las cifras de inversión física muestran un ejercicio de 36 mil 44 millones de pesos, logrando un cumplimiento de 82 por ciento respecto al presupuesto, variación originada por atraso en el pago de mantenimiento de equipos y en actividades de perforación y terminación de pozos.

Proyecto Ku-Maloob-Zaap^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos				Total ^d 2014 - 2028	
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b	realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	2017 +		
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	113	12	11	11	9	9	9		100	19	11	9		39
Intervenciones mayores	num	47	16	24	24	30	30	27	-3	90	1				1
Plataformas	num	4	1	1	1	2	2		-2			2	5		7
Plantas	num					2	2		-2		2	1	1	1	5
Ductos	km	38	32	6	6	50	50	5	-45	10	7	3	7	16	33
Avance físico total	%		41.2	45.7	45.7	50.8	50.8	48.0	-2.8	94					
Inversión^c															
	MMS	213,392	30,510	34,161	34,161	43,888	43,888	36,044	-7,843	82	42,879	26,834	22,292	165,805	579,762
Avance del ejercicio	%		37	42	48	56	56	54	-1	98	68	71	71	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	525	842	855	855	852	852	864	11	101	837	848	843	348	430
Producción de gas	MMpcd	217	331	330	330	322	322	409	87	127	332	340	342	123	159

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Cantarell

Cantarell se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, a 80 kilómetros de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche, con una superficie aproximada de 162.1 kilómetros cuadrados.



Su objetivo es administrar la declinación de la producción mediante estrategias de corto, mediano y largo plazo, como son: la perforación y reparación de pozos, construcción y modernización de infraestructura, el aseguramiento de la continuidad del mantenimiento de presión mediante la inyección de N₂ y reinyección de gas amargo, el aprovechamiento de gas, recuperación de calor, e infraestructura para deshidratación de crudo, manejo de aceite y agua, desarrollo del proyecto de doble desplazamiento en el campo Akal; desarrollo y extracción de las reservas probadas de todos los campos que conforman el proyecto, todo lo anterior asegurando la integridad del personal e instalaciones y protegiendo al medio ambiente.

Durante 2013 se registró una producción de 381 mil barriles diarios de crudo, lo que equivale a un cumplimiento de 94 por ciento respecto al programa, mientras que la producción de gas ascendió a 395 millones de pies cúbicos diarios, para un cumplimiento de 87 por ciento. La variación obedece a mayor producción de gas en la zona

de transición, y por falla de equipos de compresión, apertura de pozos críticos y con problemas de alta relación gas-aceite.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 99 por ciento de lo previsto en el programa, destacando la realización de 49 intervenciones mayores a pozos, así como la terminación de 14 pozos de desarrollo que resultaron productores de aceite y gas.

Se tuvo un ejercicio de 42 mil 664 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 110 por ciento respecto al presupuesto, variación originada por actividades de rehabilitación, modificación y reacondicionamiento de instalaciones y de apoyo a la perforación.

Proyecto Cantarell^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos				Total ^d 2014 - 2026	
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016		2017 +
				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	155	18	15	15	28	28	14	-14	50	22	17	16		55
Intervenciones mayores	num	278	52	63	63	56	56	49	-7	88					
Plataformas	num	9	1	1	1	2	2		-2					1	1
Plantas	num	1									10	12	5	15	42
Ductos	km	2		19	19	24	24		-24		7	92	3	10	112
Avance físico total	%		62.8	69.7	69.7	67.6	67.6	66.7	-0.9	99					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	476,807	35,822	45,419	45,419	38,830	38,830	42,664	3,834	110	31,721	33,488	24,058	172,710	858,855
	%	56	60	65	65	69	69	70	0	101	77	80	80	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	1,483	449	404	404	406	406	381	-25	94	409	401	395	243	273
Producción de gas	MMpcd	705	487	400	400	452	452	395	-57	87	388	269	219	112	146

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

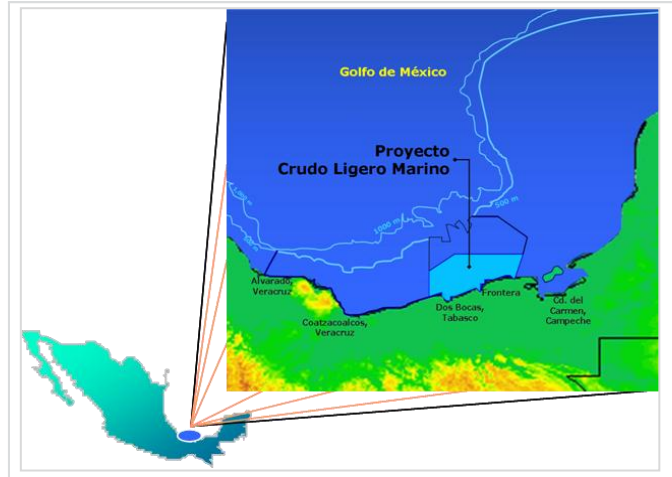
En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas sin nitrógeno

Crudo Ligero Marino

El objetivo del proyecto Crudo Ligero Marino Extraer la reserva remanente en la categoría 2P, mediante la perforación de pozos, la construcción de infraestructura, la implementación de procesos de recuperación secundaria, así como actividades de optimización y mantenimiento a las instalaciones.



Durante 2013 la producción de crudo alcanzó un promedio de 159 millones de barriles por día, mientras que la de gas fue de 547 millones de pies cúbicos diarios, mismos que representaron un cumplimiento de 86 y 89 por ciento, respectivamente, debido al cierre de los pozos Sinán-1238, Bolontikú-21 y May-53, por abatimiento de presión, ajuste por incremento en flujo fraccional de agua en los campos May y Bolontikú, al atraso en la terminación del Kab-103B y al ajuste por la reprogramación de reparaciones mayores.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 101 por ciento respecto al programa anual, destacando el avance registrado en la realización de intervenciones mayores de 133 por ciento.

El ejercicio de inversión presentó una erogación en el proyecto de 15 mil 75 millones de pesos, equivalente al 99 por ciento del

presupuesto autorizado para el año, debido al retraso en obras de infraestructura en ductos y estructuras.

Proyecto Crudo Ligero Marino ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos				Total ^d	
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b anual	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	2017 +	2014 - 2023	
				anual	periodo										
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	54	5	9	9	4	4	3	-1	75		5	7	2	14
Intervenciones mayores	num	29	1	1	1	3	3	4	1	133					
Plataformas	num	3	2	3	3	2	2	1	-1	50				2	2
Ductos	km	67		11	11	96	96	24	-72	25	11	5			58
Avance físico total	%		53.1	60.4	60.4	65.8	65.8	66.5	0.6	101					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	148,705	19,212	17,663	17,663	15,212	15,212	15,075	-137	99	12,229	11,179	7,633	60,855	292,688
	%	51	57	63	63	69	69	69	0	100	77	79	79	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	128	199	193	193	185	185	159	-25	86	172	131	96	41	62
Producción de gas	MMpcd	298	600	660	660	614	614	547	-67	89	569	471	367	190	254

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica. Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

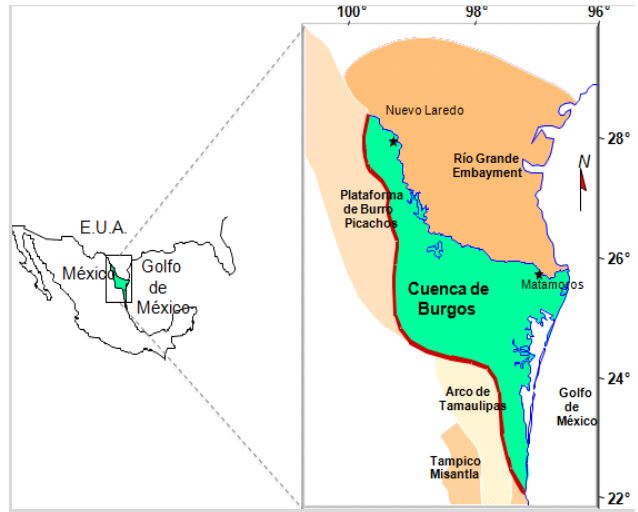
En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Burgos

El Proyecto Burgos comprende los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, abarcando una superficie aproximada de 120 mil kilómetros cuadrados.

El objetivo del proyecto es desarrollar el potencial de las Cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en el noreste del país, y con ello fortalecer la oferta de gas natural, mediante el desarrollo de campos con mayor reserva probada y probable, la definición de áreas nuevas, un agresivo plan de exploración, orientado a incrementar las reservas; y la operación y mantenimiento de los campos en explotación, todo en un marco estricto de seguridad y respeto al medio ambiente..



Durante 2013, la producción de gas alcanzó un promedio de 1 mil 287 millones de pies cúbicos diarios, mismos que representaron un cumplimiento de 104 por ciento respecto a la meta establecida, debido a una mayor actividad en perforación, terminación y mantenimiento de pozos.

El avance físico del proyecto alcanzó un cumplimiento de 103 por ciento respecto al programa, destacando el avance registrado en la terminación de pozos exploratorios y de desarrollo de 433 y 114 por ciento, respectivamente.

El ejercicio de inversión presentó una erogación en el proyecto de 17 mil 455 millones de pesos, equivalente al 110 por ciento del presupuesto autorizado para el año, debido mayor actividad de perforación y terminación de pozos, mantenimiento de instalaciones y de seguridad.

Proyecto Burgos^a

Rubro	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos					Total ^d
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	2017 +	
Concepto				anual	periodo	anual	periodo	periodo							
Actividad física															
Sísmica 2D	km	18,349	2,467	2,514	2,514			2,104	2,104					300	2,872
Sísmica 3D	km ²	18,054	35	1,233	1,233	211	211	128	-83	61	435	1,250	2,130	5,335	9,150
Pozos exploratorios	num	245	14	15	15	3	3	13	10	433	9	15	17		41
Pozos de desarrollo	num	3,008	173	200	200	120	120	137	17	114	98	249	293		641
Intervenciones mayores	num	1,953	405	352	352	334	334	237	-97	71					
Plantas	num	13	6	1	1			1	1		8	3	2	6	18
Ductos	km	239	224			44	44	59	15	135	19	18	19	13	69
Avance físico total	%		58.4	61.0	61.0	59.9	59.9	61.6	1.7	103					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MMS	262,790	29,109	25,416	25,416	15,935	15,935	17,455	1,520	110	11,639	17,994	21,855	178,938	563,676
	%	47	52	56	56	59	59	59	0	100	64	68	68	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	0	3	5	5	4	4	8	4	190	15	14	12	4	5
Producción de gas	MMpcd	1,119	1,344	1,269	1,269	1,240	1,240	1,287	46	104	1,039	1,082	1,094	405	523

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

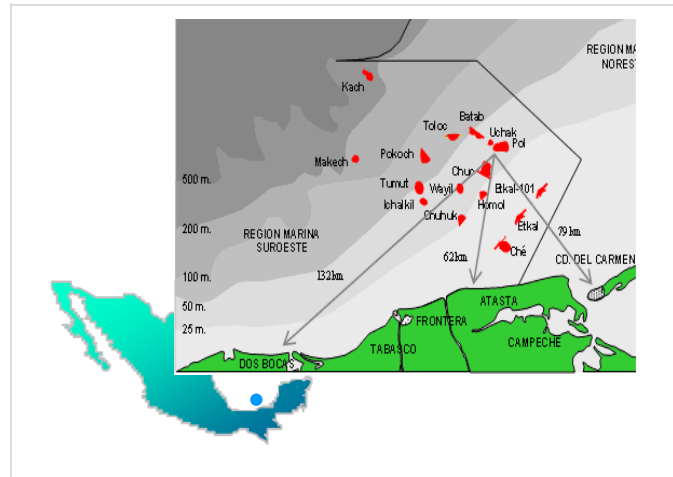
c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Chuc

El objetivo del proyecto Chuc es explotar la reserva remanente de los campos del proyecto, mediante la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, conversión de pozos a bombeo neumático, construcción y modernización de infraestructura, así como la implantación de un proceso de recuperación mejorada en el campo Chuc.



Durante 2013 se registró una producción de 221 mil barriles de crudo y 411 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 113 y 116 por ciento, respectivamente, debido a mayor productividad en los pozos Kuil-5, 4 y 3, y Chuc-68, así como por la reparación al pozo Chuhuk-1, al adelanto de la recuperación de Onel-1 y la terminación del pozo Onel-2.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 39.5 por ciento respecto al programa, lo que significa un cumplimiento de 101 por ciento de la meta establecida para el año. Destaca la terminación de los pozos de desarrollo Chuc 68, Kuil 20, 3, 41, 5 y Onel 2, todos productores de aceite y gas.

El ejercicio de inversión ascendió a 14 mil 643 millones de pesos, lo que significa un cumplimiento de 105 por ciento, debido a mayores

actividades de investigación y desarrollo; así como a servicios de apoyo a la perforación.

Proyecto Chuc ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos				Total ^d 2014 - 2027
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	
				anual	periodo	anual	periodo	periodo						
Actividad física														
Sísmica 3D	km ²							269	269					
Pozos de desarrollo	num	17	2	4	4	6	6	6		100	11	11	10	32
Intervenciones mayores	num	26	2	4	4	11	11	6	-5	55				
Plataformas	num	1	1	4	4						1		2	2
Plantas	num											1	6	2
Ductos	km	20	16	22	22			26	26		95	24	28	70
Avance físico total	%		44.2	58.7	58.7	39.0	39.0	39.5	0.5	101				
Inversión ^c														
Avance del ejercicio	MMS	88,771	11,171	16,548	16,548	14,011	14,011	14,643	632	105	19,477	14,966	16,203	73,971
	%	35	39	46	46	51	51	51	0	100	65	71	71	100
Indicadores														
Producción de crudo	Mbd	258	165	174	174	195	195	221	26	113	180	166	145	80
Producción de gas	MMpcd	423	339	328	328	354	354	411	56	116	369	370	306	125

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Delta del Grijalva

El área donde se desarrolla el proyecto Integral Delta del Grijalva está localizada en la porción nororiental del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, al Suroeste de la Ciudad de Frontera, Tabasco, entre los municipios de Centla, Nacajuca, Centro, Jalpa de Méndez y Paraíso.



El objetivo del proyecto es mantener los ritmos de producción mediante la perforación y mantenimiento de pozos, así como la optimización de infraestructura a fin de compensar las reducciones causadas por la declinación del yacimiento, maximizando el valor económico, dentro de un marco de respeto al medio ambiente y al entorno social.

La producción de crudo alcanzó 105 mil barriles por día, alcanzando un cumplimiento de 78 por ciento respecto al programa, debido al incremento en el porcentaje de agua de los campos del proyecto Pijije y Sen, principalmente.

En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 383 millones de pies cúbicos por día, equivalente al 88 por ciento del programa.

Se alcanzó un avance físico del proyecto de 80.9 por ciento, equivalente a un cumplimiento respecto al programa anual de 100 por ciento, destacando el avance de 114 por ciento en la realización de intervenciones mayores.

En el periodo se tuvo un ejercicio de 7 mil 273 millones de pesos, cifra superior en 537 millones al presupuesto, lo que equivale a un cumplimiento de 108 por ciento, debido a mayores servicios de apoyo a la perforación.

Proyecto Delta del Grijalva ^a

Rubro	unidades	Realizado				2013					Cartera de proyectos				Total ^d
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli-	2014	2015	2016	2017 +	
Concepto				anual	periodo	anual	periodo	periodo		miento, %					
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	45	12	8	8	10	10	5	-5	50	3				3
Intervenciones mayores	num	52	4	5	5	7	7	8	1	114					
Ductos	km	64						5	5		37	5		3	45
Avance físico total	%		68.4	76.1	76.1	81.2	81.2	80.9	-0.3	100					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	38,394	7,647	6,629	6,629	6,736	6,736	7,273	537	108	3,398	1,827	1,677	13,144	79,452
	%	48	58	66	66	75	75	75	1	101	81	83	83	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	72	155	141	141	135	135	105	-29	78	128	101	80	22	36
Producción de gas	MMpcd	252	482	468	468	433	433	383	-50	88	391	307	248	69	113

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

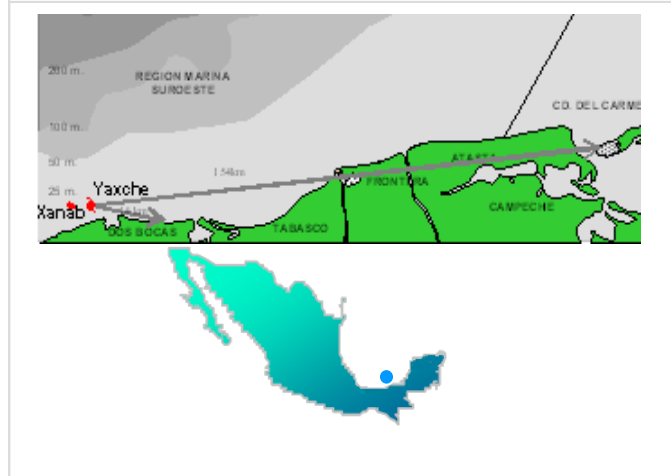
c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Yaxché

El objetivo del proyecto Yaxché es explotar una reserva remanente en la categoría 2P de los campos Yaxché y Xanab, mediante la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, construcción y adecuación de infraestructura, y alcanzar la plataforma máxima de producción de crudo y gas en los próximos dos años.



Durante 2013 se registró una producción de 111 mil barriles de crudo y 72 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 88 y 130 por ciento, respectivamente. La variación en la producción de crudo se debió al cierre de los pozos Yaxché-46 y 49, por abatimiento de presión y Yaxché-101 y 35 por incremento en el porcentaje de agua.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 51.2 por ciento respecto al programa, lo que significa un cumplimiento de 98 por ciento de la meta establecida para el año.

El ejercicio de inversión ascendió a 4 mil 564 millones de pesos, lo que significa un cumplimiento de 102 por ciento, debido al pago de servicios de apoyo a la perforación y reparación de pozos.

Proyecto Yaxché ^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				cumpli- miento, %	Cartera de proyectos				Total ^d 2014 - 2024
		acum. a 2010	2011	2012 anual periodo		programa ^b anual periodo		realizado periodo	diferencia		2014	2015	2016	2017 +	
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	11	1	2	2	4	4	2	-2	50	3	4	2	9	
Intervenciones mayores	num	1						2	2						
Plataformas	num	2									1	1		2	
Ductos	km	17									7	3		10	
Avance físico total	%		46.0	55.8	55.8	52.1	52.1	51.2	-1.0	98					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	14,969	2,494	3,683	3,683	4,455	4,455	4,564	109	102	3,718	4,556	2,875	9,536	46,286
	%	32	38	46	46	55	55	56	0	100	73	79	79	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	11	84	122	122	126	126	111	-15	88	103	97	80	21	37
Producción de gas	MMpcd	6	49	57	57	56	56	72	17	130	74	68	57	15	26

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

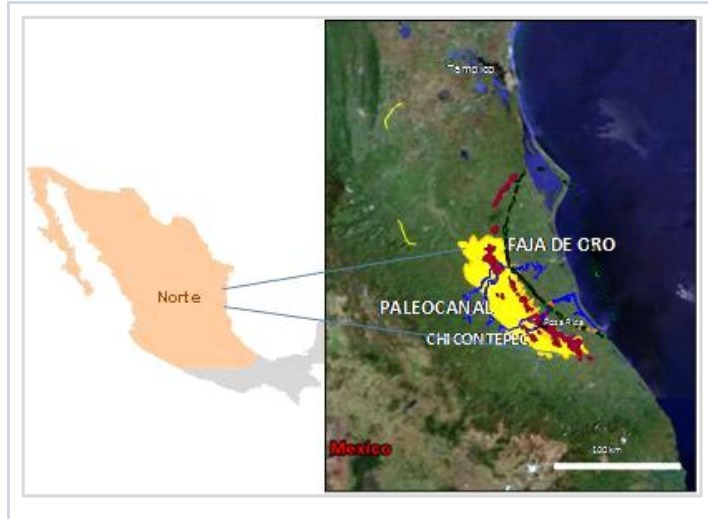
c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Aceite Terciario del Golfo

El proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) está ubicado en el Paleocanal de Chicontepec, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla y que comprende un total de 15 municipios, cubriendo una superficie aproximada de 3 mil 875 kilómetros cuadrados.



El objetivo del proyecto es recuperar las reservas de hidrocarburos, maximizando el valor económico de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, mediante la terminación de pozos de desarrollo, la realización de reparaciones mayores e instalación de la infraestructura para el manejo y distribución de la producción.

Durante 2013 se registró una producción de 66 mil barriles de crudo y 167 millones de pies cúbicos de gas, lo que representa cumplimientos de 73 y 93 por ciento, respectivamente, debido al ajuste en el porcentaje agua, disminución de productividad, fallas superficiales y sub superficiales, y pozos no realizados.

El avance físico registrado en el proyecto fue de 30.1 por ciento respecto al programa total, lo que significa un cumplimiento de 109 por ciento de la meta establecida para el año. Destaca el

cumplimiento en plantas, ductos e intervenciones mayores, los cuales ascendieron a 200, 117 y 112 por ciento, respectivamente.

El ejercicio de inversión ascendió a 26 mil 965 millones de pesos, lo que significa un cumplimiento de 86 por ciento, debido a que se desfasó la aplicación de pagos por concepto de estudios para capacitación, asistencia técnica de soporte y de ejecución, para diagnósticos e implementación de sistemas.

Proyecto Aceite Terciario del Golfo ^a

Rubro	unidades	Realizado				2013				cumplimiento, %	Cartera de proyectos				Total ^d	
		acum. a		2012		programa ^b		realizado	diferencia		2014	2015	2016	2017 +		2014 - 2028
		2010	2011	anual	periodo	anual	periodo									
Actividad física																
Sísmica 3D	km ²	3,411	998	800	800	700	700		-700							
Pozos de desarrollo	num	1,979	513	584	584	326	326	211	-115	65	614	672	721		2,007	
Intervenciones mayores	num	733	276	382	382	326	326	366	40	112						
Plantas	num	7	1	2	2	1	1	2	1	200	5	9	15	107	136	
Ductos	km	129	25	20	20	16	16	19	3	117	221	192	207	2,293	2,913	
Avance físico total	%		20.7	24.5	24.5	27.8	27.8	30.1	2.4	109						
Inversión ^c																
Avance del ejercicio	%	98,576	28,995	29,678	29,678	31,406	31,406	26,965	-4,440	86	28,068	28,374	30,630	390,426	666,153	
		15	19	24	24	28	28	28	-1	98	37	41	41	100	100	
Indicadores																
Producción de crudo	Mbd	25	53	69	69	91	91	66	-25	73	113	136	164	209	197	
Producción de gas	MMpcd	42	112	149	149	179	179	167	-12	93	248	300	362	459	433	

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

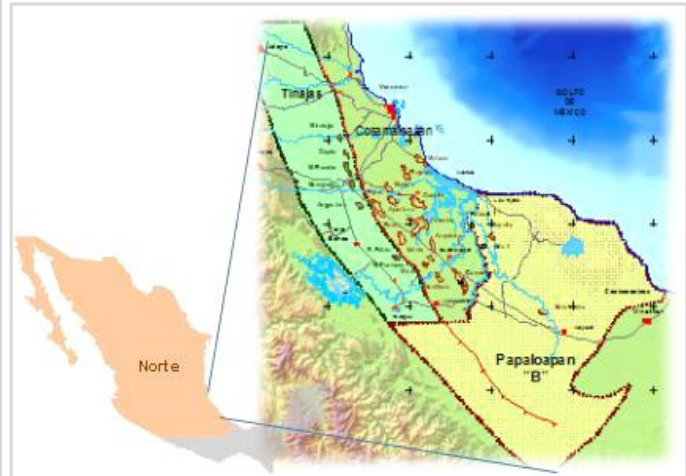
En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Veracruz

La cuenca gasífera de Veracruz se encuentra ubicada en la margen occidental del Golfo de México, en la parte central del Estado de Veracruz.

El objetivo del proyecto es asegurar la continuidad en la producción de gas y aceite a partir de la reclasificación e incorporación de recursos prospectivos de hidrocarburos, reducir el factor de declinación de producción, e incrementar el de recuperación; fortalecer el proceso de exploración-explotación mediante el uso de tecnologías para el análisis y entendimiento del subsuelo y la incorporación temprana de producción de nuevo desarrollo; considerando el marco institucional de respeto al medio ambiente y a la comunidad donde se desarrollen las actividades y bajo un estricto control de medidas de seguridad industrial.



En 2013 la producción de crudo alcanzó 9 mil barriles diarios, mientras que la producción de gas tuvo un promedio de 495 millones de pies cúbicos por día, para un cumplimiento de 101 y 100 por ciento, respectivamente.

El avance físico del proyecto fue de 61.0 por ciento, cumpliendo con lo establecido para el periodo en 100 por ciento. Destaca el cumplimiento respecto al programa en la realización de

intervenciones mayores y en la terminación de pozos exploratorios, los cuales alcanzaron el 625 y 150 por ciento, respectivamente.

El ejercicio de inversión ascendió a 4 mil 981 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 89 por ciento respecto al presupuesto, debido a que se desfasó la aplicación de pagos por concepto infraestructura en ductos y actividades de perforación y mantenimiento de pozos.

Proyecto Veracruz^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos				Total ^d 2014 - 2023
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b anual	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	2017 +	
Actividad física														
Sísmica 3D	km ²	9,471	1,241	1,754	1,754	378	378	511	133	135				
Pozos exploratorios	num	120	3	2	2	4	4	6	2	150	4	5	10	19
Pozos de desarrollo	num	294	24	16	16	26	26	19	-7	73	13	20	20	53
Intervenciones mayores	num	109	22	42	42	4	4	25	21	625				
Plantas	num	11						3	3				1	2
Ductos	km	77	39			74	74	75	1	101	25	25	17	31
Avance físico total	%		76.7	81.2	81.2	61.2	61.2	61.0	-0.2	100				
Inversión^c														
Inversión	MM\$	54,583	4,963	5,249	5,249	5,598	5,598	4,981	-617	89	3,669	3,186	3,819	12,286
Avance del ejercicio	%	58	64	69	69	75	75	75	-1	99	83	87	87	100
Indicadores														
Producción de crudo	Mbd	2	3	4	4	9	9	9	0	101	5	6	6	2
Producción de gas	MVpcd	554	717	601	601	496	496	495	-1	100	393	346	222	138

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Ogarrio – Sánchez Magallanes

El objetivo del proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes es incrementar los ritmos de producción mediante la perforación de pozos de desarrollo e intermedios, reparaciones mayores, y la optimización de infraestructura, a fin de compensar las reducciones causadas por la

declinación natural de yacimientos, maximizando su valor económico, todo dentro de un marco de respeto al medio ambiente y del entorno social de los campos del proyecto.



Durante 2013 la producción de crudo alcanzó 93 mil barriles por día, lo que significó un cumplimiento de 92 por ciento, debido al abatimiento de presión por arriba de lo estimado en los campos Ogarrio y Rabasa. En cuanto al gas, la producción alcanzó un promedio de 129 millones de pies cúbicos por día, lo que significó un cumplimiento de 105 por ciento.

Se alcanzó un avance físico del proyecto de 52.6 por ciento, equivalente a un cumplimiento respecto al programa anual de 106 por ciento. Se destaca que se terminaron 117 pozos de desarrollo en los campos Arroyo Prieto, Bacal, Blasillo, Brillante, Cinco Presidentes, Guaricho, La Central, Los Soldados, Nelash, Ogarrio, Rabasa, Rodador, San Ramón, Sanchez Magallanes y Santa Ana, resultando 115 productores.

En el periodo se tuvo un ejercicio de 9 mil 573 millones de pesos, equivalente a un cumplimiento de 104 por ciento respecto al presupuesto, debido principalmente al pago de maquinaria y trabajos asociados a la perforación y reparación de pozos.

Proyecto Ogarrio – Sánchez Magallanes ^a

Rubro	unidades	Realizado		2013						Cartera de proyectos				Total ^d	
		acum. a 2010	2011	2012		programa ^b		realizado	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016		2017 +
Concepto		2010	2011	anual	periodo	anual	periodo	periodo						2014 - 2025	
Actividad física															
Pozos de desarrollo	num	220	57	95	95	101	101	117	16	116	61	1	3		65
Intervenciones mayores	num	556	73	75	75	115	115	91	-24	79				8	10
Plantas	num										2				
Ductos	km	4	15					0	0		17	216	215	1,984	2,432
Avance físico total	%		52.9	63.0	63.0	49.8	49.8	52.6	2.8	106					
Inversión ^c															
Avance del ejercicio	MM\$	29,638	5,005	6,310	6,310	9,219	9,219	9,573	354	104	7,198	3,412	3,639	32,657	97,077
	%	31	36	42	42	52	52	52	0	101	63	66	66	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	48	83	96	96	102	102	93	-9	92	93	88	70	31	42
Producción de gas	MMpcd	69	117	116	116	122	122	129	6	105	116	104	93	42	55

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

Antonio J. Bermúdez

El proyecto se localiza en la parte sureste de la República Mexicana, a 20 kilómetros al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en los municipios Centro y Cunduacán.

Su objetivo es recuperar reservas remanentes de aceite ligero, pesado y extra pesado de los yacimientos de los campos del Mesozoico; Samaria, Íride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal y del Terciario los campos Samaria, Íride y Carrizo, con un programa el cual pretende mejorar los factores de recuperación, asegurar la continuidad de la operación de los campos, maximizando el valor económico en su horizonte de ejecución.



En 2013 se obtuvo una producción de crudo de 67 mil barriles diarios y de 159 millones de pies cúbicos diarios de gas, para un cumplimiento respecto al programa de 91 y 95 por ciento, respectivamente. La variación se debe al incremento en el porcentaje de agua en el campo Cunduacán y mayor declinación de campos a la estimada para el periodo.

El avance físico del proyecto fue de 65.7 por ciento, alcanzándose un cumplimiento de 106 por ciento del avance programado para el año. Destaca el cumplimiento en la adquisición de sísmica 3D de

120 por ciento, así como en la terminación de pozos de desarrollo de 119 por ciento.

Se tuvo un ejercicio de inversión de 14 mil 74 millones de pesos, para un cumplimiento de 109 por ciento respecto al presupuesto. La variación se debió al incremento de actividad física principalmente en perforación, terminación y mantenimiento de pozos.

Proyecto Antonio J. Bermúdez^a

Rubro Concepto	unidades	Realizado				2013				Cartera de proyectos					Total ^d 2014 - 2026
		acum. a 2010	2011	2012 anual periodo		programa ^b anual	realizado periodo	realizado periodo	diferencia	cumpli- miento, %	2014	2015	2016	2017 +	
Actividad física															
Sísmica 3D	km ²	425		49	49	34	34	41	7	120					
Pozos de desarrollo	num	151	27	85	85	80	80	95	15	119	46	32	20		98
Intervenciones mayores	num	393	40	39	39	51	51	47	-4	92	12	1	1	1	15
Plantas	num	1				1	1	1		100			1	1	2
Ductos	km	70	6	15	15			28	28		50	36	27	61	174
Avance físico total	%		53.6	63.5	63.5	61.9	61.9	65.7	3.7	106					
Inversión^c															
Avance del ejercicio	MM\$	59,404	8,612	10,363	10,363	12,931	12,931	14,074	1,144	109	7,897	6,126	8,325	39,896	153,552
	%	39	44	51	51	59	59	60	1	101	69	74	74	100	100
Indicadores															
Producción de crudo	Mbd	124	68	64	64	74	74	67	-7	91	86	89	89	56	62
Producción de gas	MWpcod	282	171	156	156	167	167	159	-9	95	211	210	212	142	155

a - Datos del proyecto conceptual, no avales

b - POT 1 y presupuesto adecuado

c - Inversión histórica, Presupuesto y ejercicio 2013, a pesos constantes de 2013.

En el largo plazo el total incluye el proyecto desde su inicio, sin intereses capitalizables, ni amortizaciones

d - Largo plazo de acuerdo a Cartera Presupuestal 2013, la cual puede ser modificada conforme a actualizaciones

f - Producción de gas sin nitrógeno

Con base en lo anterior, se propone al Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción la adopción del siguiente:

ACUERDO

Con fundamento en los artículos 86, párrafo segundo, del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos y 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, el Consejo de Administración de Pemex-Exploración y Producción aprueba el Informe del Director General del Organismo, correspondiente al ejercicio 2013.

Asunto: Entrega de gas a plantas 2013

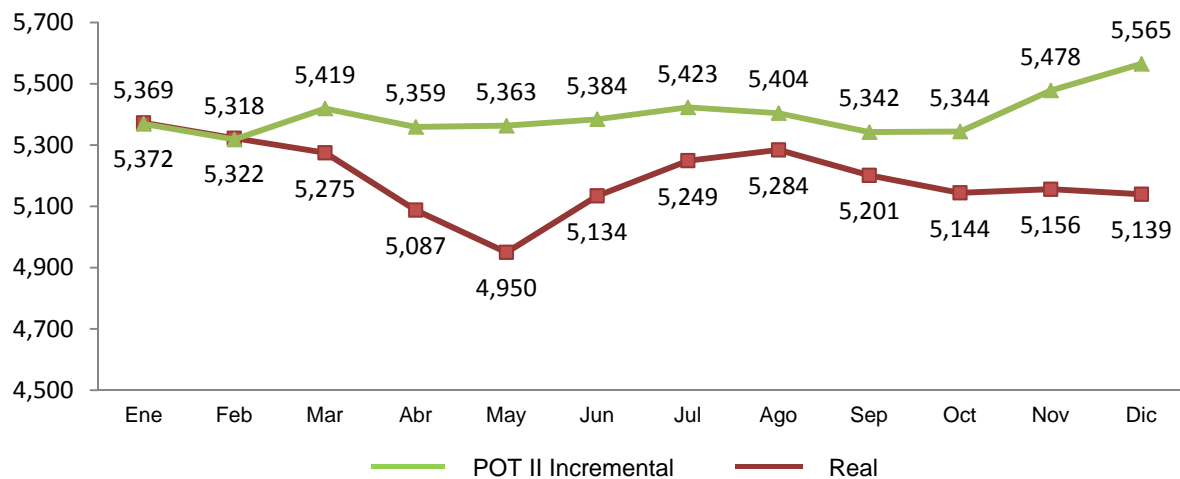
En mayo de 2013, PEP presentó a la Secretaría de Energía (SENER) un programa para incrementar la entrega de gas natural a plantas de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

En dicho programa, PEP se comprometió a entregar un volumen adicional de gas natural de 171 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), con base en el Programa Operativo Trimestral II 2013 (POT II 2013). Este compromiso se conoce como POT II Incremental.

El POT II Incremental consideró un incremento en la inversión por un monto de 2 mil 532 millones de pesos. La meta de entrega de gas natural total considerada en el POT II incremental no fue alcanzada como se muestra en la siguiente gráfica.

Entrega de gas, POT II Incremental vs Real, 2013

(Millones de pies cúbicos diarios)



El promedio anual de entrega de gas natural de PEP a PGPB considerada en el POT II Incremental es de 5,397 mmpcd, mientras que la entrega real fue de 5,193 mmpcd. Esto representa una diferencia de 204 mmpcd entre el volumen de entrega comprometido y el gas natural efectivamente entregado por PEP.

El POT II consideraba una entrega 170 MMpcd mayor a la entrega real para el mes de mayo. Esto debido principalmente a la irrupción abrupta de agua en los yacimientos de la Región Sur. Pemex realizó esfuerzos para compensar esta caída.

Adicionalmente, en la entrega de gas natural de PEP a plantas de PGPB, durante el último cuatrimestre del año, se presentaron entre otros los siguientes problemas operativos: taponamiento de la línea 3 que transporta gas húmedo amargo de Atasta a CPG Nuevo Pemex, y fallas en módulos de compresión.

Dichos problemas operativos implicaron una reducción en la entrega de gas natural de PEP a plantas de PGPB de aproximadamente 100 MMpcd. Esto contribuyó a la diferencia entre el volumen comprometido de entrega de gas natural de PEP a PGPB en el POT II Incremental y la entrega real observada.

Informe Anual, 2013

Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos Artículo 86

Febrero, 2014

Índice

Página

1. Principales resultados operativos.....	1
1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado.....	5
1.2. Producción de petroquímicos.....	22
1.3. Mercado interno	23
1.4. Mercado internacional.....	40
2. Presupuesto de inversión en flujo de efectivo	43
3. Seguridad industrial y protección ambiental	46
3.1 Seguridad industrial	51
3.2 Protección ambiental	53

Otros temas relevantes

- Fortalecimiento de la flota y del transporte ferroviario66

Temas relevantes indicados en el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño

1. Resultados de la Reconfiguración de Minatitlán.....	67
2. Eficiencia operativa de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en específico la situación de Pemex-Refinación.....	69
3. Reducción de paros no programados por refinería	79

4. Confiabilidad de la infraestructura de almacenamiento y distribución de petrolíferos	82
5. Los avances del programa de combustibles limpios para cumplir con la NOM-086.....	87
6. Mercado ilícito de petrolíferos, su cuantificación volumétrica y económica de 2013	89

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

1. Principales resultados operativos

Principales resultados operativos de Pemex-Refinación

A continuación se presenta la evolución y resultados de los indicadores de desempeño de Pemex-Refinación para el período enero-diciembre de 2013 y su comparación con el POA:

Pemex-Refinación: indicadores de desempeño, 2009-2013

	Indicador	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013	Meta POA 2013 ^{a/}	Benchmark
1	Margen proceso de refinación	US\$/b	0.49	-0.55	-1.42	0.33	-1.30	-0.11	
2	Proceso de crudo	Mbd	1,295	1,184	1,167	1,199	1,224	1,314	
3	Proceso de crudo pesado ^{b/}	%	39.8	37.3	37.3	41.9	40.4	45.4	
4	Utilización de la capacidad equivalente de destilación ^{c/}	%	Nd	70.9	67.9	68.8	69.8	75.3	79.4 ^{e/}
5	Rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo	%	65.5	63.0	61.6	64.4	65.3	67.5	72.7 ^{e/}
6	Índice de intensidad energética ^{c/}	Índice	Nd	138.8	138.3	136.2	135.3	130.0	94.5 ^{e/}
7	Índice de disponibilidad operacional en refinerías ^{c/}	%	Nd	92.2	92.7	93.1	93.9	91.0	
8	Participación de las importaciones en las ventas internas de gasolina*	%	41.6	47.2	50.7	48.9	45.4	39.5	
9	Participación de las importaciones en las ventas internas de diesel	%	13.3	29.1	35.4	33.2	27.3	19.7	
10	Costo total de transporte ^{d/}	\$/t-km	0.1592	0.1695	0.1673	0.1836	0.1914	0.1922	
11	Días de autonomía de Pemex Magna en terminales	Días	2.0	2.4	2.2	2.5	3.0	3.5	
12	Días de autonomía de Pemex Premium en terminales	Días	7.6	7.8	6.3	3.7	3.3	3.8	
13	Días de autonomía de diesel en terminales	Días	3.1	2.5	2.4	2.4	3.4	4.0	
14	Emisiones de SO _x de crudo procesado	t/Mt	4.2	3.8	4.2	3.9	4.0	4.1	
15	Índice de frecuencia de accidentes	Índice	0.32	0.66	0.76	0.76	0.46	0.42	0.5 ^{f/}

a/ Programa Operativo Anual 2013.

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

c/ Fuente: Estudio bianual Solomon, para 2009-2010 y en el caso de 2011-2013 los valores son calculados por las refinerías para seguimiento mensual, no oficial.

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

e/ Solomon 2010, CNGM.

f/ Oil Gas Producers.

* Excluye reformado que de usa para el arranque y estabilización de la nueva planta CCR del CPQ La Cangrejera.

A diciembre de 2013, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen proceso de -1.30 dólares por barril (US\$/b) de crudo procesado, que comparado con el obtenido en igual período de 2012, fue inferior en 1.63 US\$/b.

Este resultado se debe principalmente a un efecto precio negativo que significó 1.83 US\$/b, y que está asociado a la volatilidad de los precios

de crudo y productos en el mercado internacional entre ambos períodos de comparación.

En términos de volumen se registró una aportación positiva de 0.19 US\$/b, derivada del incremento en el rendimiento de productos destilados de 0.9 puntos porcentuales entre ambos períodos en análisis.

En 2013 el proceso de crudo en el SNR se ubicó en 1,224 MBD, cifra superior en 2.1% respecto a 2012, pero inferior en 6.8% con relación a lo establecido en el POA. Este resultado se vio afectado por:

- Mantenimiento correctivo en plantas del SNR, reflejándose principalmente en Tula, Minatitlán y Madero.
- Retraso en reparaciones mayores de Tula, Salamanca y Minatitlán.
- Fallas de servicios auxiliares (vapor y eléctricas) que ocasionaron paros no programados en plantas de proceso.
- Afectación al programa de proceso de mayo en Cadereyta y Madero por problemas en el suministro de crudo.

La participación de los crudos pesados en el proceso fue de 40.4%, inferior en 1.5 puntos porcentuales en comparación a la registrada en 2012 y 5.0 puntos a la meta. La refinería de Tula registró una contracción de 1.0 puntos porcentuales en su estructura de crudo pesado, lo cual se debe en gran medida a la estrategia para apoyar al desalojo de combustóleo en las refinerías del Centro del país.

La utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se ubicó en 69.8%, 1.0 puntos porcentuales mayor a la obtenida en el año previo, sin embargo estuvo por debajo de la meta. Salina Cruz y Salamanca, registraron las mayores utilidades, con 82.4% y 74.5%, respectivamente.

El rendimiento de gasolinas y destilados intermedios del crudo en el SNR fue de 65.3%, cifra mayor en 0.9 puntos a la registrada en 2012 e inferior en 2.2 puntos a lo esperado en el POA.

El índice de intensidad de energía (IIE) del SNR se ubicó en 135.3, lo que significó una mejora de 0.9 puntos respecto al de 2012. Sin embargo, resultó superior a la meta.

Factores que afectaron al índice:

- Paros no programados ocurridos en el SNR.
- Problemas de confiabilidad operativa en las áreas de fuerza y servicios principales, como se señala en el tema de proceso de crudo.
- Baja eficiencia en calentadores, calderas y turbogeneradores por obsolescencia de los equipos.

Por lo anterior, los esfuerzos del Organismo, se enfocan a resolver los problemas de confiabilidad operativa, así como a mejorar la eficiencia energética de equipos de proceso.

La participación de las importaciones de gasolina en las ventas internas de ese producto se ubicó en 45.4%, mostrando una reducción de 3.5 puntos porcentuales respecto a 2012, pero superior en 5.9 puntos con relación a lo establecido en el POA. La reducción con relación al año previo, fue resultado de un aumento de la producción de 2.1% y de la contracción de las ventas internas de 2.0%.

La mayor participación de las importaciones de gasolinas respecto a lo definido en el POA, se debe a los problemas operativos ocurridos en el SNR durante el año, los mantenimientos correctivos, entre otros factores comentados en indicadores anteriores.

La participación de las importaciones de diesel en las ventas internas de ese producto fue de 27.3%, lo que significó una disminución de 5.9 puntos porcentuales en comparación a la registrada en 2012, no obstante fue mayor en 7.6 puntos al POA. El mejor comportamiento respecto al año anterior, fue resultado tanto de un incremento en la producción de 4.6% como de una reducción de las ventas, de 2.2%.

A diciembre de 2013, el costo de transporte de crudo y refinados fue de 0.1914 \$/t-km, valor superior en 0.0078 \$/t-km (4.2%) en comparación al obtenido en 2012, sin embargo, resultó inferior en 0.4 por ciento con relación a la meta.

El incremento del costo de transporte respecto a 2012, se atribuye principalmente al mayor transporte de productos por carrotanque y autotanque, con tasas de 10.4% y 7.0%, respectivamente. El primero para el desalojo de combustóleo y el segundo por mayor movimiento de gasolinas y turbosina.

Los días de autonomía de la gasolina Pemex Magna y del Diesel en Terminales de Almacenamiento y Reparto (TARs), aumentaron 0.5 y 1.0 días en comparación a 2012, respectivamente. Sin embargo, estuvieron por debajo de sus metas.

Los días de autonomía de la gasolina Premium, fueron de 3.3, cifra inferior en 0.4 días respecto a 2012 y 0.5 días con relación a la meta.

Los inventarios de gasolina y diesel en las TARs fueron afectados por:

- Mantenimientos correctivos en el SNR y fallas de servicios principales, que incidieron en el nivel de elaboración de los productos.
- Suspensiones constantes en la operación de los sistemas de ductos por bajas de presión y tomas clandestinas.
- Declaratoria de Fuerza Mayor por parte de la Comisión Federal de Electricidad, en el último trimestre del año, derivado de los fenómenos meteorológicos Ingrid y Manuel, afectando el consumo de combustóleo pesado y la consecuente baja de proceso en las refinerías Tula y Salamanca.
- El cierre de puertos marítimos en el Golfo de México (recibo de buquestanque con producto de importación), por diversos frentes fríos.

-
- Mayores ventas de gasolina Premium respecto a 2012 (36%) y a lo esperado en el POA (37%).

A diciembre de 2013, las emisiones de SO_x se ubicaron en 4.0 t/Mt de proceso de crudo, con un incremento de 0.1 t/Mt con relación a 2012, pero inferior a la meta anual. Las emisiones fueron afectadas por:

- Las constantes salidas de operación de las plantas de azufre No. 1 y 2 de Minatitlán, durante los primeros meses del año.
- El replanteamiento de la estrategia de sustitución de combustóleo.

El índice de frecuencia de accidentes del Organismo, que significa el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, pasó de 0.76 en 2012 a 0.46 durante 2013. Se tuvieron 58 lesiones incapacitantes (51 en la Subdirección de Producción y 7 en la de Distribución), incluyendo una fatalidad.

Se ejecutó el “Plan Rector de Contención de Accidentes e Incidentes”, tanto en Producción como en Distribución. Adicionalmente, durante el año se elaboraron y difundieron Alertas de Seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

Dado el comportamiento de la accidentabilidad, se ha reforzado y se continúa con la implantación del sistema de seguridad Pemex-Refinación-SSPA, para llegar a la meta de cero accidentes.

1.1. Producción de petrolíferos y gas licuado

Proceso de crudo y utilización de la capacidad instalada por proceso

Durante el período enero-diciembre de 2013, las refinerías del sistema procesaron 1,224.1 MBD de crudo, cantidad superior en 2.1% a la realizada en el mismo período de 2012 e inferior en 6.8% respecto al POA y 7.0% respecto al POT-I, respectivamente.

Pemex-Refinación: proceso de petróleo crudo, enero-diciembre 2012-2013
(miles de barriles diarios)

	2012	2013		
	Real	Real	POA	POT-I
Total	1,199.3	1,224.1	1,313.9	1,316.5
Cadereyta	187.7	188.8	199.3	206.5
Madero	127.8	129.8	151.9	152.8
Minatitlán	170.6	182.8	206.6	221.7
Salamanca	179.2	194.5	184.0	179.0
Salina Cruz	256.7	282.4	286.3	284.8
Tula	277.3	245.8	285.8	271.7

Las afectaciones a los programas se deben principalmente:

Factores externos:

Afectación a los programas de proceso de enero, abril y agosto en la refinería de Salamanca por altos inventarios de residuales originados por insuficiente salida a ventas de combustóleo, afectación al programa de proceso de mayo y septiembre en Cadereyta y en mayo en Madero por problemas en el suministro de crudo, afectaciones al proceso en Salina Cruz por puerto cerrado por situaciones climatológicas, afectación al programa de proceso de Tula por altos inventarios de combustóleo originados por insuficiente salida a ventas.

Factores internos:

Correctivos:

Cadereyta: Primaria # 2 se sacó de operación del 31 enero al 11 de febrero y de 13 al 16 de febrero por tener altos inventarios de combustóleo provocado por la salida de operación de la planta Coquizadora en el período del 31 de enero al 16 de febrero para atender trabajos correctivos en los calentadores H-31001 y H-31002, afectación al proceso en marzo por altos inventarios de gasóleos de vacío por retraso en el mantenimiento de la Planta Catalítica #1, Primaria #2, así como dos días fuera de operación en mayo por problemas en el suministro de crudo, Primaria #1 fuera de operación del 15 al 20 de agosto por correctivo en bombas de fondos, primaria

#2 fuera de operación del 22 al 26 de septiembre por bajas existencias de crudo, primaria #2 fuera de operación del 26 al 27 de noviembre por poro en carcasa de bomba P-10-C.

Madero: se tuvo falla de energía eléctrica en febrero y abril, como afectación en mayo por problemas en el suministro de crudo, planta BA fuera de operación de 13 al 19 de julio por altos inventarios de combustóleo por correctivo en planta Coquizadora, afectación a los programas de proceso de agosto y septiembre por altos inventarios de destilados intermedios y gasóleos de vacío, Planta primaria BA fuera de operación del 12 al 17 de octubre por correctivo en planta Coquizadora.

Minatitlán: Planta Combinada Maya fuera de operación del 4 al 7 de enero por falla de vapor, afectación plantas primarias #3 y #5 en febrero por fallas eléctricas y de vapor, en marzo la Planta Primaria #5 fuera de operación del 10 al 17 de marzo por altos inventarios de gasóleos de vacío por correctivo en la Planta Catalítica #2, afectación al proceso por falla de vapor en abril, por tormenta eléctrica en mayo, Planta Primaria #3 fuera de operación del 11 al 17 de agosto por correctivo en la línea de fondo de residuo, la Planta Primaria #5 fuera de operación del 16 agosto al 06 de septiembre para integración de línea de residuo de vacío a planta Coquizadora, Planta Combinada Maya fuera de operación del 2 al 29 de octubre para integración de tren "A" y por correctivo en la planta Coquizadora del 03 al 28 de octubre por problemas en bomba de corte, Primaria #5 fuera de operación día 20 de noviembre por falla de vapor, Primaria #5 fuera de operación día 4 de diciembre por falla de vapor.

Salina Cruz: Primaria #2 fuera de operación del 7 al 11 de febrero por falla de energía eléctrica, afectación al proceso del 4 al 13 de marzo por insuficiencia de vapor por correctivo de caldera CB-3, 3 agosto afectación al proceso por falla de energía eléctrica, primaria #1 fuera de operación del 10 al 11 de septiembre por falla de vapor al salir de operación caldera CB-2, Planta primaria #2 fuera de operación del 9 al 10 de octubre por falla de vapor, en diciembre afectación al proceso

por altos inventarios de productos finales por cerrar el puerto por situaciones climatológicas.

Tula: Afectación al proceso de planta primaria #2 de 130 a 80 MBD del 14 de enero al 2 de febrero por correctivo en calentador ABA-1, se tuvo retraso por 5 días en correctivo de Planta Primaria #1 en el período febrero-marzo, falla total de servicios auxiliares en abril, afectación al proceso mes de julio por altos inventarios de gasóleos de vacío, retraso (14 días) en reparación general de Planta Primaria #2 fuera de operación del 03 de septiembre al 25 de octubre, Primaria #1 fuera de operación del 21 al 28 de noviembre por altos inventarios de combustóleo

Utilización de la capacidad instalada (metodología SOLOMON)

Pemex-Refinación: porcentaje de utilización por proceso (con metodología SOLOMON)			
	2012	2013	Variación
	Ene-dic	Ene-dic	(2)-(1)
	(1)	(2)	(2)-(1)
Primarias	74.0	75.1	1.0
Catalíticas	69.8	73.6	3.9
Reformadoras	69.0	73.6	4.6
Hidro de Gasolinas	72.8	77.2	4.4
Hidro de Destilados Intermedios	68.1	71.5	3.3
Hidro Gasóleos de Vacío	72.9 ^{a/}	67.5 ^{a/}	-5.4
Alquilación (Producción)	58.8	55.3	-3.5
Isomerizadoras de Pentanos (Producción)	48.7	54.1	5.4
MTBE (Producción)	59.5	54.7	-4.8
TAME (Producción)	60.6	55.8	-4.8
Hidro de Residuales ^{b/}	34.9	27.5	-7.4
Coquizadora	84.2	84.4	0.1
Lubricantes	53.1	58.4	5.3
SNR	67.5	68.0	0.5

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

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

La utilización de plantas de proceso del SNR en el período enero-diciembre de 2013 registró un aumento en 0.5 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2012, este incremento se reflejó en un aumento en el proceso de crudo, impactando de manera positiva a

las plantas primarias, catalíticas, reformadoras e hidrosulfuradoras de gasolinas y de destilados intermedios. Los procesos que disminuyeron su utilización fueron los procesos de hidros de gasóleos de vacío, residuales, alquilación, MTBE y TAME.

Primarias. La utilización aumentó en el SNR en 1.0 punto porcentual. Principalmente contribuyeron a este incremento las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula. La mayor utilización en el proceso de destilación atmosférica se reportó en la refinería de Salamanca con un valor de 87.0%. Sin embargo, afectaron la utilización, la refinería de Minatitlán (55.8%) debido a altos inventarios de gasóleos de vacío por fallas en las Plantas Catalíticas y retrasos en reparaciones en las Plantas Combinada Maya y Primaria 3. En la refinería de Madero la utilización fue 68.4% impactada por altos inventarios de diesel amargo y gasóleos de vacío por fallas en Plantas de Destilados Intermedios y Catalíticas.

Catalíticas. La utilización en el SNR aumentó en 3.9 puntos porcentuales, las refinerías que contribuyeron con este incremento en la utilización de este proceso fueron Salamanca, Salina Cruz y Cadereyta. La utilización de este proceso en la refinería de Salamanca es de 90.6%, es el más alto en el SNR y supera a los estándares internacionales (82.9%); así como la FCC-1 de Salina Cruz la que obtuvo un 86.2% de utilización. Las principales afectaciones a este proceso se reportaron en Tula (60.5%), en la FCC-2 por arrastre de catalizador a la fraccionadora durante el arranque, así también por falla de junta de expansión de gases del regenerador a caldera y paro no programado por presentarse fuga en venturi de vapor generado en caldereta 110-CB y en la FCC-1 se tuvo una reparación general. En la refinería de Minatitlán se obtuvo un 66.7% debido a poro en base del riser, revisión y reparación de válvula deslizante (FCC-1) y problemas en las bombas de fondo y fallas en el soplador y compresor (FCC-2).

Reformadoras. Aumentaron en 4.6 puntos debido a una mayor utilización de este proceso en Tula (74.3%), Salamanca (80.2%) y Salina Cruz quien reportó el valor más alto de utilización en el SNR de 92.6%, superando la referencia internacional de 73.1%. Las plantas

reformadoras de Madero disminuyeron su utilización por falla general de energía eléctrica y lavado del compresor C-901 y en Minatitlán por balances de gasolinas (falta de carga) y por regeneración de catalizador y revisión de compresor C-2200.

Hidrodeshulfuradoras de Gasolinas. Aumentó 4.4 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2012; este incremento se dio en todas las plantas hidrodeshulfuradoras de gasolinas del SNR con excepción de la refinería de Tula. El valor más alto registrado en el período corresponde a la refinería de Salamanca con un valor de 85.5%. Esta diferencia positiva pudo haber sido mayor de no haberse presentado disminución de la utilización en Tula en la U-400-2 por la falla de energía eléctrica que ocasionó paros no programados en plantas de proceso y paro no programado por falla en bomba GA-405RT.

Hidrodeshulfuradoras de Destilados Intermedios. Aumentó 3.3 puntos con respecto al mismo período de 2012. Principalmente contribuyeron a este incremento Salamanca (80.5%) y Salina Cruz (79.1%). En Tula registró un 65.4% de utilización afectándose por falta de carga, falla de energía eléctrica y en la U-800-2 por fuga en el sello del compresor GB-801 y en Cadereyta registró 65.4% debido a falta de hidrogeno, fallas en bombas de carga y compresor (GB-3702) y reparación general.

Isomerizadoras de Pentanos. Aumentó en 5.4 puntos en el SNR, principalmente contribuyeron a este incremento Madero, Salamanca y Salina Cruz, las principales afectaciones a este proceso se reportaron en la refinería de Minatitlán por retraso en reparación general y falta de carga y en la refinería de Tula por fallas de mantenimiento por cambio de catalizador en reactores DC-301-A/B y falta de carga.

Lubricantes. Se incrementó en 5.3 puntos porcentuales por operación continua y sin rehabilitaciones en Salamanca.

Coquizadoras. Aumentó en 0.1 puntos porcentuales en el SNR, contribuyendo principalmente la refinería de Cadereyta (92.4%) y Minatitlán (83.1%) superando el estándar internacional de 79.8%. Sin embargo este incremento pudo ser mayor de no haberse presentado problemas en la Coquizadora de Cadereyta en el serpentín del calentador H-31001, en refinería Madero por falla en bombas P-31001, pérdida de señal en el sistema de control distribuido y atoramiento de barrena en tambor 4 y en Minatitlán por revisión y cambio de válvula XV-31002D.

Hidrosulfuradoras de Residuales. Disminuyó la utilización de este proceso en -7.4 puntos porcentuales con respecto al mismo período del 2012. Este proceso corresponde a la planta U-10 de la refinería de Salamanca la cual reportó fallas en el compresor 10-K1 y reparación general de la unidad.

Hidrosulfuradoras de gasóleo de vacío. Disminuyó en 5.4 puntos porcentuales su utilización con respecto al período anterior, debido principalmente a que en Tula esta fuera de operación la planta Hidro de Gasóleos No.1 por niple fracturado del circuito de alta presión de carga al reactor y fallas en soldaduras de insertos de 131 termopozos de la zona de reacción, en la Hidro de Gasóleos “Ex H-Oil” Tren 2 fallas en bomba GA-3202 y Tren 1 fuera de operación todo 2013 por zonas calientes en reactores DC-3101/3102, disminuyendo su utilización con respecto al mismo período de 2012.

Alquilación. Este proceso registró un decremento de 3.5 puntos porcentuales, la disminución se debió principalmente en la refinería de Tula por baja pureza de HF (Ácido Fluorhídrico), problemas con bombas GA-107-A/B de carga a torre fraccionadora principal DA-104 y tubos rotos de intercambiadores de calor EA-117 (carga vs alquilado). En Salina Cruz por disparo de los turbogeneradores TG-1, TG-3 dejando sin energía eléctrica a las plantas de proceso.

MTBE. La utilización disminuyó en 4.8 puntos porcentuales, principalmente en la refinería de Madero por falta de carga y falla en bomba y en Tula por retraso de la reparación general programada y

fuera de operación por falla en la alimentación eléctrica a los gabinetes de control.

TAME. Una disminución de 4.8 puntos porcentuales debido principalmente en la refinería de Tula a retraso en reparación general programada.

Producción de refinados

La producción de gasolinas en el período enero-diciembre de 2013 fue mayor en 8.7 MBD con respecto a 2012 con una variación de 2.1%, menor en 48.9 MBD con respecto al POA, con una variación de -10.3% y menor en 46.2 MBD con respecto al POT-I con una variación de -9.8%.

La producción de destilados intermedios (Pemex Diesel y Turbosina) fue 39.2 MBD menor respecto al POA y 44.7 MBD menor con respecto al POT-I y 18.0 MBD mayor con respecto al mismo período del año anterior.

La producción de residuales (Combustóleo y Asfalto), fue 14.3 MBD menor respecto al POA, 17.3 MBD menor con respecto al POT-I y 9.1 MBD menor con respecto al mismo período del año anterior.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petrolíferos, enero-diciembre 2012-2013
(miles de barriles diarios)

	2012	2013		Variaciones Porcentuales			
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2)/(1)	(2)/(3)	(2)/(4)
Total	1,235.9	1,281.1	1,380.7	1,381.3	103.7	92.8	92.7
Productos del Proceso	1,224.1	1,263.5	1,351.1	1,355.8	103.2	93.5	93.2
Gas seco	67.8	70.7	67.8	58.2	104.3	104.4	121.6
Gas Licuado del crudo	25.2	25.2	28.8	31.3	99.8	87.2	80.4
Gasolinas Crudo (sin Transf.)	416.4	425.1	474.0	471.3	102.1	89.7	90.2
Kerosinas	56.6	60.8	65.7	60.0	107.4	92.6	101.4
Diesel	299.6	313.4	347.7	358.9	104.6	90.1	87.3
Kero +Diesel	356.2	374.2	413.4	418.9	105.1	90.5	89.3
Combustóleo	273.4	268.8	275.1	277.9	98.3	97.7	96.7
Asfalto	23.1	18.7	26.6	26.9	80.9	70.2	69.6
Asfalto + COPE	296.6	287.5	301.8	304.8	96.9	95.3	94.3
Otros (incluye Coque) ^{a/}	54.0	66.2	62.6	61.8	122.5	105.8	107.1
Aceite Ciclico Ligero a Export y Transfer ^{b/}	7.9	14.7	2.7	9.6	185.7	539.1	152.3
Productos de Máquina	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Gasolinas	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Diesel	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Turbosina	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
Combustóleo	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
LPG de Mezcla de Butanos y Transferencias	11.7	17.6	29.6	25.5	150.1	59.5	69.1
Gas Licuado	10.0	5.4	10.7	11.2	53.9	50.4	47.9
Gna. de Transferencias (incl. Pajaritos) ^{c/}	1.8	12.3	19.0	14.3	690.1	64.6	85.9

Fuente: Base de datos de Refinación, consulta 24/01/14 12:30 Hrs.

a/ Otros Incluye Coque.

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

c/ Incluye Gasolina enviada a Pajaritos.

Cálculos truncados a 1 decimal, imprecisión max. +-0.1

Rendimiento de productos

El rendimiento total de petrolíferos del período enero-diciembre de 2013 en el SNR fue 103.2%, mayor en 1.1%, 0.4% y 0.2% con respecto al mismo período de 2012, POA y POT-I, respectivamente.

El rendimiento de destilados (gasolinas, kerosina y diesel) del período enero-diciembre de 2013 fue mayor en 0.9 puntos porcentuales con respecto al mismo período del año anterior, menor en 2.2 y 2.3 puntos porcentuales con respecto al POT-I y al POA, respectivamente.

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

-
- Reducción de carga a plantas por menor proceso de crudo por los ajustes mencionados en el apartado de proceso de crudo.
 - Correctivos en las plantas:

Cadereyta: Retraso 7 días en reparación general de Planta Catalítica #1, correctivo en planta de destilados intermedios U-700-2 del 27 febrero al 05 de marzo por falla del compresor GB-3702, planta de destilados intermedios U-800-1 fuera de operación del 9 al 18 de marzo para correctivo EA-801, correctivo en planta de Hidrógeno por tubos rotos en reformador BA-900 del 04 al 14 de abril, correctivo en Planta Hidrodesulfuradora de gasolina U-400-2 del 2 al 12 de mayo para cambio de junta de expansión y lavado de packinox, Planta Hidrodesulfuradora de gasóleos fuera de operación del 2 de julio al 11 de agosto para revisión de reactor DC-3800, Planta Reformadora #2 fuera de operación del 4 al 21 de septiembre para correctivo en calentador BA-501 y reparación del packinox, la Planta Catalítica #2 fuera de operación del 7 al 11 de septiembre por falla del soplador, planta Catalítica #2 fuera de operación del 14 de septiembre al 05 de octubre por obstrucción en circuito de fondos, la Planta Catalítica #2 fuera de operación del 9 al 11 de noviembre por disparo del soplador 101-J.

Madero: Planta Hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-501 fuera de operación del 21 de enero al 10 de febrero para cambio de catalizador (retraso de 10 días), correctivos en la Planta Coquizadora en abril y junio, Planta Catalítica #1 fuera de operación del 24 de julio al 17 de agosto para correctivo por presionamiento en el sistema, Planta Hidrodesulfuradora de gasóleos fuera de operación del 30 de julio al 2 de agosto por falla de bombas de fondos, planta de Alquilación del 29 de agosto al 06 de septiembre por correctivo por fuga por sellos de bomba P-03, Planta Catalítica #1 fuera de operación del 03 al 18 de noviembre por fuga en válvula de catalizador gastado LV-1031, FCC #2 fuera de operación del 19 al 22 de diciembre para poner en operación caldera de alta presión SE-101.

Minatitlán: Planta Catalítica #2 fuera de operación del 19 de febrero al 25 de marzo por obstrucción en circuito de fondos de la fraccionadora, Planta Catalítica #2 fuera de operación del 13 al 21 de abril por problemas en compresor, Planta reformadora NP fuera de operación del 22 de abril al 18 de mayo y del 26 de mayo al 17 junio, por mantenimiento y regeneración de catalizador respectivamente, planta HDD fuera de operación del 01 al 10 de junio por fuga en E-2001 B, del 11 al 26 de septiembre afectación en carga de planta U-24000 por falla en recibo de H2 de cangrejera.

Planta Catalítica #1 fuera de operación del 18 de octubre al 22 de diciembre por reparación parcial, Planta Catalítica #2 fuera de operación del 30 de octubre al 30 de noviembre por alto nivel en torre fraccionadora y problemas en bombas P-109 1/2 no dan el gasto, Planta U-100 fuera de operación del 20 de noviembre al 05 de diciembre por falla del compresor de H2 GB-101.

Salamanca: Planta de Alquilación fuera de operación del 14 al 26 de enero para eliminar fuga en EA-216 propileno a RG-1, planta primaria RD fuera de operación del 30 de octubre al 18 de noviembre para revisión de torre fraccionadora, Planta reformadora RR-3 fuera de operación del 27 de noviembre al 11 de diciembre por problemas del compresor GB-101.

Salina Cruz: Planta de Alquilación operando con baja carga por problemas en cambiadores EA-311, Planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 6 al 18 de abril por correctivo en compresor, Planta Hidrodesulfuradora de Gasolina U-400 fuera de operación del 5 al 12 de agosto para limpieza del tren de precalentamiento, Planta Catalítica FCC #2 fuera de operación del 28 de agosto al 16 de septiembre por disparo de soplador 101-C, Planta de destilados intermedios U-700-1 fuera de operación del 30 de octubre al 07 de noviembre por tubos rotos en EA-702.

Tula: Planta FCC #2 fuera de operación del 15 enero al 05 de febrero por falta de carga, planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación de 27 febrero al 18 de marzo para eliminar poro en tubo del

calentador BA-701, Planta de destilados intermedios HDD-5 fuera de operación del 6 al 22 de marzo por correctivo del compresor, Planta Catalítica #2 fuera de operación del 7 de febrero al 17 de abril por reparación general, Planta FCC #2 fuera de operación del 28 de abril al 06 de mayo por fuga por sello de la bomba de fondos 108-JA de la fraccionadora, planta HDD-5 fuera de operación del 20 de mayo al 15 de junio para cambio de catalizador, Planta Catalítica FCC #1 fuera de operación del 01 al 17 de julio por reparación de ciclones y revisión de chimenea, planta de destilados intermedios U-700-2 fuera de operación del 5 de agosto al 09 de septiembre para revisión de cambiadores EA-701 y compresor GB-701, U-800-2 fuera de operación del 16 de agosto al 02 de septiembre por fuga por sellos del compresor GB-802, U-800-1 fuera de operación del 28 de agosto al 06 de septiembre por fuga por sellos compresor GB-801, U-800-2 fuera de operación del 19 al 30 de septiembre por alta vibración en compresor GB-801, Planta de destilados intermedios U-800-2 fuera de operación del 19 de septiembre al 13 de octubre por alta vibración en compresor GB-801, Planta de Alquilación fuera de operación desde 27 de octubre para revisión del calentador BA-101.

El rendimiento de gasolinas del período enero-diciembre 2013 fue similar con respecto al mismo período de 2012, 1.1 puntos porcentuales menor al POT-I y 1.4 puntos porcentuales menor al POA.

El rendimiento de residuales (combustóleo y asfalto), fue mayor en 0.5 puntos porcentuales respecto al POA, mayor en 0.3 puntos porcentuales respecto al POT-I y menor en 1.2 puntos porcentuales con respecto al mismo período de 2012.

Márgenes de refinación del SNR enero-diciembre 2012-2013

A diciembre de 2013, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) registró un margen variable de -1.84 dólares por barril de crudo procesado, que comparado con el obtenido en igual período de 2012, fue inferior en 1.85 dólares por barril de crudo procesado.

Este resultado se debe principalmente al efecto precio negativo asociado a la elevada volatilidad registrada en los precios de crudo y productos en el mercado internacional entre ambos períodos de comparación, ya que en términos de volumen se observa una mejora de 0.91 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior, derivado del incremento en el rendimiento de productos destilados de 0.9 puntos porcentuales entre ambos años en comparación.

Pemex-Refinación: SNR: comparación de márgenes variables de refinación, enero-diciembre 2012 vs. 2013^{a/}
(dólares por barril)

Efecto Total									
-1.85									
0.01	0.27	-1.80	-0.04	0.07	-2.98	0.60	-0.56	2.59	-1.84
Efecto precio									
-2.76									
0.01	0.09	-1.89	-0.91	-0.24	-1.95	-0.09	-0.44	2.67	-2.76
Efecto volumen									
0.91									
0.01	0.18	0.09	0.87	0.31	-1.03	0.69	-0.12	-0.08	0.91
Margen variable 2012	Gas licuado	Gasolinas	Diesel	Querosinas	Residuales ^{b/}	Gasóleos	Otros ^{c/}	Crudo	Margen variable 2013

^{a/} Cifras preliminares.

^{b/} Incluye combustóleo, asfaltos y variación de inventarios de residuales intermedios.

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

Las gasolinas mostraron una contribución al margen por volumen de 0.09 dólares por barril. En términos de rendimiento este se mantuvo en un nivel similar al registrado en 2012. Durante 2013 se presentaron algunos problemas operativos que afectaron la elaboración de gasolinas pero que pudieron ser amortiguados en parte por el aprovechamiento de inventarios de producto intermedio y al mayor apoyo de bases provenientes del CP La Cangrejera. Asimismo, se observó un incremento en la acumulación de inventarios de gasóleos, con una contribución positiva al margen de 0.69 dólares por barril de crudo procesado.

En el grupo de los destilados intermedios, se registró un aumento en la contribución al margen por volumen de 1.18 dólares por barril, al

observarse un incremento en el rendimiento de este grupo de 0.9 puntos porcentuales entre los períodos analizados.

La mejora en la contribución al margen por volumen se vio limitada debido a que la mezcla crudo a proceso debió aligerarse para apoyar al desalojo de combustóleo en las refinerías del centro del país, impactando de manera negativa en el SNR al procesar una mezcla de crudo más cara respecto a 2012.

La disminución en 1.5 puntos porcentuales en la participación de crudos pesados en la mezcla de crudo a proceso, significó un efecto negativo de 0.08 dólares por barril de crudo en la contribución al margen por volumen.

Los residuales, productos de menor valor agregado, disminuyeron su contribución al margen en 1.03 dólares por barril de crudo procesado al reducir su elaboración respecto al año anterior.

El margen variable es un indicador consistente con los resultados económicos del Sistema Nacional de Refinerías (SNR) que permite vincular este resultado con el desempeño operativo y las condiciones del mercado. Sin embargo, en períodos en los cuales existe una gran volatilidad en los niveles de precios, esto puede llevar a distorsiones en el resultado por el efecto de la revaloración o depreciación de los inventarios.

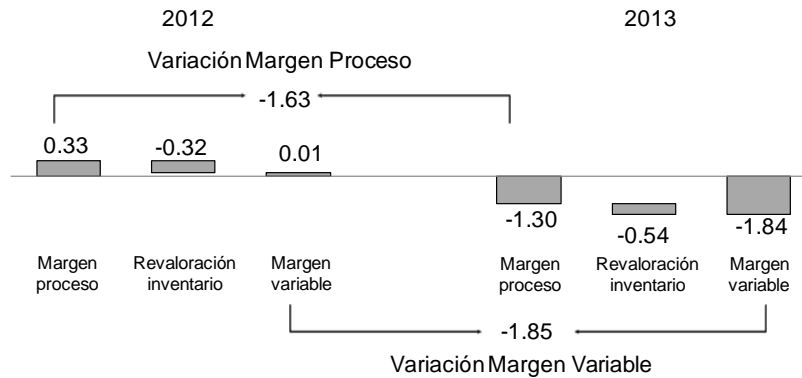
Aislado este efecto es posible vincular de una manera más directa el desempeño operativo del SNR (margen proceso) con el resultado económico del SNR.

A diciembre de 2013, el margen proceso obtenido por el SNR fue de -1.30 dólares por barril de crudo procesado, que comparado en estos mismos términos con el obtenido en el año anterior, fue inferior en 1.63 dólares por unidad de crudo procesado

La variación de los precios de crudo y productos observada en el período determinó un deterioro en el valor de los inventarios que significó 0.54 dólares por barril de crudo procesado durante 2013.

Para 2012 esta variación significó un deterioro de 0.32 dólares por barril, ubicando el margen proceso en 0.33 dólares por barril de crudo procesado, al descontar este impacto.

Pemex-Refinación: impacto de revaloración de inventarios en el margen variable del SNR enero-diciembre, 2012-2013 ^{a/}
(dólares por barril)



Pemex-Refinación: márgenes variables de refinación del SNR, enero-diciembre 2012-2013 ^{a/}
(dólares por barril)

	Margen 2012	Efecto Precio	Efecto Volumen	Margen 2013
SNR	0.01	-2.76	0.91	-1.84
Cadereyta	3.72	-0.93	-0.14	2.65
Madero	-1.14	-3.05	2.08	-2.11
Minatitlán	-0.27	-0.97	0.43	-0.81
Salamanca	0.28	-3.11	1.20	-1.63
Salina Cruz	-0.82	-2.38	-0.53	-3.73
Tula	-1.23	-3.00	0.30	-3.93

^{a/} Cifras preliminares.

A diciembre, la refinería de Cadereyta presentó un margen variable de refinación de 2.65 dólares por barril de crudo procesado, inferior en 1.07 dólares al registrado al mismo mes de 2012. Por efecto de los precios la contribución fue de -0.93 dólares por barril, en tanto que por volumen, se obtuvo una contribución negativa de 0.14 dólares por barril. Lo anterior asociado en parte a problemas operativos en las unidades Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios, Hidrodesulfuradora de Gasóleos, Alquiler 1 y FFC 2 durante el período.

El margen variable de la refinería de Madero en el período enero diciembre de 2013 se situó en -2.11 dólares por barril de crudo procesado, 0.97 dólares por barril inferior al registrado en similar período de 2012. Este incremento estuvo conformado por un efecto precio que significó -3.05 dólares por unidad de crudo procesada y un efecto volumen positivo de 2.08 dólares por barril procesado de crudo. Para el caso de este centro de trabajo, se observó un incremento tanto en el rendimiento de destilados, 2.6 puntos porcentuales, así como el proceso de una mezcla de crudos más pesada contribuyendo de manera positiva a su margen variable por volumen.

A diciembre de 2013 la refinería de Minatitlán registró un margen inferior en 0.54 dólares por barril respecto al obtenido en similar período de 2012. Lo anterior está conformado por un efecto precio de -0.97 dólares por barril de crudo procesado y un efecto positivo en volumen de 0.43 dólares por barril.

Para el caso de la refinería de Salamanca, el margen de refinación se ubicó en -1.63 dólares por unidad de crudo procesado, que comparado con el obtenido en el año anterior resultó inferior en 1.91 dólares por barril, de los cuales 3.11 dólares correspondieron al efecto desfavorable de los precios, y una mejora de 1.20 dólares por barril de crudo procesado por efecto volumen. En términos de rendimiento, se registró un incremento en la elaboración de destilados de 1.0 punto porcentual. Es de comentar el aligeramiento de la mezcla de crudos procesada, en apoyo al desalojo de residuales en esta refinería, impactando de manera negativa al margen de este centro de trabajo.

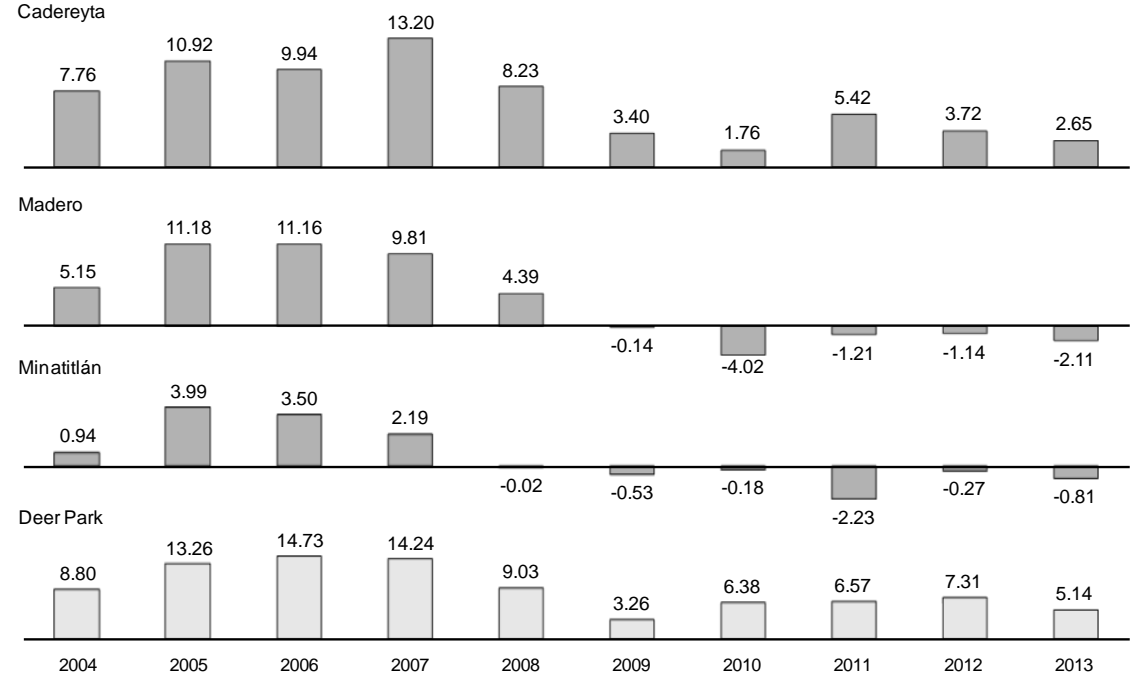
A diciembre de 2013, la refinería de Salina Cruz obtuvo un margen de -3.73 dólares por barril, inferior en 2.91 dólares al compararlo con el obtenido al mismo mes de 2012. Por efecto de los precios, la contribución fue de -2.38 dólares por barril, en tanto que por volumen se obtuvo una contribución de -0.53 dólares por barril de crudo procesado. Lo anterior derivado del ciclo de mantenimiento de plantas así como a fallas de servicios entre ambos períodos de comparación.

Por su parte, la refinería de Tula obtuvo durante 2013 un margen de -3.93 dólares por barril, que al compararlo con el obtenido en el año anterior representó una disminución de 2.70 dólares por unidad de crudo procesada. Por el efecto de los precios se registró una reducción en su contribución al margen equivalente a 3.00 dólares, en tanto que por volumen se tuvo un efecto positivo de 0.30 dólares por barril de crudo procesado.

Márgenes Cadereyta, Madero y Minatitlán versus Deer Park enero-diciembre 2013

A diciembre de 2013, los márgenes variables que obtuvieron las refinerías del SNR con proceso de coquización, Cadereyta, Madero y, a partir de 2012 la de Minatitlán, se ubicaron en 2.65, -2.11 y -0.81 dólares por barril, respectivamente. En el mismo período, el obtenido por la refinería de Shell en Deer Park fue 5.14 dólares por unidad de crudo procesada.

Pemex-Refinación: comparación de márgenes variables de refinación, Cadereyta-Madero-Minatitlán vs. Deer Park, 2004-2013 ^{a/}



^{a/} Cifras preliminares.

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

En adición, el SNR ha enfrentado diversos problemas operativos que limitaron la oportunidad de obtener un mejor resultado en 2013.

1.2. Producción de petroquímicos

En Petroquímicos, la producción en el período enero-diciembre fue de 1,253.0 mil toneladas, menor en 27.1% respecto al POA, 6.0% menor respecto al mismo período de 2012 y 30.3% menor con respecto al POT-I.

Pemex-Refinación: elaboración de productos petroquímicos, enero-diciembre 2012-2013
(miles de toneladas)

	2012	2013		Variaciones porcentuales			
	Real (1)	Real (2)	POA (3)	POT-I (4)	(2)/(1)	(2)/(3)	(2)/(4)
Petroquímicos	1,333.4	1,253.0	1,718.5	1,799.0	-6.0	-27.1	-30.3
Básicos ^{a/}	466.7	419.4	598.8	673.1	-10.1	-30.0	-37.7
Materia prima p/negro de humo	466.7	419.4	598.8	673.1	-10.1	-30.0	-37.7
Secundarios	431.0	405.8	604.9	600.9	-5.8	-32.9	-32.5
Propano-propileno	0.0	0.0	126.7	135.1	-	-100.0	-100.0
Propileno	431.0	405.8	478.2	465.9	-5.8	-15.1	-12.9
No Clasificados	435.7	427.8	514.8	525.0	-1.8	-16.9	-18.5
Anhidrido carbónico	12.5	14.5	0.0	0.0	15.3	-	-
Azufre	419.4	409.1	505.2	513.5	-2.4	-19.0	-20.3
Isopropanol	3.8	4.3	9.6	11.5	12.6	-55.7	-63.0

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

1.3. Mercado interno

Precios al público

Gasolinas y diesel

A continuación se muestra la lista de precios vigentes de diciembre de 2012 a diciembre de 2013.

Pemex-Refinación: precios al público de combustibles automotrices en zona resto del país, 16% de IVA.

(pesos por litro)

	Precio al público	Variación vs mes anterior
Pemex Magna		
08-dic-12	10.81	0.09
05-ene-13	10.92	0.11
09-feb-13	11.03	0.11
02-mar-13	11.14	0.11
06-abr-13	11.25	0.11
04-may-13	11.36	0.11
01-jun-13	11.47	0.11
06-jul-13	11.58	0.11
03-ago-13	11.69	0.11
07-sep-13	11.80	0.11
05-oct-13	11.91	0.11
02-nov-13	12.02	0.11
07-dic-13	12.13	0.11
Pemex Premium		
08-dic-12	11.37	0.09
05-ene-13	11.48	0.11
09-feb-13	11.59	0.11
02-mar-13	11.70	0.11
06-abr-13	11.81	0.11
04-may-13	11.92	0.11
01-jun-13	12.03	0.11
06-jul-13	12.14	0.11
03-ago-13	12.25	0.11
07-sep-13	12.36	0.11
05-oct-13	12.47	0.11
02-nov-13	12.58	0.11
07-dic-13	12.69	0.11
Diesel		
08-dic-12	11.17	0.09
05-ene-13	11.28	0.11
09-feb-13	11.39	0.11
02-mar-13	11.50	0.11
06-abr-13	11.61	0.11
04-may-13	11.72	0.11
01-jun-13	11.83	0.11
06-jul-13	11.94	0.11
03-ago-13	12.05	0.11
07-sep-13	12.16	0.11
05-oct-13	12.27	0.11
02-nov-13	12.38	0.11
07-dic-13	12.49	0.11

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

El comportamiento y magnitud de los diferenciales entre los precios de combustibles en México y los precios que rigen en la frontera Sur de Estados Unidos de América, así como la inseguridad que impera en el norte de la República Mexicana, provocaron patrones de consumo heterogéneos, en la frontera Norte de nuestro país, para los diversos productos automotrices. Al comparar lo observado en el período enero-diciembre de 2013 con período similar de 2012, en la frontera Norte, se observa lo siguiente:

- Las ventas de Pemex Magna bajaron 11.3%, lo cual fue consistente, con el comportamiento de las ventas totales en el país, que presentaron un decremento de 6.7%.
- Las ventas de Pemex Premium bajaron 15.4%, comportamiento en el sentido contrario aunque en menor grado, que el observado en las ventas totales en México, mismas que aumentaron 35.9%.
- Las ventas de Pemex Diesel presentaron un decremento de 9.4%, en congruencia aunque en mayor magnitud, con lo ocurrido en las ventas totales en el país, que bajaron 2.0%.

Durante el período enero-diciembre de 2013, los diferenciales de precios de combustibles automotrices entre Estados Unidos de América y México presentaron alzas y bajas, derivado del comportamiento del precio internacional del crudo marcador WTI. Es importante recordar que para las gasolinas que se comercializan en la frontera norte de nuestro país, se opera con un esquema de precios homologados, con un precio máximo equivalente al precio vigente en el resto del país (con IVA de 16%).

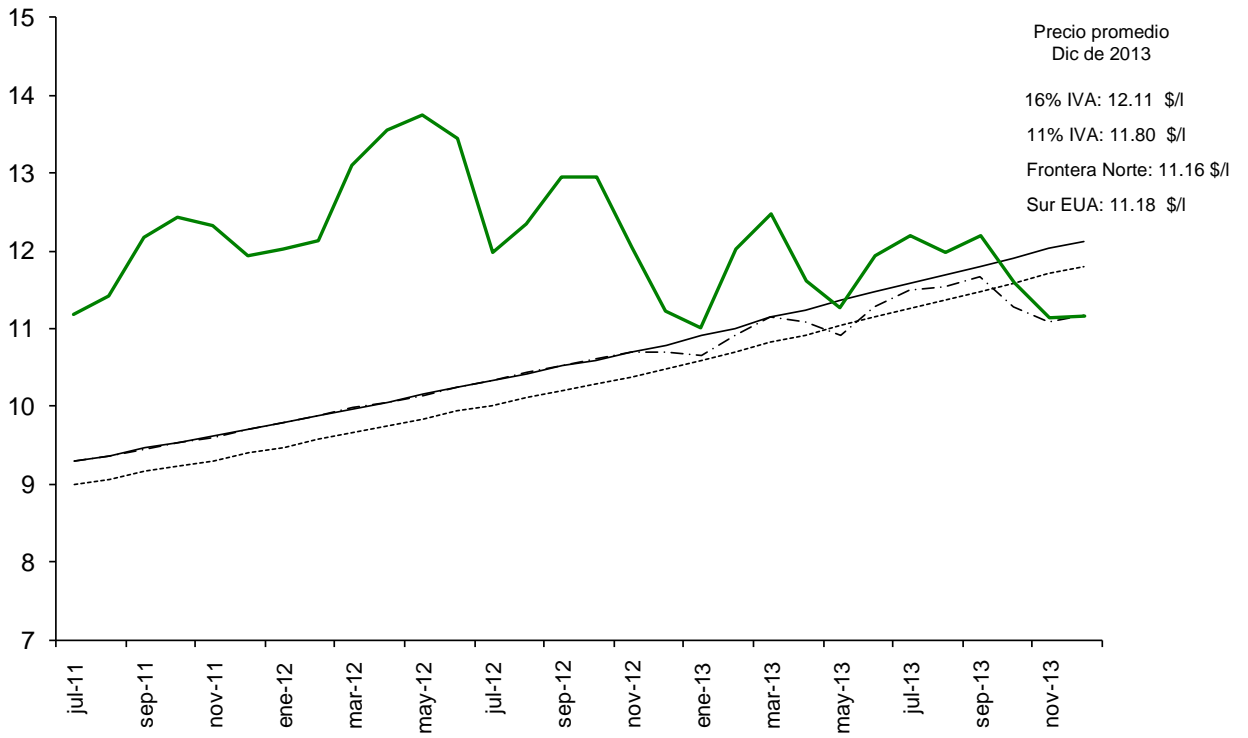
Por otro lado, con la finalidad de reducir el diferencial existente entre los precios de referencia internacionales y los precios nacionales, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mantuvo el esquema de incrementos mensuales en los precios al público de los combustibles automotrices, que inició en enero de 2010:

-
- En lo que se refiere a la gasolina Pemex Magna y al Diesel:
 - Desde diciembre de 2011 y hasta diciembre de 2012, los incrementos mensuales fueron de 9 centavos de peso por litro.
 - Desde enero de 2013 y hasta diciembre de 2013, los incrementos mensuales fueron de 11 centavos de peso por litro.
 - Para el caso de la gasolina Pemex Premium:
 - Desde diciembre de 2011 y hasta junio de 2012, los incrementos mensuales en los precios al público fueron de 5 centavos de peso por litro.
 - A partir de julio de 2012, los incrementos mensuales empezaron a registrar aumentos adicionales de 1 centavo de peso por litro mensual, hasta llegar a un incremento de 9 centavos de peso por litro en octubre, aumento que se quedó fijo hasta diciembre de 2012.
 - Desde enero de 2013 y hasta diciembre de 2013, los incrementos mensuales fueron de 11 centavos de peso por litro.

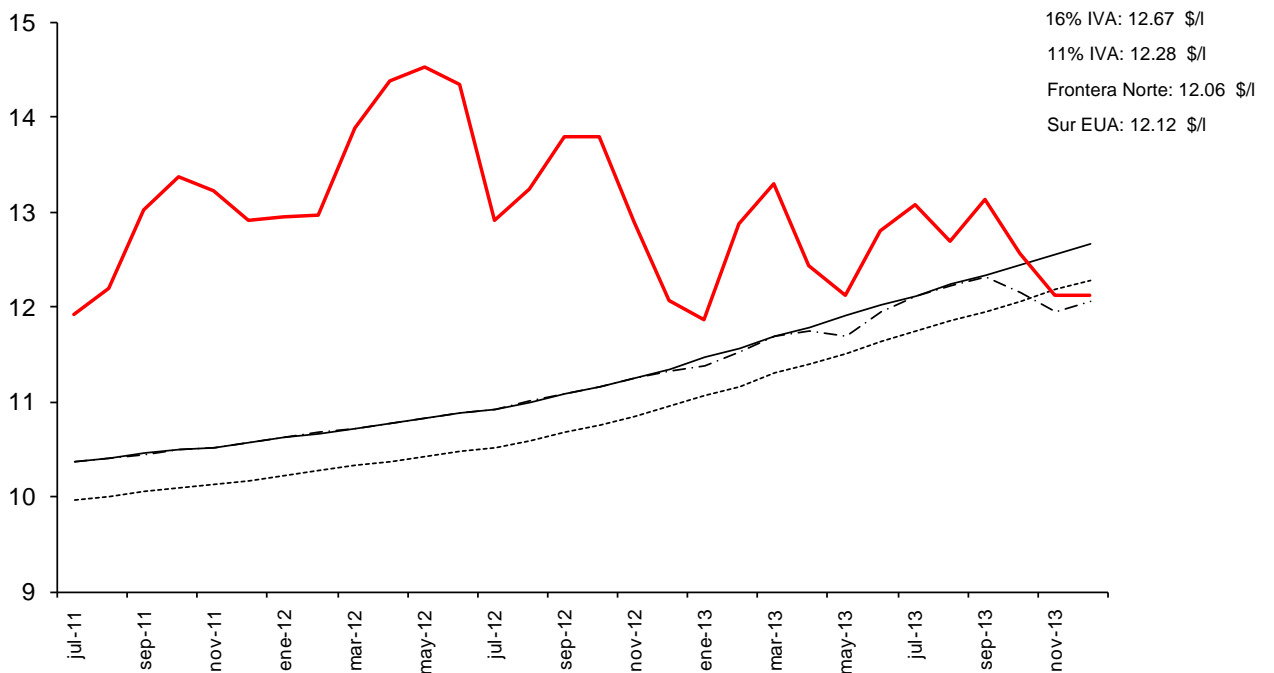
Durante el período enero-diciembre de 2013:

- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Regular que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Magna (en la franja fronteriza Norte), fue de 0.54 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio de la Unleaded Premium que se comercializa en el sur de EUA, con respecto a la gasolina Pemex Premium (en la franja fronteriza Norte), fue de 0.76 pesos por litro.
- La diferencia promedio del precio del diesel vigente en el sur de EUA, con respecto al precio nacional del diesel en zona de 11% de IVA, fue de 1.59 pesos por litro.

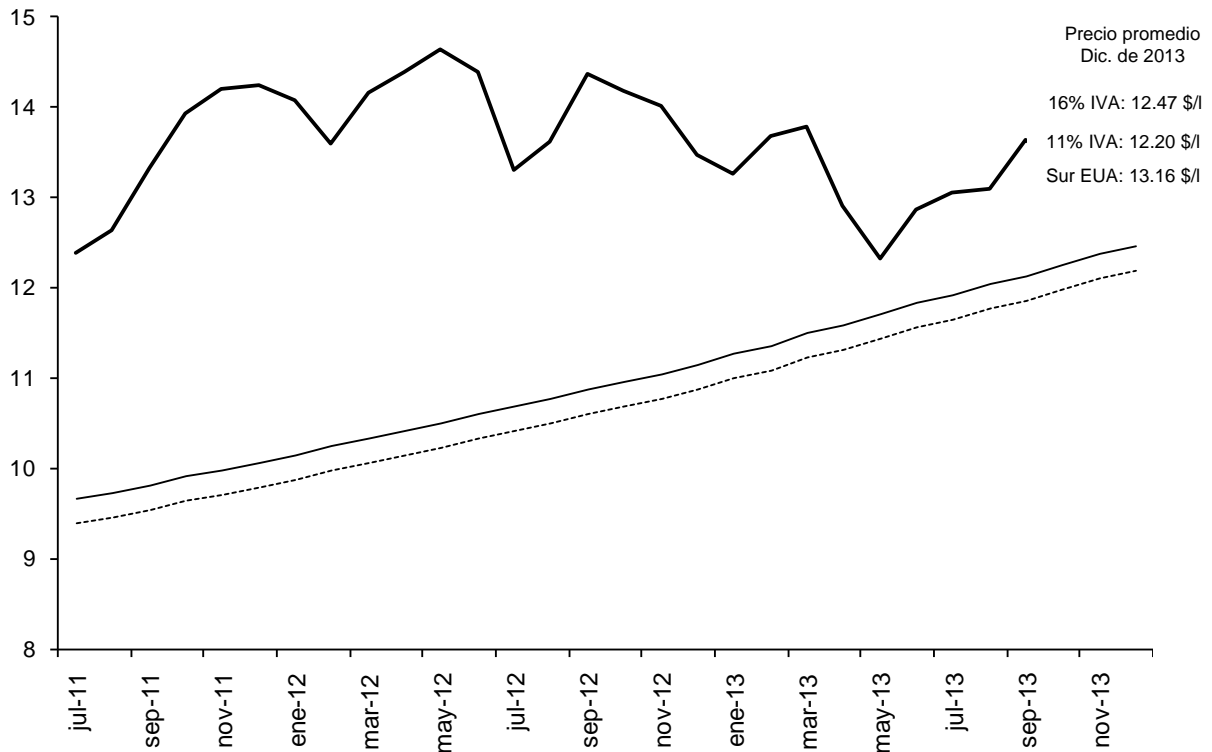
Pemex-Refinación: precios de la gasolina Magna en México y Unleaded Regular en EUA
(pesos por litro)



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



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



Otros petrolíferos

El precio promedio de la turbosina en diciembre de 2013, resultó 0.8% superior al registrado en diciembre de 2012.

Al comparar los precios promedio del combustóleo de diciembre de 2013, con los de diciembre de 2012, conforme al cuadro que sigue, se observa un decremento de 3.6% en los correspondientes a la CFE y un decremento de 2.4% en los de otros clientes diferentes a CFE. En términos energéticos, en diciembre de 2013, el precio promedio del combustóleo para otros clientes resultó 284 % superior al precio del gas natural.

Pemex-Refinación: precios al público, 2012-2013
(pesos/metro cúbico)

	2012												2013												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
Pemex Magna*																										
16% IVA	10,790	10,906	10,999	11,136	11,232	11,349	11,470	11,562	11,683	11,778	11,900	12,020	12,110	1,320	12.2%											
11 % IVA	10,480	10,596	10,689	10,826	10,922	11,039	11,160	11,252	11,373	11,468	11,590	11,710	11,800	1,320	12.6%											
Frontera Norte	10,705	11,018	12,031	12,474	11,611	11,281	11,935	12,198	11,978	12,191	11,590	11,150	11,180	475	4.4%											
Pemex Premium*																										
16% IVA	11,350	11,466	11,559	11,696	11,792	11,909	12,030	12,122	12,243	12,338	12,460	12,570	12,670	1,320	11.6%											
11 % IVA	10,960	11,076	11,169	11,306	11,402	11,519	11,640	11,743	11,853	11,948	12,070	12,190	12,280	1,320	12.0%											
Frontera Norte	11,331	11,873	12,879	13,301	12,441	12,122	12,820	13,093	12,707	13,148	12,570	12,140	12,120	789	7.0%											
Pemex Diesel*																										
16% IVA	11,150	11,266	11,359	11,496	11,592	11,709	11,830	11,922	12,043	12,138	12,160	12,380	12,470	1,320	11.8%											
11 % IVA	10,880	10,996	11,089	11,226	11,322	11,439	11,560	11,652	11,773	11,868	11,990	12,110	12,200	1,320	12.1%											
Turbosina*	11,843	12,142	12,687	11,917	10,789	10,374	11,071	11,415	11,746	12,339	11,609	11,448	11,935	92	0.8%											
Combustóleo Pesado*																										
CFE	8,338	8,144	8,175	8,257	8,077	7,494	7,458	7,458	7,688	7,626	7,960	8,316	8,036	-302	-3.6%											
Otros clientes	8,535	8,825	8,869	8,654	7,943	7,943	7,943	8,137	8,095	8,581	8,553	8,349	8,334	-201	-2.4%											

*Precios promedio

Precios productor

El nivel de las cotizaciones de la gasolina Unleaded Regular 87 en el mercado spot de la Costa Norteamericana del Golfo de México (referencia para el cálculo de los precios productor de Pemex Magna y Pemex Premium), así como el del Fuel Oil número 2 de 0.05% de azufre (referencia para el cálculo del precio productor del diesel), asociados a un entorno de precios nacionales acotados, arrojaron tasas de IEPS negativas para gasolinas y dieseles en diciembre de 2013.

Pemex-Refinación: precios productor, 2012-2013
(promedio, pesos/metro cúbico)

	2012												2013												Variación	
	Diciembre (0)	Enero (1)	Febrero (2)	Marzo (3)	Abril (4)	Mayo (5)	Junio (6)	Julio (7)	Agosto (8)	Septiembre (9)	Octubre (10)	Noviembre (11)	Diciembre (12)	Absoluta (12/0)	Porcentual (12/0)											
Pemex Magna	9,807	9,430	10,076	10,979	10,473	9,438	9,420	9,851	10,123	10,342	10,099	9,571	9,370	-437	-4.5%											
Pemex Premium	10,800	10,739	11,590	12,633	12,143	11,158	11,044	11,765	11,758	11,708	11,613	10,873	10,627	-173	-1.6%											
Pemex Diesel	10,848	10,537	10,687	11,214	10,489	9,865	9,613	9,949	10,281	10,503	10,948	10,574	10,304	-544	-5.0%											

Comparando los precios productor de diciembre de 2013 contra los observados en diciembre de 2012, los de Pemex Magna, Pemex Premium el de Pemex Diesel presentaron decrementos de 4.5%, 1.6% y 5.0%, respectivamente.

Comité de Precios

En las sesiones ordinarias y extraordinarias del Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural, Petroquímicos e Interorganismos, realizadas de enero a diciembre de 2013, se presentaron diversas propuestas y notas informativas, destacando:

- Propuesta de prórroga de aplicación del mecanismo de precio de contrato en período de estabilización del coque de la refinería de Minatitlán.
- Nota informativa sobre la evolución del mercado de combustibles automotrices en la frontera Norte y el resto del país.
- Nota informativa de la revisión de los precios piso y techo del precio contractual de coque en Madero y Cadereyta de Cemex.
- Nota informativa sobre el descuento en la fórmula de propileno grado químico para clientes contractuales.
- Nota informativa sobre la evolución de la venta de Asfaltos.
- Nota informativa sobre la actualización de márgenes comerciales a clientes contractuales diferentes a Estaciones de Servicio y para Estaciones de Servicio de autoconsumo de diesel.
- Propuesta de Asfaltos Superpave PG.
- Propuesta de Homologación de Precios de las refinerías de Tula y Salamanca de Asfaltos AC y PG.
- Propuesta para la modificación del mecanismo de precio público y precio contractual para ASA del Gasavión 100/130.
- Propuesta de Precios interorganismos de turbosina en los centros embarcadores de Pemex-Refinación.
- Propuesta de actualización de márgenes comerciales para adquirentes de Pemex Magna, Pemex Premium, Pemex Diesel, Diesel industrial bajo azufre y Diesel Marino Especial.

Ventas internas

En 2013, Pemex-Refinación comercializó productos petrolíferos por 1,501.8 miles de barriles diarios (MBD), volumen inferior 3.4% al comercializado en 2012, es decir, menor en 53.7 MBD.

El volumen de ventas en 2013 fue menor en 2.4% a la meta proyectada en el POA 2013, al ubicarse 37.3 MBD por debajo de ella, así como las previsiones del POT en 2.7%, al resultar 41.2 MBD por debajo de la meta contemplada en el Programa.

Los productos con mayor impacto en el decremento del volumen de ventas en 2013, con respecto a 2012, son: la Gasolina Pemex Magna con 47.7 MBD (6.6%), Pemex Diesel con 6.2 MBD, el coque con 2.0 MBD (4.0%), el combustóleo pesado con 26.0 MBD (12.1%), y el Diesel Industrial Bajo Azufre con 0.7 MBD (1.5%).

El desempeño en el período enero–diciembre de 2013 por debajo 2.7% de la meta establecida en el POA, se desprende de la menor comercialización de la mayoría de los productos petrolíferos, toda vez que los únicos productos que presentaron volúmenes de venta por arriba de lo previsto en el programa son el combustóleo pesado, la Gasolina Pemex Premium y el Diesel Industrial Bajo Azufre.

En cuanto al POT, la mayoría de los productos petrolíferos tuvieron volúmenes de venta inferiores a las metas estipuladas en este Programa, el comportamiento superior al contemplado en el POT del combustóleo pesado en 2.9 MBD (1.5%), combustóleo intermedio 15 en 1.0 MBD (76.9%), la Gasolina Pemex Premium en 2.2 MBD (1.8%), y las especialidades en 0.3 MBD, no permitieron que el volumen de ventas del total de petrolíferos en 2013 superara las proyecciones del POT, quedando por debajo en 41.2 MBD (2.6%).

Pemex-Refinación: volumen de las ventas internas, enero-diciembre 2012-2013

(miles de barriles diarios)

	2012	2013 ^{a/}	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	1,555.5	1,501.8	1,539.1	1,543.0
Gasolinas	803.7	787.3	812.7	801.7
Diesel	400.5	391.7	407.2	408.0
Combustóleo	214.4	189.3	167.2	185.4
Otros ^{c/}	137.0	133.5	151.9	147.9

^{a/} Cifras preliminares al 16 de enero de 2014.

^{b/} Se utilizó para el primer trimestre la versión 1.1 del POT, para el segundo trimestre la versión 3.1 del POT, para el tercer trimestre la versión 6.1 del POT, y para el cuarto trimestre la versión 9.1 del POT .

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

Gasolinas

El volumen de venta total de productos petrolíferos comercializados por Pemex-Refinación, fue de 1 mil 501.8 miles de barriles diarios (MBD) en el período enero–diciembre de 2013, es decir, 53.7 MBD menor en relación al mismo lapso de 2013. La caída es atribuible, en orden de magnitud, a una menor comercialización de cope, gasolinas, diesel y asfaltos (en 25, 16, 9 y 5 MBD, respectivamente).

Las mayores ventas de turbosina (por 2.9 MBD) no compensan la pérdida volumétrica observada en el lapso de análisis.

Al realizar el análisis para gasolinas, el volumen de ventas en 2013, representó el 52.4 por ciento del volumen total de petrolíferos, ubicándose en 787.3 MBD. Esta comercialización resultó inferior en 2.0 por ciento a la observada en el período equivalente de 2012. Al comparar contra el POA y POT, el volumen de ventas en el período enero–diciembre de 2013 no alcanzó las metas prevista en el programa en 3.1 y 1.8%, respectivamente.

Destaca que el volumen comercializado de Pemex Premium, fue superior al observado en 2012 en 31.4 MBD (35.7%), así como por arriba de las metas estipuladas en el POA y en el POT de 2013, en 32.3 MBD (37.1%) y en 2.2 MBD (1.9%), respectivamente. Lo anterior podría explicarse principalmente por el cambio en el patrón de consumo derivado de la consistente reducción que se ha venido dando

en el diferencial de precio entre las dos gasolinas, sin embargo el crecimiento observado en este producto no compensó la baja en el grupo gasolinas.

Como se señaló, lo que determinó la baja en el total de gasolinas, fue el volumen comercializado de ventas de la gasolina Pemex Magna que en el período de análisis, fue inferior al observado en 2012 en 47.7 MBD (6.7%), así como por debajo de las metas estipuladas en el POA y en el POT, en 57.2 MBD (7.9%) y en 16.3 MBD (2.4%), respectivamente.

Aunque se nota que en el tiempo, el comportamiento de la actividad económica ya no tiene una alta correlación con el comportamiento de la comercialización de gasolinas, se considera conveniente señalar que el decremento del volumen de ventas de gasolinas en el período enero-diciembre de 2013, con respecto a 2012, responde a lo observado en los indicadores de la economía nacional, al menos hasta noviembre de 2013.

La variación del IGAE (índice global de la actividad económica) fue negativa (0.04%) en los primeros once meses de 2013 al comparar con idéntico lapso de 2012. El desempeño por debajo de la meta prevista en los programas operativos POA y POT de 2013 responde a que la programación consideró un pronóstico más optimista y alineado al crecimiento de la economía.

Pemex-Refinación: ventas internas de gasolinas, enero-diciembre 2012-2013 (miles de barriles diarios)				
	2012	2013 ^{a/}	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Gasolinas	803.7	787.3	812.7	801.7
Pemex Magna	715.3	667.6	724.9	683.9
Pemex Premium	87.9	119.2	87	117
Otras ^{c/}	0.5	0.5	0.8	0.8

^{a/} Cifras preliminares al 16 de enero de 2014.

^{b/} Contempla la versión 1.1 para el primer trimestre de 2013, la versión 3.1 para el segundo trimestre de 2013, la versión 6.1 para el tercer trimestre de 2013 y la versión 9.1 del POT para el cuarto trimestre.

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

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

Diesel

En 2013 se comercializaron 391.7 MBD de Diesel, contribuyendo al 26.1% del volumen total de ventas de petrolíferos. Este desempeño representa un decremento de 2.2% con respecto al volumen observado en 2012, equivalente a 8.8 MBD, y un comportamiento similar respecto a lo estipulado en los programas operativos POA y POT de 2013, al ubicarse 3.8% (15.5 MBD) por debajo de la meta prevista en el POA, y 4.0% (por debajo 16.2 MBD) de la meta contemplada en el POT.

El volumen de ventas del Pemex Diesel para uso automotriz, representó el 85.1% del volumen total de ventas del Diesel en 2013, con 333.2 MBD; este volumen es apenas 1.8% por debajo del observado en el período equivalente de 2012 y congruente con lo estimado en el POA y POT de 2013, al ubicarse en 17.4 MBD (5.0%) por debajo de la meta prevista en el mismo, y en 8.9 MBD (2.6%) respectivamente. El decremento en el volumen de ventas en 2013 respecto el año anterior, deriva de que se presentaron condiciones climatológicas más críticas que en 2012, reflejándose en mayor medida en el consumo, del sector agrícola, ya que provocó en algunos casos la pérdida de las cosechas y la necesidad de posponer la siembras; por otra parte. También el sector minero sufrió una reducción en la actividad derivado de los meteoros.

El consumo de Diesel Industrial Bajo Azufre en el período enero–diciembre de 2013 fue de 44.8 MBD, resultando 1.5% inferior al volumen comercializado en el período equivalente de 2012, así como por arriba de la meta contemplada en el programa operativo POA 2013 en 8.0 MBD (21.8%). Lo anterior obedece en gran medida a la baja oferta de gas natural, derivada de alertas críticas y de causas de fuerza mayor reportadas por Pemex Gas y Petroquímica Básica, que ha ocasionado que los sectores industrial y energético compensen sus requerimientos con Diesel Industrial Bajo Azufre; de igual forma, las restricciones ambientales que aplican para diversas localidades, limitan también el uso de combustóleo lo que provoca sustitución de combustóleo por Diesel Industrial Bajo Azufre en el sector industrial.

Las ventas fueron inferiores en el POT con 5.2 MBD (10.4%) el cual es debido a que en la programación se consideró incluso un mayor requerimiento el sector energético (CFE) e industrial, al registrado en las ventas.

Pemex-Refinación: ventas internas de diesel, enero-diciembre 2012-2013
(miles de barriles diarios)

	2012	2013 ^{a/}	Diferencia Volumétrica	Diferencia Porcentual
Diesel Total	400.5	391.7	8.8	-2.2
Pemex Diesel	339.4	333.2	6.2	-1.8
Diesel Industrial Bajo Azufre	45.5	44.8	0.7	-1.5
Diesel Marino	15.6	13.7	1.9	-12.0

^{a/} Cifras preliminares al 16 de enero de 2014.

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

Querosenos

En 2013, las ventas de turbosina representaron prácticamente el total de la comercialización de querosenos, con 62.2 MBD, volumen superior al observado en el período equivalente de 2012 en 2.9 MBD, lo que significa un incremento de 4.9%. Este comportamiento se ubicó por debajo de las metas planteadas en el POA y en el POT 2013, en 2.6% y 1.9%, respectivamente.

El volumen comercializado de turbosina en el período enero–diciembre de 2013, por arriba del registrado en el mismo período del año anterior, responde al incremento en el número de pasajeros de origen nacional e internacional, tanto de itinerario regular como de temporada y a una mayor conectividad, incremento en número de aeronaves en las diferentes líneas aéreas.

El desempeño por debajo de la meta establecida en el POA 2013 se debe, principalmente, a que éste se estimó previo a la salida de algunas líneas aéreas. En el caso del POT, fue similar al previsto debido a estimaciones del mercado.

Gasóleo Doméstico

El volumen de ventas de Gasóleo Doméstico en 2013 se ubicó en 0.7 MBD, volumen que, si bien superior en 12% de aquél registrado en el 2012, es decir, 0.071 MBD por arriba, congruentemente con lo previsto POT en 5.9% (0.031 MBD) y por debajo del programa operativo POA en 18.5% (0.151 MBD). Este producto se utiliza primordialmente en algunos sistemas de calentamiento doméstico, por lo que su comportamiento está sujeto, a las condiciones climatológicas en el norte del país, el desempeño por arriba de 2012 y POT responde a que este período fue más frío de lo que se esperaba.

Combustóleo

El volumen de ventas de combustóleo pesado en 2013, representó el 99.3% del volumen comercializado de combustóleo, con 188.0 MBD. Este comportamiento significó un decremento de 12.1% sobre la comercialización del producto en el período enero–diciembre de 2012, y superó las metas del POA y del POT 2013, en 13.9% y 1.6%, respectivamente.

El decremento de las ventas respecto al período enero-diciembre de 2012, fue originado principalmente debido a que el 17 de septiembre de 2013, Comisión Federal de Electricidad (CFE) notificó una “Fuerza Mayor” a Pemex-Refinación, originada por las fuertes lluvias provocadas por la tormenta tropical Manuel y por el huracán Ingrid en costas del Pacífico y del Golfo de México, respectivamente, lo cual propició una fuerte disminución en el consumo de combustóleo a nivel nacional en los centros productores de electricidad; por lo anterior a partir de la segunda quincena de septiembre hasta diciembre de 2013, la generación de energía se llevó a cabo Hidroeléctricamente.

La comercialización estuvo por arriba de las metas previstas en el POA ya que se consideró el consumo de combustóleo pesado esperado por CFE para el 2013, referenciado al Volumen Firme Anual (VFA) que CFE se comprometió a retirar de los Centros Productores; sin embargo, la Fuerza Mayor declarada por CFE y su consecuente

disminución en el retiro de combustóleo pesado de los Centros Productores del SNR, en particular de los localizados en el centro del país, ponía en riesgo de disminución el Proceso de Crudo de la refinería de Tula, con la consecuente escases de productos refinados como gasolinas y diesel, por lo que se solicitó el apoyo de la SENER para que se instruyera a CFE, a fin de que aumentara sus retiros de COPE, vía ducto, desde la CT de Tula, forzando el despacho de energía de esa Central Termoeléctrica a combustóleo pesado.

En el POT se efectuaron ajustes y adecuaciones para adaptar la oferta de producto al comportamiento de la demanda ejercida por CFE, sin embargo, debido al apoyo que se solicitó a CFE, a través de la SENER, para mantener retiros de combustóleo pesado desde su CT de Tula, con la finalidad de mantener el Proceso de Crudo de esa Refinería, se entregó más producto del contemplado en el POT.

Coque

La comercialización de coque en el período enero–diciembre de 2013 se ubicó en 47.8 MBD, inferior en 4.0% a la correspondiente al período similar de 2012, y por debajo de las metas previstas en el POA y en el POT 2013, en 15.3% y en 15.0%, respectivamente.

Este comportamiento responde a: la falta de disponibilidad de producto en la refinería de Cadereyta debido a un mantenimiento extendido en la planta Coque a principio de año. Disminución en el programa de retiro por parte de PMI Trading en la refinería Minatitlán durante un mes por falta de capacidad de almacenamiento en la API (Administración Portuaria Internacional) de Coatzacoalcos, ocasionada por retrasos en las exportaciones por condiciones climatológicas adversas y a la migración del esquema de comercialización como resultado de la subasta realizada el pasado 21 de marzo, toda vez que las uniones de transportistas de Coatzacoalcos y Minatitlán impidieron el retiro de producto vía autotolva a partir del 16 de mayo, afectando considerablemente el cumplimiento de los programas conforme a lo contemplado, por otro lado, la falla en la báscula de carretolvas de la

refinería Madero durante diciembre, afectó la logística de entrega y por ende el cumplimiento a los programas de suministro.

Asfaltos

El volumen comercializado de asfaltos en el período enero–diciembre de 2013 fue de 17.3 MBD, inferior en 22.5% al alcanzado en el mismo período de 2012, y por debajo de las metas planteadas en el POA y en el POT 2013, en 29.6% y 14.7%, respectivamente. Este comportamiento se debe a la falta de obra por parte de la SCT y CAPUFE derivado del cambio de administración y de la liberación de los presupuestos federal, estatal y municipal, respectivamente, y por consecuencia la demanda de asfalto disminuyó notoriamente.

Lubricantes Básicos

El volumen vendido de lubricantes básicos en el 2013 ascendió a 4.4 MBD, superior en 13.5% al volumen comercializado en el período equivalente de 2012 y por debajo de la meta contemplada en el POA 2013 en 14.9%, pero por debajo de aquélla prevista en el POT 2013 en 28.4%.

El incremento con relación al volumen comercializado en el período de análisis de 2012, resulta de una mayor disponibilidad de producto respecto al año pasado. Sin embargo, ésta fue inferior al volumen que demanda el mercado, debido a que problemas operativos en la refinería de Salamanca no permitió la producción homogénea de los cuatro cortes de básicos, lo que explica el desempeño por debajo de los programas operativos a corto plazo.

Parafinas

El volumen comercializado de parafinas en 2013 de 0.7 MBD, resultó 6.5% inferior al observado en el período equivalente de 2012, pero inferior a las metas establecidas en el POA y en el POT 2013, en 20.0% y 33.4%, respectivamente. Este comportamiento se debe a la menor disponibilidad de parafina “A” en noviembre y diciembre de

2013, por el mantenimiento de la planta que la produce y por el cierre temporal al final del año de varios clientes, siendo menor el déficit respecto al año anterior a lo que demanda el mercado, lo que explica el desempeño por debajo de los programas operativos a corto plazo.

Especialidades

En el período enero–diciembre de 2013 se comercializaron 0.3 MBD de especialidades, volumen exactamente igual a lo observado en el año anterior. Lo anterior resulta de la disponibilidad similar de estos productos en ambos años.

Productos Petroquímicos

En 2013 las cifras preliminares al 16 de enero de 2013 indican que Pemex-Refinación comercializó 743.4 mil toneladas de productos petroquímicos, volumen que resultó superior en 13.3% al registrado en el período enero–diciembre de 2012, lo cual deriva, en su mayoría, del inicio de la comercialización por parte de Pemex-Refinación de la materia prima para negro de humo en mayo de 2012. El desempeño en el período de estudio no alcanzó la expectativa de los programas operativos, al resultar 34.5% inferior a la meta prevista en el POA y 28.7% a la contemplada en el POT.

Propileno

El volumen de ventas de propileno (grado refinería y grado químico) en el cuarto trimestre de 2013, se ubicó en 312.6 mil toneladas, 11.0% inferior al observado en el período respectivo de 2012, así como por debajo de las metas establecidas en el POA y en el POT 2013, en 40% y 32%, respectivamente. La disminución en el consumo con respecto al registrado en el cuarto trimestre de 2012, así como el desempeño por debajo de las metas previstas en los programas operativos, obedece primordialmente a: la contingencia en el suministro de gas natural en la zona Norte, la cual afectó la disponibilidad de producto en la refinería de Cadereyta, así como la extensión del mantenimiento preventivo de la planta catalítica I de

dicha refinería. Asimismo, las condiciones climatológicas en la zona Altamira-Cadereyta debido al fenómeno natural Ingrid suspendió el arribo de unidades debido a 17 derrumbes. Problemas de calidad de producto en la refinería de Madero y la operación sólo de una catalítica, aunado a los altos inventarios de LPG, provocó la falta de disponibilidad de propano-propileno. Funcionamiento de las plantas catalíticas I y II de la refinería de Tula de manera intercalada durante el período de análisis. Fallas en la planta catalítica II de la refinería de Minatitlán. Bloqueos en la zona del Istmo, afectaron el arribo de unidades a la refinería de Salina Cruz. Declaratoria de caso fortuito o fuerza mayor del cliente Indelpro durante marzo, suspendiendo totalmente sus retiros.

Materia Prima para Negro de Humo (MPNH)

En el período enero–diciembre de 2013 se comercializaron 426.3 mil toneladas de MPNH, lo que resultó superior a lo comercializado en el mismo período del año anterior en 39.0%, e inferior a lo contemplado en el POA y en el POT, en 28.8% y 25.9%, respectivamente. El volumen de ventas por arriba de lo registrado en el cuarto trimestre de 2012, se debe a que se comercializó un volumen superior al del año pasado, debido a que en 2012, sólo se comercializó 8 meses (de mayo a diciembre); y a su vez no se lograron las expectativas del POA y POT debido a que la oferta de producto en las refinerías de Cadereyta y Madero no cumple con la especificación en el parámetro de cenizas, lo que afecta el retiro por parte de los clientes.

Valor de las Ventas Internas de Petrolíferos

Las ventas internas de productos petrolíferos comercializados por Pemex-Refinación durante el período enero–diciembre de 2013, resultaron en ingresos por 741,359.4 millones de pesos, lo que representa, sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, la generación de un ingreso adicional con respecto al mismo período de 2012 de 27,085.2 millones de pesos, es decir, un incremento del 3.8%.

Con respecto al POA, los ingresos obtenidos por la comercialización de petrolíferos en el cuarto trimestre de 2013, también sin considerar la devolución de ingresos por IEPS negativo, fueron 5.6% inferiores a la meta estipulada en el mismo, y en relación con el POT, se ubicaron 12.8% por debajo de la meta contemplada en este programa.

Pemex-Refinación: valor de las ventas internas de petrolíferos, enero-diciembre 2012-2013 ^{a/}
(millones de pesos)

	2012	2013	POA (V.1.0)	POT ^{b/}
Total Petrolíferos	714,274.2	741,359.4	785,711.2	850,818.8
Gasolinas	369,165.1	404,889.5	450,736.0	481,582.1
Diesel	193,722.6	211,471.4	222,622.3	241,390.2
Combustóleo	99,839.9	78,001.8	64,107.2	76,786.0
Otros ^{c/}	51,546.6	46,996.7	48,245.6	51,060.4

^{a/} Cifras preliminares al 16 de enero de 2014 .

^{b/} Contempla la versión 1.1 para el primer trimestre de 2013, la versión 3.1 para el segundo trimestre de 2013, y la versión 6.1 para el tercer trimestre .de 2013.

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

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

Valor de las Ventas Internas de Petroquímicos

Por lo que respecta a la comercialización de productos petroquímicos por parte de Pemex-Refinación, en 2013 se alcanzó un monto de ventas de 6,957.6 millones de pesos, cifra que refleja un incremento de 6.3%, equivalente a 412.7 millones de pesos, al comparar con respecto al período enero–diciembre de 2012. En lo tocante a los programas operativos, los ingresos obtenidos en el período de estudio resultaron 33.2% inferiores a la meta estipulada en el POA, y 3.2% superior a lo previsto en el POT.

1.4. Mercado internacional

Las exportaciones netas en el período enero–diciembre de 2013 presentan un saldo negativo por un volumen de 414.06 miles de barriles diarios (MBD) en la balanza comercial. Este déficit en la balanza comercial de 2013 es 19.3% menor al obtenido en el mismo período de 2012, lo que equivale a 98.79 MBD.

El volumen de las exportaciones netas fue menor a lo previsto en el POA en 21.0% y mayor a lo estipulado en el POT en 1.2% en la balanza comercial.

Exportaciones

El volumen exportado en el período enero-diciembre de 2013 totalizó 109.41 MBD, aumentando en 37.05 MBD con respecto al comportamiento en el período equivalente de 2012, lo que representa un incremento del 51.2%. Asimismo, fue mayor a lo previsto en el POA en 9.7% y mayor a lo estipulado en el POT en 70.1%.

Pemex-Refinación: balanza comercial, enero-diciembre 2012-2013 (miles de barriles diarios)				
	2012	2013 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-512.85	-414.06	-342.27	-419.09
Exportaciones	72.36	109.41	99.71	64.31
Importaciones ^{c/}	585.21	523.47	441.98	483.4

^{a/} Considera cifras oficiales enero-diciembre 2013.

^{b/} Considera enero-marzo POT I vers 1.1, abril-junio POT II vers 3.1, julio-septiembre POT III vers 6.1, octubre-diciembre POT IV vers 9.1

^{c/} En el período enero-diciembre de 2013, no hubo importación de petroquímicos.

El aumento de las exportaciones de combustóleo en 25.4 MBD, de las de diluyente (contabilizado dentro de las exportaciones de Diesel) en 6.6 MBD, y de las de turbosina en 1.2 MBD, con respecto al período equivalente de 2012, así como el inicio de la exportación de coque en el primer semestre de 2013, que registró 3.8 MBD, fueron las causas de la variación de los volúmenes.

Importaciones

El volumen de las importaciones fue por 523.47 MBD en el período de análisis. Dicho volumen representó un decremento de 61.74 MBD con respecto al período equivalente de 2012, lo que significó un volumen 10.6% menor al observado en el mismo período de 2012.

Las importaciones observadas fueron mayores en 18.4% a las proyectadas en el POA y 8.3% mayores con respecto a lo

contemplado en el POT. La diferencia se debe a la disminución de la producción nacional con respecto a lo que se había estimado, siendo la causa principal la reprogramación en el mantenimiento de las plantas en el SNR.

La gasolina premium, el diesel, el MTBE y el combustóleo fueron los productos que tuvieron mayor impacto, ya que se importaron cantidades 108.8%, 33.7%, 16.2% y 8,945.7% mayores a las proyectadas en el POA, equivalentes a 60.7 MBD, 27.0 MBD, 1.49 MBD y 31.0 MBD, respectivamente.

Valor del comercio exterior

El importe de las exportaciones en el período enero-diciembre de 2013 fue por 3,360.61 millones de dólares, 34.6% mayor con respecto al reportado en el período equivalente de 2012.

Al comparar con valores estimados, el importe observado de las exportaciones en el período de análisis fue mayor en 10.2% al proyectado en el POA y en 54.7% con respecto al POT.

Pemex-Refinación: valor de la balanza comercial, enero-diciembre 2012-2013 (millones de dólares)				
	2012	2013 ^{a/}	POA	POT ^{b/}
Saldo del comercio exterior	-25,381.50	-20,787.07	-14,191.98	-19,229.37
Exportaciones	2,497.31	3,360.61	3,048.81	2,172.89
Importaciones ^{c/}	27,878.81	24,147.69	17,240.79	21,402.26

^{a/} Considera cifras oficiales enero-diciembre 2013.

^{b/} Considera enero-marzo POT I vers 1.1, abril-junio POT II vers 3.1, julio-septiembre POT III vers 6.1, octubre-diciembre POT IV vers 9.1.

^{c/} En el periodo enero-diciembre de 2013, no hubo importación de petroquímicos.

La importación de productos en el período enero-diciembre de 2013 fue por 24,147.69 millones de dólares, menor en 3,731.12 millones de dólares al importe de las mismas en el período equivalente de 2012, lo que representa un decremento de 13.4%. Este importe es mayor 40.1% al pronosticado en el POA y 12.8% mayor al previsto en el POT.

2. Presupuesto de inversión en flujo de efectivo

El presupuesto vigente autorizado para el período enero-diciembre de 2013 presenta un monto anual en flujo de efectivo de 30,083.1 millones de pesos.

Los proyectos con mayor participación en la erogación fueron:

- Mantenimiento de la capacidad de producción de las 6 refinerías.
- Calidad de los combustibles (fase gasolinas).
- Estudio de preinversión para un nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo.

Causas de las variaciones.

En el caso de producción influyeron dos proyectos en el subejercicio:

Suministro de vapor a la refinería de Salamanca desde un proyecto externo de cogeneración. El subejercicio es debido al atraso en la contratación del IPC, no se logró tramitar el anticipo y la compañía no presentó la primera estimación, no se cuenta con la cobertura de la totalidad de plazas.

Trabajos preparativos para el acondicionamiento del terreno para el nuevo tren de refinación en Tula, Hidalgo. Los trabajos están concluidos al 100%. Se encuentra en trámite de autorización de precios unitarios extraordinarios. Se presentó reprogramación de las libranzas, derivado de los programas operativos de CFE, lo que ha impedido terminar los trabajos de vestido de postes y tendido de cables.

Por lo que se refiere a distribución destacó el proyecto:

Transporte de gas natural de Jáltipan a la refinería de Salina Cruz. La empresa SOLAR presentó los trabajos de Jáltipan, Medias Aguas y Donaji los cuales fueron de Integración de Accesorios, de Tubing e

Instrumentación así como Instalación y alineación de paquetes de Turbina.

Con respecto al entorno ecológico, el subejercicio fue en:

Calidad de los combustibles. Fase gasolinas. Las causas del subejercicio son motivadas por plazas adicionales requeridas por la rama operativa, esto con el fin de llevar a cabo el prearranque, arranque y puesta en operación de las plantas en las refinerías de Cadereyta y Madero.

En la refinería de Madero se han presentado algunos atrasos en trabajos programados por causas no imputables al Contratista, debido a que Pemex, por problemas de disponibilidad operativa en la refinería, no logró cumplir con la entrega de las instalaciones en el período indicado para realizar los trabajos programados. Hay trabajos terminados pendientes de estimar; así como hitos de pago que aún no alcanzan el 100% para su reconocimiento como evento terminado.

Avance del ejercicio presupuestal del programa de inversiones en flujo de efectivo

Pemex-Refinación: avance del ejercicio presupuestal del programa de inversiones en flujo de efectivo, enero-diciembre 2013
(millones de pesos)

GF FUNCIÓN AI	AP	Presupuesto original anual (1)	Presupuesto modificado anual (2)	Presupuesto al período (3)	Ejercicio al período (4)	Variaciones		Particip. en la variación (7)	Avance del ejercicio	
						Absoluta (5) = (4) - (3)	Relativa (6) = (5) / (3)		Aprobado (8) = (4) / (1)	AutORIZADO 9 = (4) / (2)
	T o t a l	56,198.5	30,083.1	30,083.1	30,051.1	-31.9	-0.1	100.0	53.5	99.9
1	BUEN GOBIERNO	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	001 Función Pública y buen gobierno	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	DESARROLLO ECONOMICO	66,196.9	30,083.1	30,083.1	30,051.1	-31.9	-0.1	100.0	53.5	99.9
	226 Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones Minatitlán	23,524.5	15,000.6	15,000.6	15,000.6	0.0	0.0	0.0	63.8	100.0
	Estudio de pre inversión para la Conversión de residuales Salamanca	426.9	451.1	451.1	451.1	0.0	0.0	0.0	-	#DIV/0!
	Estudio de pre inversión para un nuevo ítem de refinación en Tula, Hidalgo	3,507.9	1,994.9	1,994.9	1,994.9	0.0	0.0	0.0	56.9	100.0
	Conversión de Residuales de la Refinería de Salamanca	2,621.8	476.0	476.0	476.0	0.0	0.0	0.0	18.2	0.0
	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	0.0	414.7	414.7	414.7	0.0	0.0	0.0	-	0.0
	Tren energético de la Refinería de Cadenreyta	719.7	250.8	250.8	250.8	0.0	0.0	0.0	34.8	0.0
	Otras inversiones	16,248.2	11,413.3	11,413.3	11,413.3	0.0	0.0	0.0	70.2	100.0
227	Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	8,624.2	8,979.9	8,979.9	8,979.9	0.0	0.0	0.0	104.1	100.0
	Infraestructura para incrementar la capacidad del sistema de Almacenamiento y Distribución Tuxpan - México	195.4	254.9	254.9	254.9	0.0	0.0	0.0	130.4	100.0
	Modernización Flota mayor	378.1	315.5	315.5	315.5	0.0	0.0	0.0	83.4	0.0
	Implantación del sistema SCADA a siete poliductos de la Red Nacional de Ductos de Pemex Refinación	168.8	63.8	63.8	63.8	0.0	0.0	0.0	37.8	100.0
	Terminal de Almacenamiento y Distribución Tapachula	251.0	271.2	271.2	271.2	0.0	0.0	0.0	108.0	0.0
	Otras inversiones	7,630.8	8,074.6	8,074.6	8,074.6	0.0	0.0	0.0	105.8	100.0
228	Comercialización de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	#DIV/0!	0.0
	Otras inversiones					0.0	0.0	0.0	-	0.0
230	Entorno ecológico	24,048.1	6,102.6	6,102.6	6,070.6	-31.9	-0.5	100.0	25.2	99.5
	Estudio de pre inversión para ingenierías básicas de Calidad de Combustibles	25.3	354.2	354.2	354.2	0.0	0.0	0.0	1,401.5	100.0
	Calidad de los combustibles	13,897.6	4,926.5	4,926.5	4,894.6	-31.9	-0.6	100.0	35.2	99.4
	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	100.0
	Construcción de una planta tratadora de aguas amargas en la refinería Madero	210.1	65.8	65.8	65.8	0.0	0.0	0.0	31.3	
	Otras inversiones	9,915.2	756.0	756.0	756.0	0.0	0.0	0.0	7.6	100.0

3. Seguridad industrial y protección ambiental

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

De enero a diciembre de 2013 la SASIPA aplicó del Plan Estratégico SSPA en materia de seguridad, salud en el trabajo y medio ambiente para Pemex-Refinación, con un alcance de 10 iniciativas, para reducir en el corto plazo los accidentes personales e incidentes industriales y tener entre otros beneficios, la reducción de paros no programados.

Se elaboraron y difundieron alertas de seguridad de los accidentes e incidentes relevantes.

Se ejecutó el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” con las siguientes actividades relevantes:

La Subdirección de Producción realizó sesiones de rendición de cuentas como parte de la operación del ELSSPA. Recibió el servicio de soporte técnico a la Función SSPA en el Sistema Nacional de Refinación para fortalecer su rol como asesor, normativo y auditor de los ELSSPA y SELSSPA, mientras que en las refinerías se realizaron actividades de soporte técnico para fortalecer el ciclo de ejecución de los Subequipos de Disciplina Operativa, Auditorías Efectivas, Investigación y Análisis de Incidentes.

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

En la Subdirección de Almacenamiento y Reparto se proporcionó apoyo para la revisión del ELSSPA y SELSSPA de la Subdirección y se ejecutó el proceso de soporte técnico en las Gerencias Regionales para apalancar a los ELSSPA y SELSSPA de cada una de ellas.

Se ejecutó el Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación de la Dirección Corporativa de Operaciones, la SASIPA,

DuPont y el propio Centro de Trabajo, tanto en Producción como en Distribución, los objetivos son: establecer las acciones que permitan de manera preventiva y en el corto plazo (octubre-diciembre) evitar la accidentabilidad, particularmente en aquellas instalaciones con mayor recurrencia de accidentes, alertar y establecer los controles por la posibilidad de incrementarse la ocurrencia de incidentes ó accidentes al acercarse la etapa final del año cuando tiende a relajarse la disciplina y se incrementa la carga de trabajo de la Línea de Mando con las actividades por Reparaciones Mayores.

Las líneas incluidas en este plan rector son: la planeación y ejecución segura de los trabajos, el cumplimiento de procedimientos operativos, la identificación y control de riesgos críticos y el reforzamiento de la práctica de Auditorías Efectivas.

Los resultados obtenidos a diciembre de 2013 son:

En identificación de riesgos: Recopilación de información de los equipos, de acuerdo al diagnóstico operacional (fallas en compresores, bombas, calentadores, etc.), informes de inspección técnica (emplazamientos, solicitudes de fabricación, inspecciones vencidas en equipos, líneas y PSV's) y Reporte de sistemas en falla (UPS's, Cuartos satélites, sistemas instrumentados, gas y fuego, etc.) para su evaluación y clasificación de los riesgos(Mapeo de Riegos) con personal técnico de cada sector, conforme a la Guía Técnica COMERI 144, para la programación de la atención de recomendaciones y seguimiento de su cumplimiento.

En la planeación y programación de los trabajos: Se dio asesoría en la realización de AST's Integrales en los Sectores seleccionados, por sus índices de accidentabilidad. También se brindó asesoría para la elaboración de AST's integrales en actividades de mantenimiento de alto riesgo en sectores que lo solicitaron, así como acompañamiento durante la realización de los trabajos para verificar el cumplimiento de las acciones preventivas planeadas en el AST-5, no habiéndose presentado incidente alguno durante su ejecución.

En relación a los procedimientos de operación y mantenimiento, se asesoró a la línea de mando para que elaboren programa de revisión de sus procedimientos operativos con responsables y fechas de cumplimiento y se aseguren que se incorporen los requisitos de la Guía de POPS de manera que estos procedimientos incluyan los límites seguros de operación, los puntos de alarma y/o paro, las consecuencias de operar fuera de los límites de proceso y las acciones que requieren ser realizadas para regresar a las condiciones normales de operación. Adicionalmente se verificó si en las revisiones de ciclos de trabajo incluyen en los procedimientos de operación las oportunidades detectadas.

En auditorías efectivas (AE), con base en la Planeación y Programación de trabajos de alto riesgo, con el grupo técnico del sector se verificó la programación y ejecución diaria de AE's, durante la ejecución de Trabajos de Mantenimiento se realizó el acompañamiento con el grupo técnico del sector para evaluar la calidad de sus AE's y se propició la realización de los Análisis Causa Raíz de caídas a mismo nivel, a fin de establecer campañas permanentes y una estricta observación de las estadísticas y recurrencias, con el fin de abatir éste tipo de accidentes que afectan a los indicadores.

Como parte de las campañas para la prevención de caídas, por medio de boletas entregadas en los Sectores y Talleres, se inició un censo de puntos de tropiezo y resbalón en Refinerías, con la participación de todo el personal de Refinerías.

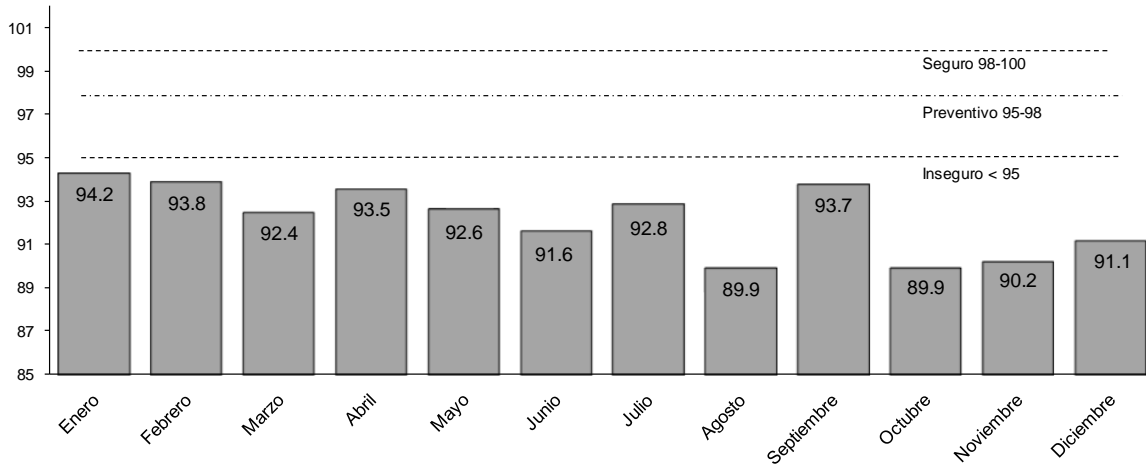
Como resultado de lo anterior, se ha logrado generar mayor involucramiento, apertura y confianza de los mandos medios y personal especializado para participar en las actividades del Plan de Contención.

El efecto de estas acciones se refleja en la mejora del Índice de Frecuencia y el de Gravedad.

Auditorías efectivas (AE)

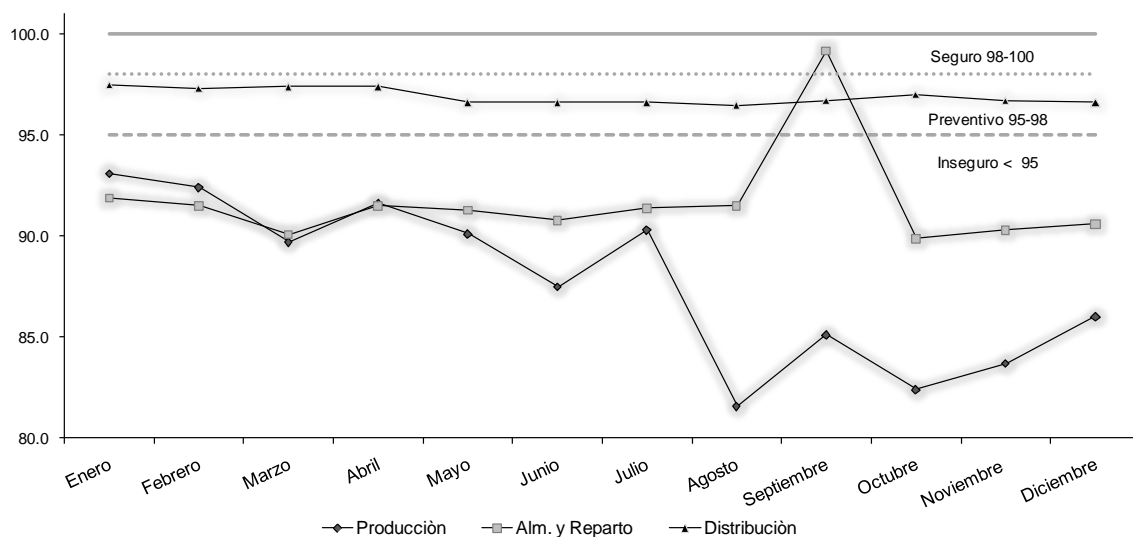
De enero a diciembre de 2013 se realizaron, en las tres Subdirecciones, un total de 337,712 Auditorías Efectivas y el valor promedio alcanzado de Índice de Actos Seguros (IAS) fue de 91.9%.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, enero-diciembre 2013



La siguiente gráfica muestra el IAS de enero a diciembre de 2013, desagregado por Subdirección y por mes.

Pemex-Refinación: índice de actos seguros, por subdirección y por mes, enero-diciembre 2013



Disciplina Operativa (DO)

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

Se formalizaron Sub Equipos de Liderazgo de Disciplina Operativa en las Subdirecciones Operativas de Pemex-Refinación, formados por funcionarios de la Línea de Mando.

Se efectúa rendición de cuentas por parte de los responsables de Disciplina Operativa en cada Subdirección.

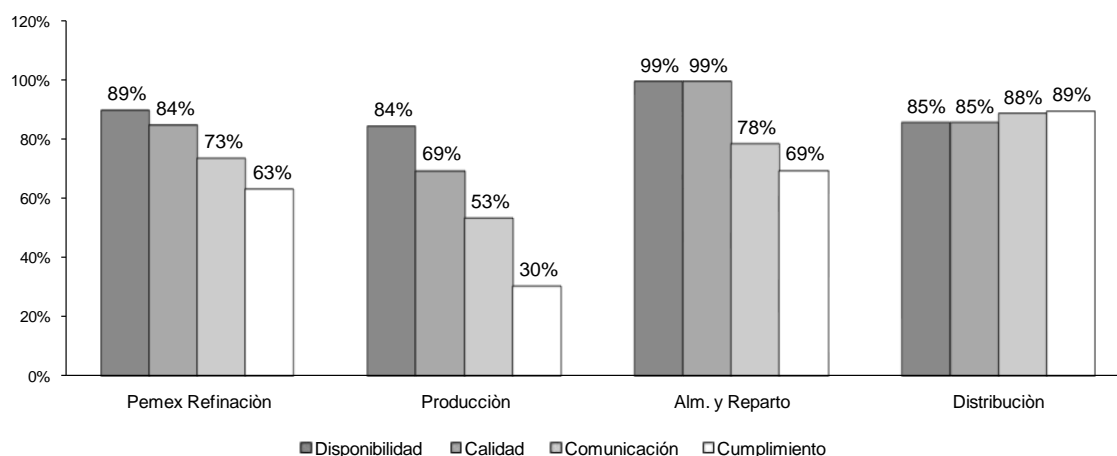
Se realizan reuniones del Responsables DO Pemex-Refinación con participación de Líderes DO de cada Subdirección.

Se continúa la comunicación de los Procedimientos Críticos Pemex-Refinación, emitidos en diciembre de 2012.

Se actualizaron Guías Pemex-Refinación para Disciplina Operativa y para elaborar Documentos Normativos Operativos.

Durante el período octubre-diciembre de 2013 se observó avance en el proceso de Disciplina Operativa (DO), que se presenta por Subdirección en la gráfica siguiente:

Pemex-Refinación: disciplina operativa por subdirección y por etapa del proceso, enero-diciembre 2013



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

3.1 Seguridad industrial

Índices de frecuencia y gravedad

Durante 2013, en Pemex-Refinación se registraron 58 accidentes incapacitantes, 34 menos que en 2012. El índice de frecuencia que se calcula considerando el número de lesiones incapacitantes ocurridas por cada millón de horas-hombre laboradas, se mantuvo con un valor de 0.46.

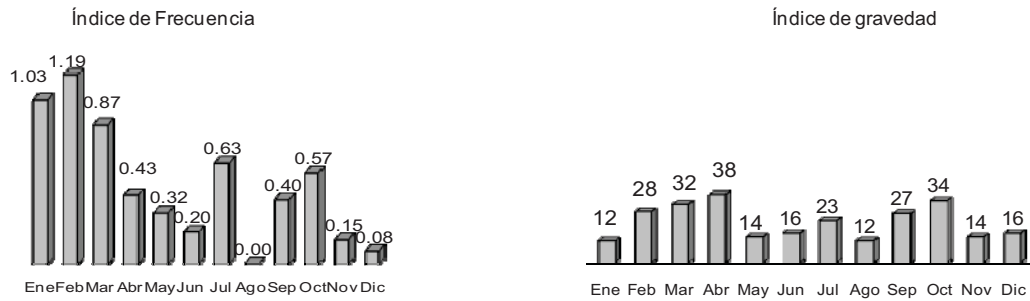
Por lo que corresponde al índice de gravedad, el cual relaciona el número de días perdidos debido a lesiones incapacitantes por cada millón de horas-hombre laboradas, disminuyó de 40 a 22.

Pemex-Refinación: estadísticas de accidentes personales, por Subdirección, enero-diciembre 2012-2013 ^{a/}

	No. de accidentes		Índice de frecuencia		Índice de gravedad	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Subdirección de Producción	74	51	1.30	0.78	69	34
Subdirección de Distribución	11	7	0.37	0.27	24	19
Subdirección de Almt. y Reparto	6	0	0.23	0.00	5	0
Subdirección de Proyectos	0	0	0.00	0.00	0	0
Oficinas Centrales	1	0	0.00	0.00	0	0
Global Pemex Refinación	92	58	0.76	0.46	40	22

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

Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, mensual, enero-diciembre 2013



Pemex-Refinación: índices de accidentabilidad, acumulado, enero-diciembre 2009-2013

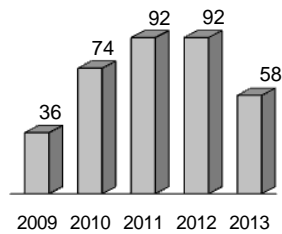


Como se observa en las gráficas, los índices de frecuencia y gravedad en el período enero-diciembre de 2013 hubo una notable mejoría para alcanzar la meta establecida que fue de 0.42 para el índice de frecuencia y de 20 para el índice de gravedad, lo cual nos obliga a redoblar esfuerzos en el Proyecto “Liderazgo en Ejecución SSPA” y Plan Rector de Contención de Accidentes con la participación del corporativo, la SASIPA, y el Propio Centro de Trabajo para obtener mejores resultados.

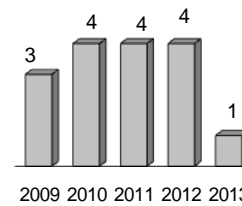
En el período enero-diciembre de 2013, ocurrió 1 accidente fatal en Pemex-Refinación.

Pemex-Refinación: accidentes con pérdida de tiempo y accidentes mortales, enero-diciembre 2009-2013

Accidentes con pérdida de tiempo



Accidentes mortales



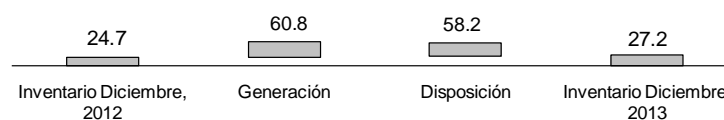
3.2 Protección ambiental

i. Residuos peligrosos

El inventario final de residuos peligrosos en Pemex-Refinación a diciembre de 2013 es de 27.2 Mton, cifra mayor respecto a la reportada en diciembre de 2012 de 24.7 Mton; la cantidad generada en este período fue de 60.8 Mton, la cual es menor en comparación a las 79.6 Mton del mismo período de 2012, mientras que la disposición final de 58.2 Mton reportada a diciembre de 2013, es inferior a la reportada para el mismo período de 2012.

El desempeño en el manejo de los residuos peligrosos del período enero-diciembre de 2013 (disp. /gen. = 0.96) es ligeramente superior al correspondiente del mismo período del 2012 (disp. /gen. = 0.91).

Pemex-Refinación: inventario de residuos peligrosos, enero-diciembre 2013 (miles de toneladas)



Se continúa con el trabajo conjunto Gerencia de Protección Ambiental-refinería Salamanca para la implementación de acciones para reducir la generación de sosas gastadas en las Plantas Merox y FCC-2; al cierre de diciembre se cuenta con indicadores de generación de sosas

gastadas por planta, asimismo con las especificaciones para la adquisición de los medidores de flujo que se instalarán en las salidas de sosa a los tanques de almacenamiento TV-7A/B.

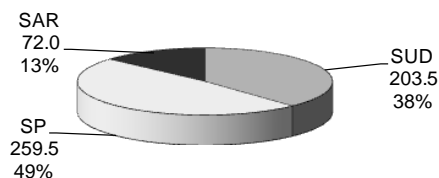
Durante octubre se ingresó a SEMARNAT el plan de manejo de los residuos sólidos impregnados con hidrocarburo aplicable a las seis refinerías del SNR, en espera del registro correspondiente.

ii. Suelos

A diciembre de 2013, se registra un inventario de 785 sitios contaminados, de los cuales, 746 sitios se localizan en centros de trabajo de la Subdirección de Distribución, 33 en la Subdirección de Almacenamiento y Reparto y los 6 restantes en la Subdirección de Producción.

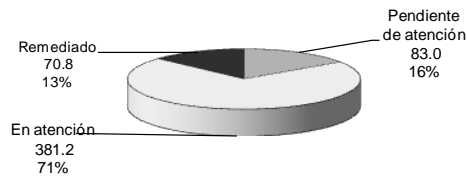
Los 785 sitios representan 535.0 ha contaminadas, que actualmente están en proceso de atención o pendientes de obtener la conclusión del programa de remediación por parte de la SEMARNAT.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (535 ha) a diciembre 2013



Con relación a la atención del inventario, se tienen 70.8 hectáreas que ya fueron remediadas, mismas que se encuentran en trámite de conclusión por parte de la SEMARNAT. Adicionalmente, se tienen 381.2 ha en proceso de atención y 83.0 ha pendientes de atender.

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (535 ha)

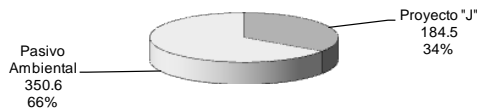


Por otra parte, se realiza el análisis de los expedientes de manera conjunta con la SUD, con la finalidad de obtener la conclusión de los trabajos de remediación de las 70.8 hectáreas, de las cuales 68.2 ha corresponden a 260 sitios de la mencionada Subdirección.

Respecto al presupuesto solicitado, hasta diciembre de 2013, se erogó la cantidad de 125.19 MM\$ para la continuación de los trabajos de remediación de la refinería Madero, así como de las TARs de La Paz, Guaymas, Rosarito, Veracruz, Xalapa, 18 de Marzo, San Luis Potosí, Querétaro, Lerma, Mérida, Mazatlán y Poza Rica (caracterización).

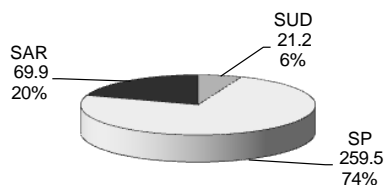
De acuerdo al origen del presupuesto para su atención, las 535.0 ha se tienen clasificadas de la siguiente manera:

Pemex-Refinación: inventario de sitios afectados (535 ha)



Con base en la Matriz de Registro Ambiental, el presupuesto estimado para la atención de las 350.6 ha (incluye 16.1 ha remediadas) es de 2,752.1 millones de pesos. El área estimada como pasivo ambiental por Subdirección es:

Pemex-Refinación: pasivo ambiental (350.6 ha)



iii. Uso del agua

En cuanto al uso de agua, en el período enero-diciembre de 2013, el nivel del indicador disminuyó en 4.8% respecto al reportado en el mismo período de 2012, al ser de 2.0 m³ de agua/ton de crudo procesado; sin embargo, es mayor en 11.4% con respecto a la meta establecida de 1.80 m³ de agua/ton de crudo procesado.

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



Es importante mencionar, que el proceso de crudo del período enero-diciembre de 2013 fue mayor en 2.8% respecto al período correspondiente de 2012. El incremento en el proceso se registró principalmente en las refinerías de Salamanca, Minatitlán y Salina Cruz.

Aguas Residuales

El volumen de las aguas residuales descargadas en todo el sistema en el período enero-diciembre de 2013 fue de 42.3 millones de m³, cifra inferior en 4.1% respecto a la del mismo período de 2012, que fue de 44.1 millones de m³, lo anterior, se debe principalmente al menor volumen registrado en las refinerías de Tula, Minatitlán y Salina Cruz, con respecto al mismo período de 2012.

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



iv. Aire

En el período enero-diciembre de 2013, las emisiones de CO₂ a la atmósfera fueron de 14.9 millones de toneladas.

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2012-2013			
	2012	2013	Variación porcentual
	(1)	(2)	(2)/(1)
Emisiones CO ₂ (millones de toneladas)	14.4	14.9	3.5

Pemex-Refinación: emisiones a la atmósfera enero-diciembre 2012-2013 (miles de toneladas)			
	2012	2013	Variación porcentual
	(1)	(2)	(2)/(1)
Total	296.4	309.4	4.4
Óxidos de Nitrógeno	29.6	31.2	5.4
SO _x	240.7	253.5	5.3
VOC	26.1	24.7	-5.4

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

Con el propósito de dar cumplimiento al requerimiento ambiental señalado en la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, así como al “Artículo 17, Fracción V del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera”, en las zonas circunvecinas a los centros de trabajo, se llevaron a cabo las actividades de monitoreo de fuentes fijas y calidad del aire en áreas de influencia. Los resultados reportados por laboratorios acreditados y aprobados por la autoridad ambiental, demostraron el cumplimiento a los parámetros establecidos por la normatividad ambiental.

v. Auditorías Ambientales

En el período de enero a diciembre se gestionaron, asignaron recursos presupuestales y se llevaron a cabo 91 estudios: 5 Auditorías Ambientales, 61 Diagnósticos Ambientales y 25 Dictámenes de

Cumplimiento, para obtener y mantener los Certificados como Industria Limpia para igual número de instalaciones.

El número de Certificados de Industria Limpia vigentes a diciembre de 2013 son:

Distribución	Almacenamiento y Reparto	Producción	Total
47	60	1	108

En la Subdirección de Distribución se tienen 47 instalaciones con Certificados vigentes, 38 corresponden a Sistemas de Ductos y 9 a Residencias Marítimas. Es importante señalar, que el número de certificados de los Sistemas de Ductos se está reduciendo debido a la estrategia tomada por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente de certificar los ductos por sistemas y no por instalación. A la fecha se cuenta con 3 Certificados que integran 18 ductos.

La Subdirección de Almacenamiento y Reparto cuenta con 60 Certificados vigentes y 17 en proceso de obtención.

La refinería Tula cuenta con el Certificado de Industria Limpia vigente hasta el 10 de agosto de 2014. Las refinerías de Salamanca y Cadereyta fueron desincorporadas del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA).

Las refinerías de Madero y Minatitlán continúan con la atención de las recomendaciones establecidas en su Plan de Acción que se vencieron en julio de 2013, por lo que solicitaron una prórroga adicional para finales de 2014.

La refinería Salina Cruz protocolizó el Convenio y Plan de Acción ante PROFEPA Central y Estatal y se encuentra realizando las actividades del Plan de Acción.

En cumplimiento a las líneas estratégicas establecidas por el Director General en relación a la unificación de soluciones tecnológicas para Seguridad, Salud y Protección Ambiental, se cuenta con 91 Planes de

Acción capturados en SAP-Audit Management para su seguimiento y cumplimiento.

Temas relevantes de protección ambiental

Pantano Santa Alejandrina

Al cierre de 2013, se tiene un volumen acumulado de hidrocarburo intemperizado extraído de 367,266 m³ y una superficie atendida de 51.97 ha, lo que representa un avance general de 95%.

Se programa para el primer trimestre de 2014, el inicio de los trabajos para la continuación de la extracción, tratamiento, restauración y reforestación del Pantano Santa Alejandrina en Minatitlán, Veracruz; adicionalmente, se continuarán realizando las gestiones con la SEMARNAT para el proceso de liberación de las hectáreas correspondientes.

NOM-148-SEMARNAT-2006

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

Refinería	(% recuperación)*			
	1er. Trim.	2o. Trim.	3er. Trim.	4o. Trim.
Cadereyta	94.5	94.1	93.9	90.1
Madero	82	90.3	90.5	91.0
Minatitlán	76	90.0	90.0	87.0
Salamanca	92.1	92.7	93.8	87.0
Salina Cruz	89.9	89.6	85.5	90.0
Tula	90.2	90.1	90.1	90.1

*Datos obtenidos de los reporte en Intranet de cada refinería.

En los trimestres reportados por los centros de trabajo por abajo del 90% de recuperación de azufre, se notificó, en tiempo y forma a la autoridad ambiental, PROFEPA, de la salida de operación de las plantas de proceso para su mantenimiento, tal y como lo estipula la misma norma.

Es conveniente reforzar el tratamiento de gases con contenido de azufre y llevar a cabo programas de trabajo para mantener dentro de norma su recuperación.

Respecto al seguimiento de los trabajos se reporta lo siguiente:

Refinería de Cadereyta: En operación las Plantas Recuperadoras de Azufre 1, 4, 5 y 6. La Planta 3 fuera de operación por encontrarse en mantenimiento. El sistema TGTU-1, se encuentra fuera de operación debido al mantenimiento de la planta recuperadora de azufre 1. El sistema TGTU-2 fuera de operación sin programa de arranque.

Refinería de Madero: El sistema de Tratamiento de Gases de Cola (TGTU) se encuentra fuera de operación desde febrero de 2012. El gas ácido amoniacal continúa enviándose a desfogue. Se desfogó gas amargo de la planta CH por tubos rotos del E-2 de dicha unidad, operan los trenes 3,4, 5, y 6

Refinería de Minatitlán: En operación normal la Unidad Recuperadora de Azufre 1 y 2. El gas ácido amoniacal procedente de las plantas de tratamiento de aguas amargas No. 3 desviado a desfogue del quemador QE-03, compresor GB-601 fuera de operación por lo que se envía a quemador el gas amargo.

Refinería de Salamanca: Se dio mantenimiento a la Unidad Recuperadora de Azufre SRU-sur considerando el mantenimiento de la U-10 de residuales. El gas ácido amoniacal procedente de las plantas de aguas amargas es enviado a desfogue. La nueva Planta Recuperadora de Azufre (SRU-2) se encuentra aún sin concluir sus actividades de construcción.

Refinería de Salina Cruz: Las Unidades Recuperadoras de Azufre 1, 2 y 3 operando, de esta última se mantienen fuera de operación el Tren N°2.

Refinería de Tula: En operación el tren B de la planta recuperadora de Azufre 3. El tren 1 y 2 de la Planta de Azufre 4, se encuentran fuera de operación. Las plantas de azufre 1 y 2 se encuentran fuera

de operación y en proceso de desincorporación. En operación normal el tren 1 de la unidad recuperadora de azufre 5, el tren 2 se encuentra programado para rehabilitación general.

Fugas y Derrames

Durante el período enero–diciembre de 2013, se registraron 161 eventos relacionados con fugas y derrames, cifra superior a la reportada en el mismo período de 2012.

Enero-diciembre	Tomas clandestinas	Corrosión	Otros (excavaciones, volcaduras, falla tubería, etc.)	Total
2012	104	8	14	126
2013	150	2	9	161

Los eventos más relevantes registrados en el período enero-diciembre de 2013 son:

- Oleoducto de 30" Ø Nuevo Teapa-Venta Carpio, km. 118+708 en el Municipio de Juan Rodríguez Clara, sector Mendoza, ocurrido en julio de 2013. Toma clandestina descontrolada de crudo, impactando 30,000 m².
- Poliducto 12"-20" Mina-Mex, km 89+316 al 505+368 en el Municipio de Acatzingo, Puebla, ocurrido el 24 de octubre de 2013. Toma clandestina descontrolada de diesel, impactando un área de 6,000 m².
- Poliducto 12"-16" Nanacamilpa–Azcapotzalco, Km 520+400 en el Municipio de Calpulalpan, Tlaxcala, ocurrido el 24 de diciembre de 2013. Toma clandestina descontrolada de diesel, impactando un área de 12,000 m².

Gases de Efecto Invernadero

Como resultado del estudio realizado en la refinería "Lázaro Cárdenas del Río" en Minatitlán, Veracruz, y derivado de los estudios que resulten de la NAMA (Nationally Appropriate Mitigación Action,

actividad energética por parte del gobierno de Canadá), en 2014 se apoyará en el registro del Proyecto de Inversión para la instalación y puesta en servicio de un sistema de recuperación de gases enviados a desfogue; en tanto se canalizarán recursos para efectuar el estudio técnico de sustitución de los “quemadores de piso” del área sur de ese centro de trabajo.

Se solicitarán recursos financieros para la realización de un estudio de carácter técnico-económico en la refinería de Madero, para recuperar gas combustible de los gases de desfogue, para analizar la viabilidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), principalmente CO₂, y en su caso pueda canalizarse o enfocarse como proyectos de ahorro de energía.

En la refinería de Salamanca, desde finales de mayo de 2013 a la fecha, se mantiene en operación el sistema de recuperación de gas combustible de los gases enviados a desfogue, siendo el primer sistema de esta naturaleza aplicado con éxito en Pemex-Refinación.

Abatimiento del mercado ilícito de combustibles

Durante 2013, la extracción de hidrocarburos en el Sistema Nacional de Ductos de Pemex-Refinación, a través de la colocación de tomas clandestinas (TC), continuó constituyendo la principal fuente de abastecimiento del mercado ilícito de combustibles; mientras que, el robo de petrolíferos en los diferentes centros de trabajo del organismo se mantuvo desalentado.

Para atender la dinámica y variantes que presenta la ocurrencia de situaciones y actos relacionados con este mercado ilícito, fueron definidas las acciones estratégicas que se señalan a continuación.

Acciones de mejora para la reducción de riesgos de robo y extracción ilícita inherentes a la cadena de suministro de productos petrolíferos

El análisis táctico permanente de la información provista por los sistemas de supervisión, vigilancia y control del manejo de los flujos de

petrolíferos, y su contraste con la información contenida en los sistemas institucionales, permitió la integración de modelos digitales de mapas de vulnerabilidad de los Centros de Trabajo y la identificación de patrones, tendencias e inconsistencias en la cadena de producción, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización; así como la implementación de las medidas preventivas y correctivas pertinentes.

Al cierre de 2013, se obtuvieron los resultados que a continuación se describen.

- Para verificar la correcta aplicación de los procedimientos operativos de manejo de combustibles, identificar puntos vulnerables susceptibles de posible extracción ilícita de combustibles en Refinerías, Terminales de Almacenamiento y Reparto, Terminales Marítimas, Residencias de Operaciones Portuarias y Sectores de Ductos, se efectuaron auditorías técnicas y operativas; estableciéndose, además, acciones preventivas y correctivas para su eliminación.
- Con la aplicación del Rastreo Satelital de Autostanque propiedad de Pemex-Refinación, se logró recibir y monitorear, a través de un sistema de alarmas, la señal de geoposicionamiento del total del parque vehicular del organismo. Con esta acción, respecto a 2012, se redujo significativamente la gravedad de los casos de conductas no deseadas, así como el número de ellos; asegurando al cliente la integridad del volumen embarcado.
- Se realizó el monitoreo de las operaciones de las Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR) que cuentan con Circuito Cerrado de Televisión, para detectar desviaciones en la aplicación de procedimientos operativos referentes al manejo de producto.
- Se realizaron operativos para evaluar los sistemas de medición utilizados para la transferencia y custodia de productos por autotanque y la operación de los mismos. Además, se impartieron cursos a elementos de las Autoridades Federales, Estatales y

Municipales, así como de la Gerencia de Servicios de Seguridad Física de Petróleos Mexicanos; referentes a la inspección física y documental de autostanque, al muestreo de petróleo y sus productos y a la operación de las Terminales de Almacenamiento y Reparto.

- Durante 2013, se analizó el control volumétrico de estaciones de servicio (ES), con el propósito de detectar desviaciones en los movimientos de producto, utilizando para ello la aplicación de control.
- Para verificar, con Laboratorios Móviles, la calidad del producto expendido a usuarios en ES, en 2013, fueron inspeccionadas 53,282 estaciones. Del total de ES inspeccionado en 2013, nueve fueron encontradas con producto fuera de especificación.
- Se prosiguió con la identificación de los ductos más vulnerados para el planteamiento de estrategias de vigilancia y celaje de los derechos de vía.
- Se aseguró, que toda TC localizada en el Sistema Nacional de Ductos de Pemex-Refinación, fuera denunciada ante el Ministerio Público Federal (MPF).
- Se realizaron peritajes de identificación de producto, de cuantificación volumétrica y de evalúo.

Avance en la mejora de los indicadores

El fortalecimiento de las acciones estratégicas preventivas y correctivas que, durante 2013, Pemex-Refinación ejecutó para abatir el mercado ilícito de combustibles, se refleja en los indicadores siguientes:

- Identificación y clausura de un número 77% mayor a las tomas detectadas en 2012; evitándose, con ello, los riesgos que este tipo de ilícitos pueden llegar a ocasionar, de producirse una fuga o un incendio, tanto en el abasto nacional de petrolíferos, como a las

comunidades aledañas a las instalaciones de PEMEX y al medio ambiente.

- Estimación, para fines exclusivamente estadístico, de un faltante hidrocarburos 22% mayor que el faltante calculado en 2012.
- Reducción, en un 31%, del volumen promedio estimado de hidrocarburos robados en ductos por TC, debido a la localización más rápida de las TC y al aumento del número de ellas detectado.

Toca a la Autoridad Federal competente, prevenir, investigar, perseguir y sancionar los delitos relacionados con el mercado ilícito de combustibles, cometidos en contra de la empresa.

Otros temas relevantes

Fortalecimiento de la Flota y del transporte Ferroviario

En cuanto al fortalecimiento de la flota marítima de Pemex-Refinación, en el primer trimestre de 2013, se pusieron en operación los 4 buquestanque adquiridos mediante arrendamiento financiero con opción a compra: Centla, Jaguaroundi, Texistepec y Rarámuri; mismos que sustituyen a los buques Nuevo Pemex I, II, III y IV. De 50 mil toneladas de peso muerto cada uno, transportan combustibles limpios en el Litoral Pacífico.

Se formalizó un contrato específico abierto con la Secretaría de Marina, para la construcción de 22 embarcaciones de flota menor.

Para mantener la disponibilidad y confiabilidad de la Flota Mayor y Menor de Pemex-Refinación, se registraron ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público proyectos de inversión para la rehabilitación mayor de sistemas operativos críticos de dichas embarcaciones.

En cuanto al transporte ferroviario, durante 2013 se integraron 146 carrostanque a la ruta Tula–Pajaritos y 142 a la ruta Tula–Manzanillo, para incrementar el desalojo de combustóleo pesado de la Refinería de Tula, Hidalgo. Se formalizó el contrato de transporte de hasta 20 MBD de Diesel UBA, de Minatitlán al CPI Independencia, para apoyo de abasto de dicho combustible al Valle de México.

Se formalizó el contrato para la adquisición de 700 carrostanque (400 para desalojo de COPE y 300 para el movimiento de petrolíferos) y se gestiona la actualización de contratos ferroviarios para desalojo de COPE de las refinerías del Centro del País, con destino a Lázaro Cárdenas y Manzanillo, así como la ampliación del alcance de la ruta con destino a Pajaritos.

Temas relevantes indicados en el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño

1. Resultados de la Reconfiguración de Minatitlán

En relación con los resultados del Proyecto Reconfiguración de Minatitlán durante el ejercicio de 2012, en el Informe a que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos se presentó una explicación detallada de las causas y motivos que originaron que el proyecto de Reconfiguración de la refinería de Minatitlán no se haya realizado de acuerdo a los Plazos y Costos establecidos originalmente, quedando únicamente de concluir las obligaciones legales pendientes, entre ellas el Finiquito de los Contratos y la elaboración de las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones.

A continuación se expone el avance alcanzado durante el período 2013 para cumplir con dichas obligaciones legales pendientes, entre ellas, el Finiquito de los Contratos y la elaboración de las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones, que conllevan al Cierre Administrativo del Proyecto:

1. Actualmente todas las Plantas e Instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas”, cumpliendo los propósitos principales que son incrementar la producción de destilados, minimizando la de combustóleo; mejorar la calidad de los combustibles; coadyuvar a satisfacer el crecimiento previsto de la demanda de petrolíferos; así como elevar la rentabilidad y reforzar la viabilidad económica de la refinería.
2. Acontecimientos ajenos a las partes, impredecibles al momento de elaborar las propuestas, ocasionaron reprogramación y prórroga a fechas de terminación desarrollando trabajos en plazos superiores a los considerados originalmente, así como condiciones inesperadas del mercado de la industria de la refinación que repercutieron en un alza en los precios de los Equipos y Materiales

de Instalación Permanente, con el consecuente impacto económico y su severa afectación para los Contratos, situación que fue sustanciada y resuelta mediante los correspondientes procedimientos de conciliación ante la Secretaría de la Función Pública.

3. Por otro lado, con fundamento en el numeral 34 de los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión (publicados por la SHCP en abril de 2012), se registró en mayo de 2012 de manera excepcional y por una sola ocasión el “Proyecto asociado al cierre administrativo de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán” bajo la clave 1218T4M0015 y por un monto de 409 MMUS\$.
4. Para atender los pendientes reportados del Proyecto, las actividades que se realizaron durante el período de 2013 estuvieron enfocadas en la atención y conclusión del procedimiento de Cierre Administrativo, en seguimiento de las obligaciones legales pendientes en 2012, principalmente el Finiquito de los Contratos y la elaboración de las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones.
5. El avance del Cierre Administrativo del Proyecto se resume a continuación:
 - Se finiquitaron todos los Contratos de Servicios de Supervisión GEP.
 - Se finiquitaron todos los Contratos de Obras.
 - Se formalizaron todas las Actas Administrativas de Extinción de Derechos y Obligaciones.

Con lo antes señalado, se informa que el Proyecto de Reconfiguración de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas” en Minatitlán, Veracruz, queda debidamente concluido entre Pemex-Refinación y los contratistas participantes.

2. Eficiencia operativa de Petr6leos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en espec6fico la situaci6n de Pemex-Refinaci6n

Antecedentes

Tomando como referencia los indicadores Solomon, en los cuales se realiza un an6lisis comparativo del desempe1o de las refiner6as de M6xico, con respecto a sus similares de la Costa Norte del Golfo de M6xico (CNGM), se identifica que en el Sistema Nacional de Refinaci6n existen brechas importantes en los indicadores de rendimientos, 6ndice de intensidad energ6tica, 6ndice de ocupaci6n, confiabilidad operativa y margen variable, entre otros.

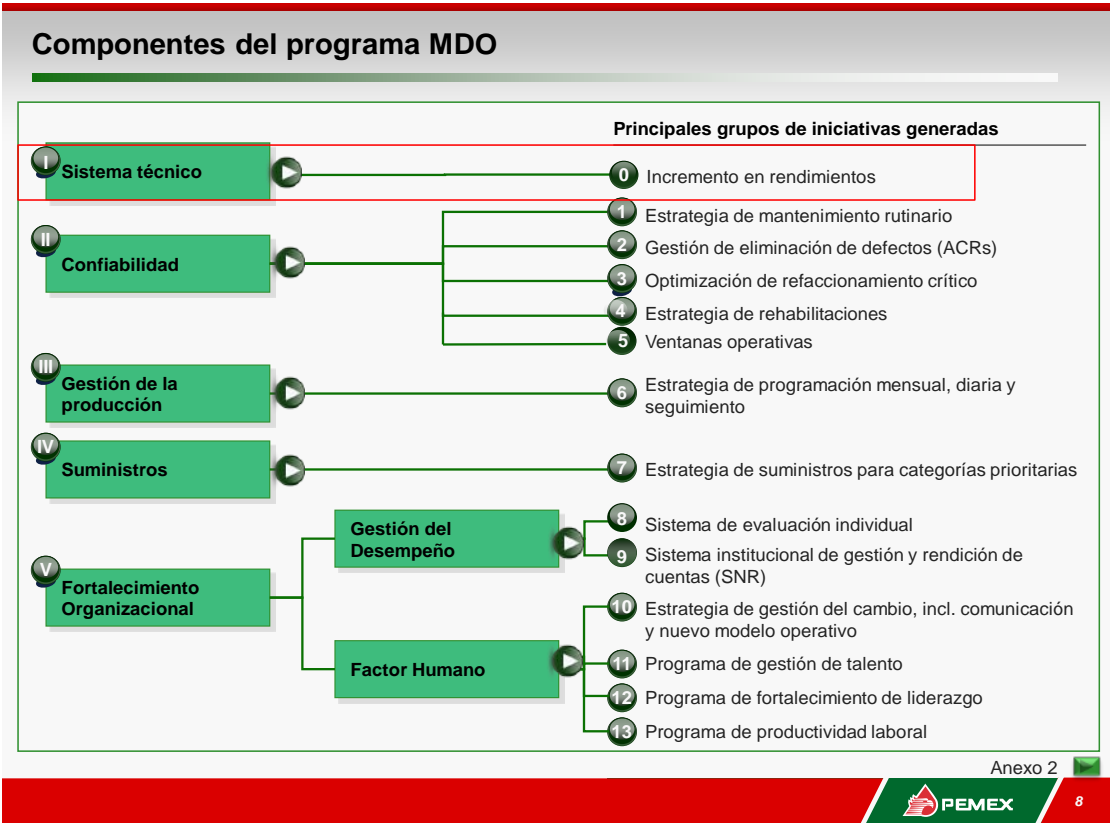
Para atender esta problem6tica, el Director General de Petr6leos Mexicanos sometió a conocimiento del Consejo de Administraci6n de Petr6leos Mexicanos en su Sesi6n 821 de fecha 14 de diciembre de 2010, el Esquema para Mejorar el Desempe1o Operativo de las Refiner6as denominado Transformaci6n Integral para la Eficiencia y Mejora Permanente de la Operaci6n (TIEMPO). Los miembros del Consejo tomaron conocimiento, asignando asimismo la responsabilidad al Director General de Petr6leos Mexicanos de informar peri6dicamente a dicho 6rgano de Gobierno sobre la evoluci6n de las iniciativas correspondientes.

El proyecto "Tiempo", se basa en seis iniciativas, siendo estas: Mejora del Desempe1o Operativo del Sistema Nacional de Refinaci6n (SNR); estrategia de trading; mejores pr6cticas en seguridad; mejora en la productividad laboral; mejora en procesos que afectan la eficiencia del SNR y estrategia de suministros de bienes y servicios cr6ticos.

Para brindar atenci6n espec6fica a la primera de ellas "Mejora del Desempe1o Operativo del SNR", se procedió a llevar a cabo un Programa de Mejoramiento del Desempe1o Operativo del Sistema Nacional de Refiner6as, denominado (MDO).

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

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



En el Componente Sistema Técnico, cuyo objetivo es mejorar los rendimientos de los procesos de refinación, reducir el consumo energético y disminuir pérdidas de aceite. Se han identificado con corte a diciembre de 2013, 377 iniciativas, la mayoría de ellas sin inversión, con una captura potencial de 1,975 millones de dólares anuales. Esto equivale a una ganancia potencial aproximada de 3.94 dólares por barril en el SNR. Dentro de las iniciativas que están identificadas, con corte a diciembre 180 oportunidades están

en operación, con un beneficio potencial anual de 1,259 millones de dólares.

Estatus de las iniciativas del Sistema Técnico

Iniciativas Técnicas Sistema Nacional de Refinación								
El diagnóstico de oportunidades identifica 377 iniciativas con un valor potencial de 1,975.32 MM de dólares anuales y 3.94 dólares por barril. Actualmente están en operación 180 iniciativas con un valor potencial de 1,259.01 Millones de dólares equivalentes a 2.51 dólares por barril.								
Etapa	No de iniciativas Totales	Beneficio Potencial Total	No. De iniciativas operando	Beneficio Potencial Anual	Beneficio ene – dic 2013		Beneficio acumulado ene 2011 – dic 2013	
					MDO	Real	MDO	Real
Concepto	79	0						
Desarrollo	72	309.87						
Implementación	72	603.50	57	466.89	67.61	90.64	110.82	139.77
Imp. + Cap.	39	313.36	11	46.18	3.97	1.25	10.12	11.89
Monitoreo	115	748.60	112	745.95	381.44	466.96	760.19	1,070.71
Total	377	1,975.32	180	1,259.01	453.02	547.17	881.11	1,222.37

■ Precios MDO ■ Precios Reales

1.- Período de enero del 2011 a noviembre de 2013
 2.- Beneficios en MMUSD

Del total de las 187 oportunidades que se encuentran dentro del estatus de implementación y monitoreo, se identifica un potencial anual de 1,452 millones de dólares anuales.

La refinería de Salina Cruz, que corresponde a la primera Ola de implementación, cuenta con un beneficio acumulado a diciembre de 2013 de 160 millones de dólares.




La refinería de Madero, que corresponde también a la primera Ola de implementación, cuenta con un beneficio acumulado de 163 millones de dólares.




De la segunda Ola del programa que incluyo a las refinerías de Tula y Cadereyta, la refinería de Tula acumulo a diciembre de 2013 un beneficio de 120 millones de dólares y la refinería de Cadereyta 170 millones de dólares.


De la tercera Ola, las refinerías de Minatitlán y Salamanca, no obstante ser las ultimas en integrarse al programa, han acumulado beneficios importantes; la refinería de Salamanca con un beneficio de 167 millones de dólares y la de Minatitlán con 98 millones de dólares.

La acumulación de beneficios desde el inicio del programa, en enero de 2011, hasta diciembre de 2013 es de 881 millones de dólares.

Avance de Iniciativas Operando, diciembre 2013 Sistema técnico

Centro de Trabajo	Iniciativas Totales	Valor Potencial MMUSD anuales	Iniciativas en Operación	Avance			Valor Acumulado 2013 MMUSD	Valor Acumulado Total MMUSD ⁽¹⁾
								
Cadereyta	34	286.04	→ 28	14	3	11	76.46	169.99
Madero	99	271.49	→ 38	23	4	11	62.43	163.53
Minatitlán	67	515.7	→ 29	5	6	18	63.15	98.57
Salamanca	45	239.91	→ 30	20	3	7	114.40	167.88
Salina Cruz	60	334.58	→ 18	8	1	9	66.39	160.85
Tula	72	327.60	→ 37	20	3	14	61.22	120.29
SNR Dic.	377	1,975.32	180	90	20	70	453.02	881.11
SNR Nov.	377	1,975.32	176	36	38	102	408.54	836.46

 > 80%
  50% - 80%
  < 50%

1.- Período de enero del 2011 a diciembre de 2013  12

En el año de 2013 se tuvo como parámetro importante de seguimiento, el incrementar el beneficio de cada iniciativa, resolviendo las barreras que impiden obtener su máximo beneficio (KPI), se tienen de las 180 operando: 50 con más del 80% de su beneficio potencial, 20 con más del 50% y 70 con menos del 50%.

En la siguiente tabla se destacan, por los distintos grupos, las 15 iniciativas técnicas más destacadas de las 180 operando.

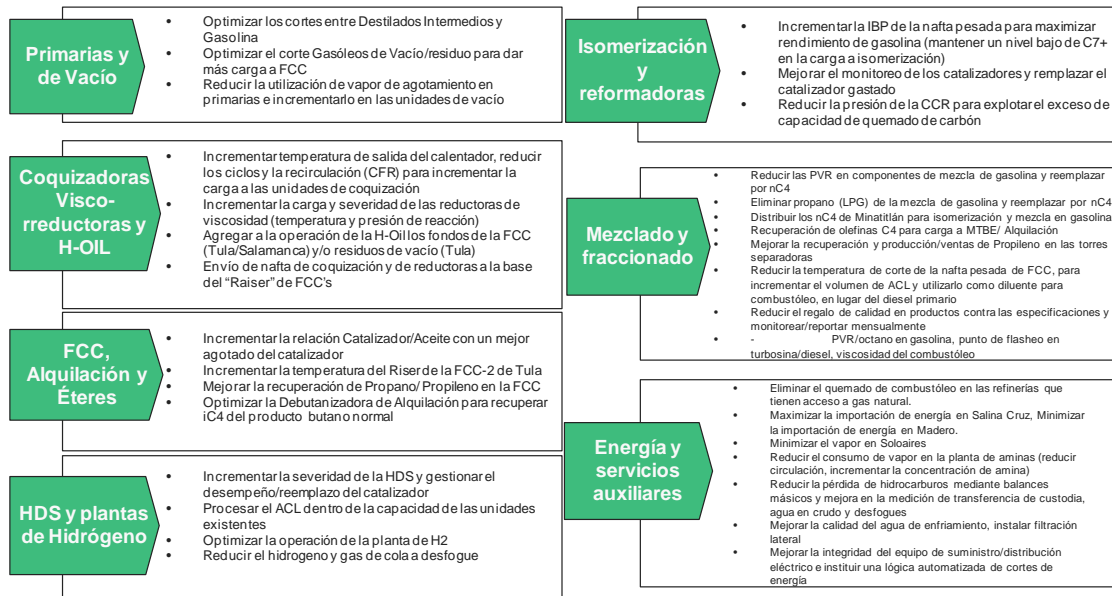
Comportamiento de iniciativas técnicas más destacadas operando											Sistema técnico	
Grupo	Tipo	Ref.	Iniciativa	Descripción KPI	KPI Base	KPI Meta	KPI dic 13	% KPI	Potencial	Real dic 13	Acum MDO	
Mejorar aprovechamiento de corrientes	Recuperación de LPG y C3=	SAL	Y.50.8	Producción de propileno	20	120.77	123.19	102	43.55	3.29	50.46	
	Recuperación de C4s a alquilación	CAD	7	Caudal de butanos hacia Alky / MTBE (b/d)	0	1,322	1,284.7	97	32.00	2.45	51.75	
	Recuperación y aprovechamiento de iC4	SCZ	Y.11.2	Concentración de nC4 en iC4	47.8	85	91.13	116	6.61	0.89	19.78	
	Calidad de carga a isomerización y reformación	MAD	Y.6.5	IBP Nafta a Reformación (°C)	90	98	97.91	99	11.30	0.89	25.38	
Incrementar recup. de gasóleos / reducir combustóleo	Puntos de corte en unidades atmosféricas y de vacío	SAL	Y.21.1	Flujo del vapor de agotamiento (t/hr)	166	72	123.67	45	5.97	0.24	50.62	
		SCZ	Y.2.6	Destilación 90% GOPA D86 (°C)	355	335	343.47	58	12.60	0.52	5.46	
		SCZ	Y.2.1	Temperatura salida calentador (°C)	380	400	400.62	103	9.95	2.01	11.73	
	Optimizar estrategias de diluyente	SAL	Y.60.3	Viscosidad COPE (SSF)	440	525	506.78	79	14.43	0.94	14.14	
		SAL	Y.50.2	Destilación 95% nafta FCC D86 (°C)	195	175	171.95	115	9.45	0.88	7.08	
Maximizar conversión de residuos	Incrementar utilización de H-Oil	SCZ	Y.3.1	Índice de Conversión	0	100	111.72	112	19.28	1.57	20.76	
		SAL	Y.10.1	Tiempo en operación	32	71	58.63	68	30.73	1.13	17.97	
Reducir pérdida de hidrocarburos	Reducir desfogue	TUL	OL.6	Flujo en compresor (Nm3/hr)	0	6,100	3,328.0	55	7.73	0.36	4.52	
Mejorar la mezcla de gasolina	Reducir PVR	MAD	Y.0.1A	MB mensuales de C3 en gasolina	12	0	0.14	99	2.79	0.24	7.16	
Mejorar el desempeño de energía estructural	Cambio de combustibles	MIN	E.2	Autoconsumo de COPE	2143	0	405.21	119	27.36	2.02	26.76	
Mejorar la gestión del agua	Mejorar la gestión del agua	MIN	W.4	% de condensados enviados al deareador	0	100	127.40	127	0.32	0.02	0.47	

Para impulsar el programa se estableció una estrategia para capturar de manera acelerada el 80/20 de las iniciativas, con las cuales se estima tener un impacto volumétrico de 15.3 MBD más de gasolinas, 53.6 MBD más de diesel y turbosina y una disminución de 48.6 MBD de combustóleo, mediante la operación de 113 iniciativas de las 377 identificadas.

Refinería	Proceso de Crudo Caso base MBD	No. de Oportunidades 80/20	Beneficio potencial combinado MMUSD	Impacto volumétrico					
				Gasolina		Diesel + Turbosina		Combustóleo	
				%	MBD	%	MBD	%	MBD
Salina Cruz	290	14	138	-0.16	-0.46	2.9	8.3	-3.4	-9.71
Cadereyta	221	13	104	1.7	3.83	0.6	1.3	-1.7	-3.70
Tula	285	21	164	-2.1	-5.95	4.4	12.6	-2.9	-8.3
Minatitlán	246	26	325	5.1	12.5	4.8	11.9	-5.9	-14.4
Salamanca	180	27	185	1.2	2.2	8.3	14.9	-2.5	-4.41
Madero	150	12	110	2.1	3.2	3.1	4.6	-5.4	-8.0
Total	1,372	113	1,026	1.1	15.3	3.9	53.6	-3.5	-48.6

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

Agrupamiento de las principales iniciativas de Sistema Técnico



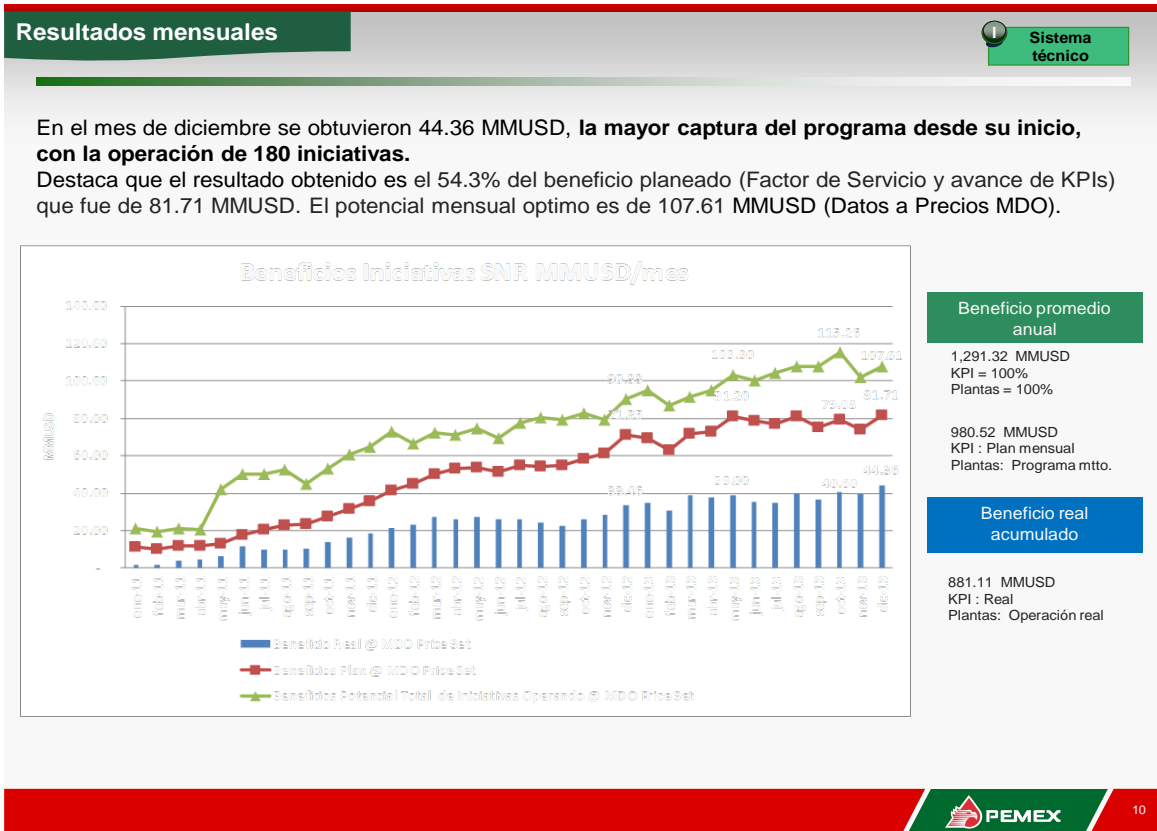
Reporte de resultados e impactos del Programa MDO

Beneficios mensuales de sistemas técnicos

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

Como se puede apreciar, desde el arranque del programa, inicio la obtención de beneficios económicos, para diciembre de 2013 se tenían 180 iniciativas operando, ese mes de diciembre, se obtuvo el

mayor beneficio mensual de las oportunidades con 44.3 MMUSD que corresponden a 54.3% del plan.



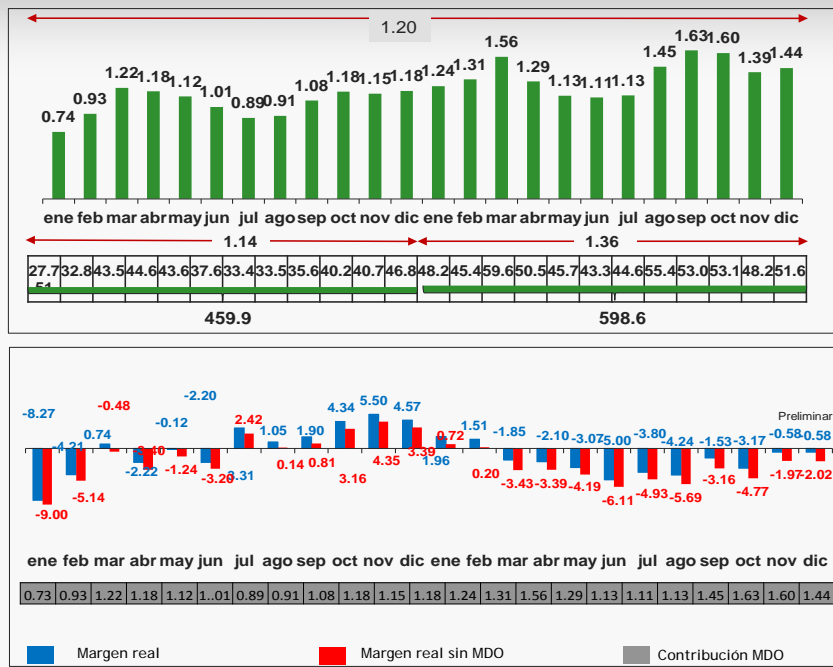
El valor potencial anual de las 180 iniciativas operando de forma sostenida durante un año, permitirá obtener un beneficio total de 1,259 MMUSD anuales (107 MMUSD/mes), es decir 2.51 USD/b.

Impacto en márgenes de refinación

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

Así, en la gráfica siguiente, se señala la contribución al margen de refinación de las iniciativas MDO, identificando en diciembre 2013 una contribución de 1.44 USD/b.

Contribución estimada del MDO al margen variable del SNR (precios reales)



- Márgenes calculados a precios reales y proceso de crudo real
- El margen del mes de diciembre se considero igual al de noviembre en tanto se edite el definitivo de diciembre



Mensualmente se realiza el cálculo de los márgenes del SNR considerando la información operativa de las refinerías y los precios vigentes. En este sentido, al análisis mencionado se le incorpora la información de los beneficios económicos actualizados de la herramienta del MDO “Profit Tracker”. El margen del SNR, que se ilustra en color azul y el efecto de la contribución de los beneficios obtenidos por el MDO se calcula restando este último al margen del SNR, mostrado en color verde.

En suma, en diciembre de 2013, la contribución real del MDO fue de 1.44 USD/b y de 1.36 USD/b en promedio en el año. Se estima que durante 2014, de incrementarse la confiabilidad de las plantas y logrando la máxima implementación de los KPI's de al menos las 180 iniciativas que están en operación, se logre una contribución de \$2.51 USD/b (1,259 MMUSD/año), considerando un proceso de crudo de 1,372 MBD.

Conclusión

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

En abril de 2013 terminaron los contratos de las compañías consultoras, no obstante, las iniciativas en operación se incrementaron de 157 en abril a 180 en diciembre y los beneficios acumulados durante el año fueron de 408 MMUSD, a precios constantes de diciembre de 2010; muy superiores a los 111.9 y 316.2 logrados en los años 2011 y 2012, respectivamente; así mismo se terminó el año con la mayor aportación mensual con más de 44 MMUSD en diciembre de 2013, 11 millones mensuales más que los 33 MMUSD de diciembre de 2012.

3. Reducción de paros no programados por refinería

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

Para reducir los paros no programados e incrementar el rendimiento de la infraestructura en el SNR, se realizó lo siguiente:

1. Se concluyó una reestructura organizacional para fortalecer la supervisión de la operación.
2. Se estableció a niveles Directivos procesos de rendición de cuentas, donde su evaluación del desempeño está relacionada con metas asociadas a la reducción del índice de paros no programados (IPNP), incrementar la producción de petrolíferos y la utilización de los activos.
3. En la Metodología de Disciplina Operativa: Se replanteo la metodología de disciplina operativa de acuerdo a las guías corporativas de la DCO, se comunicaron los nuevos procedimientos críticos y permiso de trabajo a 16,000 personas en las seis refinerías, se definió el indicador de disciplina operativa. Como plan piloto en la refinería Francisco I. Madero se capacitó personal de operación y mantenimiento en la identificación y establecimiento de las variables críticas y los límites seguros de operación y sus ventanas operativas, para la aplicación en los procedimientos operativos.
4. Para incrementar la confiabilidad operacional de los Servicios Principales en el SNR, Se aplican las siguientes acciones estratégicas entre las principales se encuentran:
 - Aplicación de la coordinación de protecciones eléctricas: modificación de ajuste de protecciones eléctricas en las Refinerías de Salina Cruz, Minatitlán y Cadereyta.
 - Rehabilitación a punto cero: se rehabilitaron a punto cero una caldera de Minatitlán y una de Salina Cruz, en ejecución

mantenimiento 50,000 hrs a un turbogenerador de Minatitlán y uno de Tula, se efectuó mantenimiento 25,000 hrs a un turbogenerador de Salamanca, se efectuó rehabilitación parcial de una planta de tratamiento de aguas de Madero y una planta de tratamiento de aguas de Tula.

- Sustitución de equipos por obsolescencia, se adquirieron y sustituyeron: tableros eléctricos en cuatro subestaciones de las refinerías de Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula y cable de potencia en diez circuitos de las refinerías de Cadereyta, Salina Cruz y Tula.
 - Modernización de sistemas de control: 13 de 31 calderas, 9 de 24 turbogeneradores. Se modernizó los controles de velocidad de 7 turbogeneradores instalando sistemas electrónicos.
5. Aplicación de principales acciones de la línea estratégica confiabilidad operacional de acuerdo con el objetivo de reducir el IPNP, mejorar el MTBF y el MTBR:
- Optimizar el mantenimiento predictivo incluida la inspección técnica.
 - Optimizar los planes de mantenimiento preventivo, predictivo e inspección técnica.
 - Contar en sitio con el refaccionamiento para equipos de seguridad y críticos.
 - Estructurar y dar cumplimiento a un plan de capacitación y certificación del personal técnico y manual.
 - Dar seguimiento a la atención de equipos de seguridad en falla y riesgos críticos de integridad mecánica.
 - Implementación de la planeación/programación del mantenimiento rutinario para lograr optimizar los recursos y prevenir accidentes personales/incidentes por falta de planeación de los trabajos.

-
- Estrategia de reparaciones de plantas: elaboración de los diagnósticos físicos operacionales y aplicación de los procedimientos 800-16700-PAI-03 y 800-16700-PAI-04.
6. Se aplican técnicas de Monitoreo Basado en Condición de equipos dinámicos: Vibraciones mecánicas, temperatura en apoyos, termografías, análisis de aceites lubricante.
 7. Se consolidaron pedidos abiertos de refacciones para el mantenimiento de equipos críticos: sellos mecánicos, rotores de turbomaquinaria, refacciones para turbogeneradores, cables de potencia, equipos de medición y pruebas y sistema de control distribuido.
 8. Se atendieron 330235 de 338328 niveles de calibración (programa inspección equipo estático, 2013).

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

En cuanto a la infraestructura de almacenamiento, asegurar la confiabilidad operativa mediante el mantenimiento de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos constituyen un elemento fundamental. En cumplimiento a la normatividad institucional aplicable, de un total de 120 inspecciones vencidas en Tanques de Almacenamiento en julio de 2010, se redujeron a 9; en Tuberías el dato pasó de 97 a 9; en válvulas relevadoras de presión (PSVs) de 121 a 22; y en recipientes sujetos a presión (RSPs) de 146 a 0, todo lo anterior del cierre de 2010 al cierre de 2013. Esto fue posible gracias al esfuerzo cotidiano del personal. A manera de ejemplo, en estos dos años se ha dado mantenimiento a 187 Tanques de los 603 en el sistema.

En este sentido, las condiciones operativas de las instalaciones y equipos son óptimas. Desde principios de 2013 se está supervisando y coordinando las acciones necesarias para el dominio de un mantenimiento predictivo en las hojas de ruta de los equipos a través de la implantación del modelo PEMEX Confiabilidad, el cual considera las mejores prácticas, como la inspección basada en riesgo. Bajo este contexto, en los últimos 3 años se logró la certificación en materia de confiabilidad de 8 ingenieros y se está implementando el Modelo de Confiabilidad Operacional encaminada a equipo crítico en las terminales de almacenamiento y reparto de Santa Catarina, Gómez Palacio, Guaymas, Zapopan, Añil, Irapuato, Puebla y Salina Cruz. Sus resultados servirán de base para profundizar y generalizar este tipo de estrategias de mantenimiento, como parte de las 14 Mejores Prácticas en la materia.

Por otro lado, el proyecto de renovación de autostanque autorizado por la SHCP para el período 2004-2010, incluyó la compra de 1,313 unidades, lo que representa un parque vehicular de reparto local actual de 1,360 equipos. Para iniciar el siguiente programa de reemplazo 2012-2014, se prepararon los cuadernillos para justificar el siguiente proyecto:

Proyecto integral.- reemplazo de Autostanque propios, programa 2012-2014

La inversión para el proyecto de reemplazo 2012-2014 de 138 autostanque, es de MM\$198.84, estimado clase II (+15 por ciento, -10 por ciento). El nivel del estimado se basa en el costo de la unidad de las recientes adquisiciones 2010. Por lo que se tramitó y obtuvo el registro de la SHCP, clave del proyecto "T08", CLAVE 1118T4M0054, el proyecto permitirá reemplazar modelos 2002 a 2006, que por la propia operación y su desgaste físico-mecánico progresivamente incrementan los costos de mantenimiento.

El programa inició en 2012, con la adquisición de 49 unidades modelo 2012.

La inversión requerida para el primer proceso en 2012 fue de 94.57 MM\$ y comprende la adquisición de 49 unidades de 25m³ de capacidad, se formalizó el contrato 4500424650 el día 15 de marzo de 2012, cumpliéndose con el 100% de las entregas de autostanque.

Las 49 unidades modelo 2012 adquiridas en ese año, se encuentran con todos los trámites de emplacamiento, seguros, tenencias, verificaciones, calibraciones, pruebas de prearranque y la administración del cambio aplicada en las terminales a las que fueron distribuidas, así también ya se cuenta con los permisos de transporte de residuos y materiales peligrosos que otorga la SCT.

Este proyecto de reemplazo considera cambios en las especificaciones técnicas de los autostanque e incrementa volumen de 20 a 25 mil litros para atender la norma oficial mexicana NOM-01-SCT-2-2008 emitida en julio 2008, en materia de pesos y medidas de vehículos de autotransporte, los cuales señalan que el actual tipo de vehículo no podrán circular en algunas carreteras rurales de acuerdo a la clasificación de la SCT.

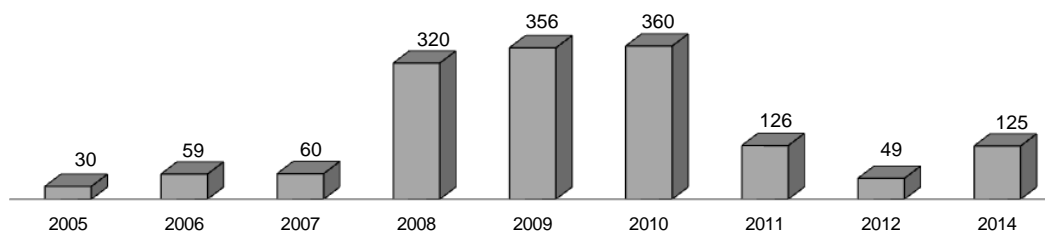
Proyecto integral.- “Adquisición de autostanque para incremento en línea de negocio de reparto local”, para las Gerencias de Almacenamiento y Reparto (GAR) de la Subdirección de Almacenamiento y Reparto de Pemex-Refinación

Proyecto Integral de Inversión 1218T4M0027, unidad de inversión: T0900100FM000 para adquirir 125 tractores quinta rueda con cabina de día, remolque tipo tonel configuraciones SCT T3-S3 modelo nuevo 2014, con capacidad de 30,000 y con una inversión de 276.1 MM\$.

Autostanque de 30M3 marca Volvo, con doble compartimento, año 2014, adquiridos mediante contrato N° 4500468507 en 2013.

125 Autostanque de 30M3, con doble compartimento, distribuidos de la siguiente manera: GAR Norte 37, GAR Pacífico17, GAR Golfo 26, GAR Centro 45.

Pemex-Refinación: inventario actual, 1,485 autostanque de configuraciones vehiculares C3, T3-S2 y T3-S3



En cuanto a la infraestructura para la distribución de crudo y petrolíferos, con el propósito de mejorar su confiabilidad para contribuir al desempeño sostenido del negocio, durante 2013 se concretaron los siguientes avances:

- Se instalaron 6 válvulas de seccionamiento en el oleoducto 30” D.N. Nuevo Teapa–Venta de Carpio, Tramo San Martín Texmelucan–Nanacamilpa; para mitigación del riesgo a las zonas aledañas al DDV del oleoducto.
- Se realizó la inspección interior de 2,128 km. de ductos.

-
- Se atendieron por administración directa 513 rehabilitaciones de indicaciones en los 16 sectores de ductos, las cuales han permitido incrementar la presión de operación segura en los diferentes sistemas de transporte.
 - Se desarrolla el programa de Evaluación de Integridad basada en riesgo y confiabilidad operativa de los ductos marinos y playeros y en corredor Nuevo Teapa–Madero–Cadereyta; Nuevo Teapa–Salamanca y Nuevo Teapa–Venta de Carpio; Poliductos Minatitlán–México, Tuxpan–Poza Rica-Cima de Togo y Poliducto Venta de Carpio–Azcapotzalco.
 - Se ejecuta la rehabilitación integral a los sistemas de protección anticorrosiva de los corredores: Nuevo Teapa–Poza Rica–Cadereyta, Minatitlán–México, Topolobampo–Guamúchil, Rosarito–Mexicali, Guaymas Obregón y Ductos Playeros en Mazatlán.
 - Se desarrollaron trabajos de integridad de ductos e instalaciones marítimo portuarias en Salina Cruz, para el re-inicio de exportación de crudo, con una capacidad operativa de hasta 2 mmbls.
 - Se realizó la modernización, actualización y mantenimiento overhaul de turbomaquinaria en las estaciones de bombeo: Nuevo Teapa, Catalina, Ceiba, Zoquital, Cuesta de los Muertos, Maltrata, Zapoapita, Arroyo Moreno, Jáltipan y Donají.
 - Como resultado de los análisis de integridad e hidráulicos, se logró un régimen de bombeo en el Poliducto 8” D.N. Salamanca–León de 21.6 MBD; generándose ahorros por la suspensión de inyección de mejorador de flujo en este sistema.
 - Se incrementó el régimen de bombeo del poliducto 10” D.N. Salamanca–Morelia, pasando de 21 a 27.4 MBD; derivado de la repotenciación del equipo principal y la puesta en operación de equipo Booster. Con lo que se mejora la disponibilidad de capacidad de transporte por el medio más económico y seguro.

-
- Se concluyó el descuellamiento de los Poliductos 14" y 10" Satélite-Gómez Palacio; lo que permite el incremento de capacidad de transporte en 25 MBD.
 - Se ejecutan trabajos para descuellamiento de los sistemas: Minatitlán–Villahermosa; Minatitlán–Salina Cruz; Salamanca–Guadalajara; Topolobampo–Guamúchil.
 - Se rehabilitaron y pusieron en operación 4 tanques de almacenamiento en Tuxpan y 4 en Salina Cruz; 1 más está en ejecución en Tuxpan.
 - Se construye el Muelle en La Paz, B.C. y se rehabilitan muelles en Pajaritos, Guaymas, Lerma, Salina Cruz y Mazatlán.
 - Se instalaron tres monoboyas nuevas: Tuxpan, Salina Cruz y Rosarito. Adicionalmente, se encuentra en proceso la adquisición de 2 más (Tuxpan y Salina Cruz).
 - Se adquirieron 54 brazos de carga marinos, de los cuales se recibieron 32 y se adquirieron 156 mangueras marinas, de las cuales ya se recibieron e instalaron 98.
 - En cuanto a monitoreo y control remoto de instalaciones, se automatizaron 139 sitios asociados a 47 ductos de la Red de Distribución de Pemex-Refinación. Se iniciaron los trabajos de construcción del Centro de Control Alterno SCADA en Azcapotzalco y se amplió el alcance del contrato SCADA 47, para integrar 197 sitios más de oleoductos y zonas de altas consecuencias.

5. Los avances del programa de combustibles limpios para cumplir con la NOM-086

El 30 de enero de 2006, la SEMARNAT emitió la Norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, en donde se establecen las especificaciones que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos para mejorar el medio ambiente.

1. Calidad de combustibles

Gasolina PEMEX Premium

De acuerdo con el calendario, desde octubre de 2006 se continúa suministrando este combustible con 30 ppm promedio y 80 ppm máximo de azufre en todo el país, manteniéndose dentro de especificación las concentraciones de aromáticos, olefinas, benceno y oxígeno.

PEMEX Diesel UBA

Por lo que respecta al suministro en la Zona Fronteriza Norte, se mantiene su distribución a las Terminales de Almacenamiento y Reparto desde enero de 2007, con una concentración máxima de 15 ppm de azufre, cumpliendo con la norma.

Gasolina PEMEX Magna Zonas Metropolitanas

En cuanto al suministro de este combustible, se mantiene su abastecimiento dentro de especificación en el 100% de las Zonas Metropolitanas de Monterrey, Guadalajara y Valle de México.

Diesel UBA en las Zona Metropolitanas

Se mantiene su abastecimiento dentro de especificación en el 100% de las Zonas Metropolitanas de Monterrey, Guadalajara y Valle de México, presentando una calidad superior a la requerida por la norma.

PEMEX Diesel (500)

En relación a este combustible, con el cual se abastece al “Resto del País”, y el cual se elabora en los seis centros de producción del SNR, con una especificación promedio de alrededor de 450 ppm de azufre, y actualmente es complementado con importación, principalmente de Estados Unidos, se informa que en el mercado natural, el diesel de 500 ppm de azufre no se produce, por lo cual, el diesel que se importa tiene la calidad correspondiente al Diesel UBA (máximo 15 ppm de azufre).

Por lo anterior, los barcos que lo importan, se encuentran descargándolo en los puertos de Pajaritos, Veracruz, Madero, Tamaulipas, Rosarito, Baja California, Manzanillo, Colima, Topolobampo, Sinaloa, Guaymas, Sonora y Lázaro Cárdenas, Michoacán, abasteciendo las zonas de influencia de reparto con calidad UBA.

2. Programa de la NOM-086

Se programa la producción y suministro de la gasolina Magna UBA Resto del País en marzo de 2015 y para el Diesel Resto del País, en octubre de 2017.

3. Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana “Especificaciones de los Combustibles Líquidos Producto de la Refinación”–SENER

En virtud de que el artículo 14 Bis de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo establece que “Las especificaciones de las gasolinas y otros combustibles líquidos producto de la refinación del petróleo serán establecidas por la Secretaría de Energía, conjuntamente con las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales, así como la de Economía”, se informa, que posterior a una serie de reuniones entre SEMARNAT-SENER y PEMEX, se ha llegado a la definición de una propuesta de anteproyecto de norma.

6. Mercado ilícito de petrolíferos, su cuantificación volumétrica y económica de 2013

Durante 2013, se estimó un faltante de 5,630 miles de barriles de productos, 28% mayor que el faltante calculado para 2012, que fue de 4,397 miles de barriles, dicha estimación del volumen faltante se calculó según procedimiento 300-93000-PO-SASI-06 con fines de carácter únicamente estadístico, al margen de cualquier consideración de carácter contable, criterio que aplica asimismo para el costo estimado del volumen faltante en 2013 el cual fue de 10,266 millones de pesos, considerando un promedio del precio de venta al público.

Principales Proyectos de Inversión

Recuperación de azufre en Minatitlán y Salamanca (NOM-148)

Objetivo: Cumplimiento de la normatividad en materia ambiental NOM-148-SEMARNAT-2006, que establece que las refinerías deben recuperar un mínimo del 90% del azufre, para garantizar la calidad del aire y el bienestar de la población.

Alcance: Diseño, construcción y puesta en operación de plantas de recuperación de azufre mediante el proceso de bajo punto de rocío, en las Refinerías de Salamanca y Minatitlán, incluyendo la integración de las nuevas plantas a las instalaciones existentes.

Contratista	Tipo de contrato	Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)	
Salamanca: ISOLUX de México, S.A. de C.V ; Minatitlán: sin contrato.	Mixto		

Inversión (millones de pesos)

Monto	Ejercido							Programado	Total
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	
Salamanca	2.3	29	16.9	95.3	421.8	133.6	73.7	20.8	833
Minatitlán ^{1/}	0	21.5	13.2	9.8	5.7	5.6	-	0.0	860
Total	2.3	50.5	30.1	105.1	427.5	139.2	73.7	20.8	1,693

	Físico		Financiero	
	Programa *	Real	Programa	Real
Por ciento	72.2	53.5	47.3	46.2

El avance físico es ponderado y considera la planta de Salamanca en ejecución y la de Minatitlán en planeación. El avance financiero corresponde a las dos plantas (Minatitlán y Salamanca)

* Avance programado en revisión por el área administradora
Indicadores económicos (millones de pesos)**

	Salamanca	Minatitlán
Costo total	833	860¹

No se incluyen indicadores de rentabilidad por tratarse de un proyecto de costo.
**Grado de definición estimado de costos clase III (+25/-15%).

2007- 2012: Ejercicio Cuenta Pública; Mecanismo de Planeación 2013-2017.
1/ Su costo está en proceso de actualización.

Observaciones

Minatitlán:

- La refinería de Minatitlán informó que sí se requiere la Planta.
- Se justificará un nuevo proyecto por parte de la Refinería.

Salamanca:

- El avance físico real del IPC es de un 99.04%
- Se concluyó la terminación mecánica el 7 de noviembre 2013.
- Los circuitos y equipos se encuentran probados.
- Fecha probable de carga a la Planta el 2 de febrero 2014 y posteriormente se inician pruebas de desempeño.

Actividades relevantes

	2008	2010	2012	2014
Salamanca				
Bases y licitación IPC	Ago	Abr Abr		Feb
Minatitlán (en revisión)				
Bases y licitación Licitación y contratación IPC	Ago			

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Reconfiguración de la refinería de Minatitlán (1/1)

Objetivo: Incrementar la producción de combustibles de alto valor agregado para obtener 93 Mbd de gasolinas y 82 Mbd de diesel y turbosina, con un proceso óptimo de crudo de 246 Mbd (70 por ciento Maya).

Alcance: Construcción de once plantas de proceso (incluida una planta de coquización retardada), obra de integración, servicios auxiliares y la instalación de un gasoducto de 12" (12 km), oleoducto de 30" (12 km) y un hidrogenoducto de 10" (25.4 km).

Contratista (Paquetes IPC)

Paq. II - ICA FLUOR DANIEL S. de R.L. de C.V.
 Paq. III - DRAGADOS Proyectos Industriales de México, S.A. de C.V.
 Paq. IV - MINATRICO S. de R.L. de C.V.

Paq. V - EBRAMEX S. de R.L. de C.V.
 Paq. VI -SAMSUNG Ingeniería Minatitlán, S.A. de C.V.

Tipo de contrato

Paq. II - Mixto; Paq's III al VI - Precios alzados

Inversión ^(a) (Millones de pesos)

Monto	Ejercicio							Prog.	Total (c)
	Acum. a 2007	2008	2009 (b)	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	
205 99 205 ^d	3,122	436	46,553	5,162	3,054	611.4	0.0	-	59,733
1218T4M001 5 ^e						4,943	0	-	5,403

- a. Incluye 308 MMUS\$, pagados durante 2010 y 2011, por concepto de reclamaciones de las contratistas para la terminación del proyecto.
- b. Incluye 2,394 MMUS\$ como reconocimiento de deuda y 3,049 MMUS\$ de la contratación de IPC's, administración e intereses capitalizables acumulados hasta 2008.
- c. Monto actualizado a pesos 2013 de los 53,613 MM\$ registrados por SHCP en agosto 2010, cuya estimación consideró la metodología de carga al sistema PIPP (establecida por la SHCP) con base en la inversión de 3,559 MMUS\$.
- d. El vector no da el costo total por ajuste en los recursos de inversión autorizados de gasto hasta julio 2012
- e. Proyecto autorizado en junio para el cierre administrativo del proyecto Minatitlán. Se ratifica la necesidad de ampliar el horizonte de terminación del proyecto hasta abril del 2013, con presupuesto aproximado de \$377 millones

Estado actual del proyecto

- Todas las plantas e instalaciones han sido físicamente terminadas y están bajo el control, resguardo, operación y mantenimiento de la refinería
- Se finiquitaron los Contratos de las Compañías de Supervisión GEP 2, 3, 4 y 5, anteriormente en diciembre de 2007 se finiquitó el contrato del GEP 6.
- Se finiquitaron los Contratos de obra del Hidrogenoducto (PDI), IPC-2 (ICA), IPC-3 (Dragados), IPC-4 (Minatrico), IPC-5 (Ebramex) e IPC-6 (Samsung)
- El proyecto se encuentra concluido, por lo que en lo subsiguiente se eliminará esta ficha del reporte.

Avance del proyecto a diciembre de 2013, IPC (%)

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Obra	100.0	100.0	99.9	99.9
Cierre admto.	-	-	100	91.4

Indicadores económicos (Millones de dólares)*

Costo total	3,635
VPN	1.89
TIR (%)	12.0

* Indicadores antes de impuesto, a partir de las erogaciones a agosto 2012 proporcionadas por la subdirección de proyectos y de acuerdo a la revaluación en diciembre 2012. Incluye beneficios por diesel UBA.

Objetivo: Monitorear, controlar y supervisar la operación y la seguridad de los sistemas de transporte de petrolíferos por ducto a través del sistema de supervisión SCADA en dos fases: siete poliductos de la Red Nacional de Ductos (RND) de Pemex Refinación (SCADA 7), así como 10 oleoductos, 3 combustoleoductos y 34 poliductos (SCADA 47).

Alcance: Desarrollo de ingeniería, suministro, hardware, software y centros de control para la implantación del sistema SCADA en la red nacional de ductos de Pemex Refinación. SCADA 7 integra 2,568 km (9% de la longitud total de la red de Pemex Refinación), mientras que SCADA 47 contempla 11,055 km (79% de la red).

Contratista * Proceso de implantación concluido en los ductos del Valle de México (2% del total del RND)
 SCADA 7: Contrato de Ingeniería, suministro e instalación - Telvent Energía, S.A.; Contrato de Servicios de Supervisión - IMP; Contrato de hardware y software - Telvent Canada Ltd. via ITS; Contrato Centros de Control formalizado con Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V. en proceso de terminación.
 SCADA 47: En ejecución el contrato de automatización de 193 sitios, el cual fue formalizado con el Consorcio Integradores de Tecnología, S.A. de C.V. / Automatización y Modernización Industrial, S.A. de C.V. Contrato de Servicios Integrales para desplegados, CIRs y HMIs y Construcción del Centro de Control Alternativo en proceso de contratación con la empresa Telvent Canadá, Ltd.

Inversión (flujo de efectivo - millones de pesos)

Monto	Ejercido							Programado			Total
	Acumulado 2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	2015+	
SCADA 7 a/	241.3	10.6	283.5	411.9	146.8	170.4	62.6	0.5			1,567
SCADA 47	0	0	0.2	8.5	204.2	148.6	313.0	2.7	699.7	864.7	2,341

2007-2012: Ejercicio cuenta pública, 2013 Adec. 9 Ver. B y Cartera de Inversiones 2013-2025: Cifras en pesos 2013
 a/ Vector en proceso de revisión debido a cambio en los alcances.

Actividades relevantes

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SCADA 7							
Bases técnicas y de concurso	ene-oct						
Licitación, contratación y ejecución del supervisor	sep			may			
Licitación, contratación y ejecución del integrador	sep			may			
Contratación y ejecución de contratos de HW/SW			Mar			Nov	
Contratación y ejecución de contrato de I centros de control.				May		Dic	
SCADA 47 (en revisión)							
Bases	ago		jun				
Ejecución de contratos de Automatización				oct		Mar-Dic	Oct
Energización de sitios por automatizar						Mayo	
Construcción de Centro de Control Alterno en la TAR Azcapotzalco						Mar-Dic.	Nov
Adquisición de materiales y accesorios para Tapping's 1/ primera entrega, 2/ segunda entrega						Mar-May Oct-Dic ²	
Contratación y ejecución de servicios para HMI's, CIRs y						Abr- Dic.	

Nota: Las actividades que justifican la ampliación de plazo y monto se darán próximamente por encontrarse en revisión.

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
SCADA 7	85.6	85.3	87.3	857.2
SCADA 47	58.9	54.8	29.6	29.5

Indicadores económicos* (millones de pesos)

	SCADA 7	SCADA 47
Costo total **	1,567	2,341
VPN	621	833
TIR (%)	20.21	20.84

*Cifras en pesos 2013 **Grado de definición estimado de costos clase II (+15/-10%)

Observaciones

- SCADA 47 - En el contrato 4500393833 de Automatización de 193 sitios, al cierre de diciembre de 2013 se recibieron un total de 117 de 138 sitios programados y 47 de 47 estaciones de telecomunicaciones, se impartió 1 curso de capacitación, se tienen en proceso de entrega 20 sitios adicionales con un avance que fluctúa entre 60% al 90%. Con fecha del 30 de diciembre de 2013 se firmó el Contrato de Obra Pública a Precios Unitarios No. PXR-OP-SCC-SUD-GSM-A-154-13 para la Construcción del Centro de Control Alterno. Contrato 4600022559 y 4600022927 para Desplegados, HMIs y CIRs del SCADA 47, se tienen 13 ordenes de servicio de las cuales 8 ya se concluyeron recibiendo 142 licencias, 142 Estaciones para CIRs y 240 gráficos.
- También se formalizó el contrato PXR-OP-SCAR-SUD-GSM-A-81-13 del CCA Temporal de Venta de Carpio el cual cuenta con un avance del 80%.
- SCADA 7 - Contrato de Centros de Control, para el Principal cuenta con un avance total del 100%, se inició el proceso de terminación anticipada por casusa de interés general definidas por atraso en la definición de cambios en el proyecto y por cierre de la unidad de inversión.
- Contrato de Hardware con avance del 100% y Software del 90%. Se impartieron 11 cursos relacionados con el SCADA y se recibió la etapa de pruebas FAT de las aplicaciones y desarrollos

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Reconfiguración de Salamanca (1/4)

Objetivo: Posicionar a Salamanca como una refinería de alta conversión, rentable, competitiva, eficiente, segura y ambientalmente limpia, en el contexto del Programa de Reconfiguración del SNR, mejorar la balanza comercial y contribuir a la reducción de los niveles de contaminación en la zona.

Alcance: Reducir la oferta comercial de combustóleo y asfalto en la zona de Salamanca, mediante la construcción de una Planta Coquizadora, una Planta de Reformación CCR, modernización Planta Catalítica, dos Plantas de Hidrotratamiento (Naftas de Coquer y Gasóleos), una de Hidrógeno, una de Azufre y las unidades de Aguas Amargas y Aminas, así como los Servicios Auxiliares y tanques necesarios, sin modificar sustancialmente el proceso de crudo; además de la modernización del Tren de Lubricantes.

Derivado del desarrollo del proyecto se elimina la opción de modificar la Planta H-Oil y se incluye una nueva Planta Catalítica en lugar de la modernización de la existente, asimismo se adecuará el paquete de Ingeniería Básica de la Planta Coquizadora para que los equipos cumplan específicamente la normatividad de Pemex para Salamanca.

Se establece una nueva estrategia para agilizar la justificación del CMA ante SHCP, la validación, acreditación y ejecución del proyecto.

Contratista

Tipo de contrato

Por definir

Por definir

Inversión* (millones de pesos)

Monto	Ejercido						Programado					Total (1)
	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene- dic	2013 Saldo	2014	2015	2016	2017	
Ejecución	14.5	172.9	122.1	418.2	580.3	925.2	1,780.8	14,459.3	11,424.4	7,172.4	6,304.4	43,374

*Acumulado 2008-2012 ejercicio cuenta pública; Programado 2013 + Cartera de Inversiones 2013-2025.

(1) El monto total Incluye el estudio de pre inversión, referido al desarrollo de Ingenierías por un monto de 2,854 MM\$.

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

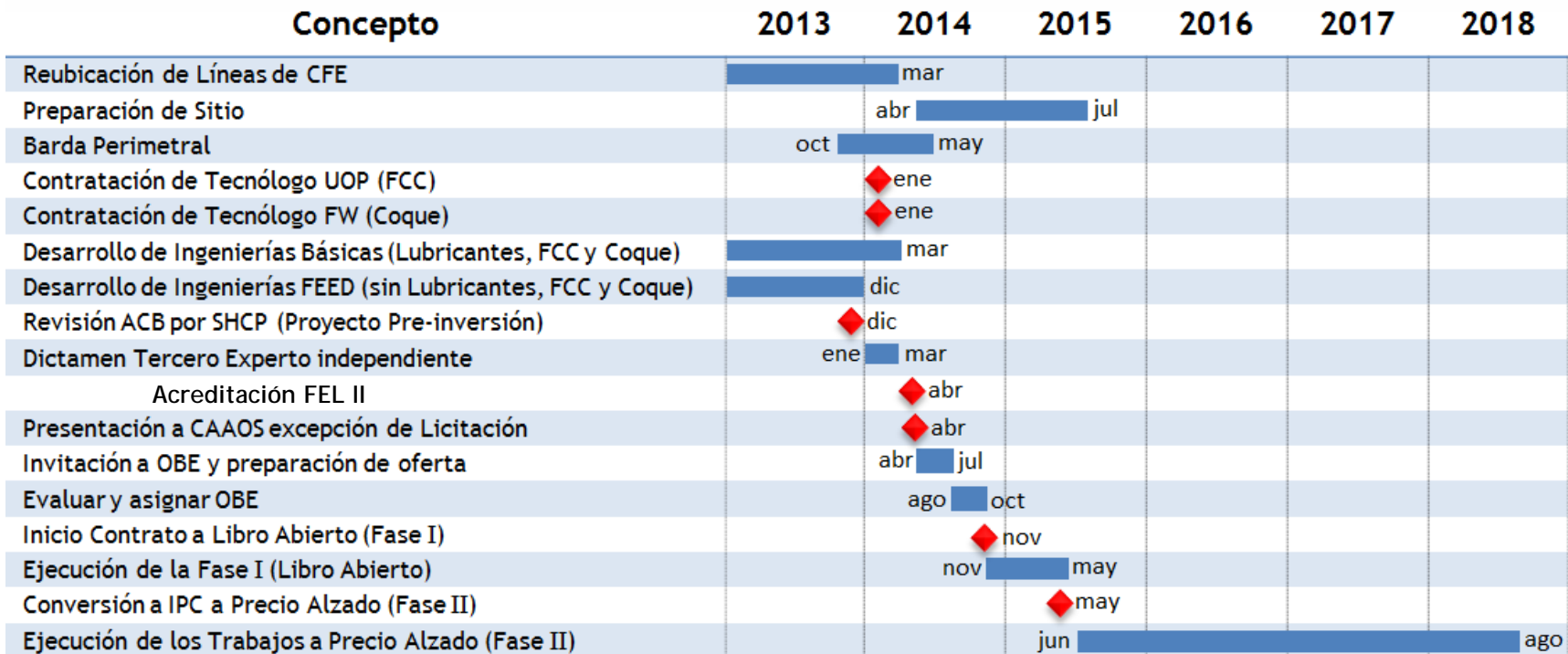
	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Por ciento	5.1	2.6	2.1	2.1

Indicadores económicos* (millones de pesos)

Costo total	43,374
VPN	10,552
TIR (%)	17.6

* Antes de Impuestos. Estimado Clase IV (+35/-20%). De acuerdo con el registro en SHCP (CM y A sep. 2012 0618TZZ0004).

Reconfiguración de Salamanca (2/4)



Observaciones

Situación Actual Estudios de Preinversión:

Ingenierías Básicas concluidas: Hidrodesulfuradora de Naftas de Coquización, Hidrógeno, Aguas Amargas, Azufre, Corte Profundo e Hidrodesulfuradora de Gasóleos, Regeneradora de Aminas, Reformadora y Coquizadora.

Ingenierías Básicas en etapa final: Servicios Auxiliares e Integración.

Ingenierías básicas en etapa de inicio: Chevron Lummus inició la elaboración de la Ingeniería Básica de la unidad de Lubricantes.

Ingenierías básicas en etapa de contratación: El SUBCAAOS dictaminó procedente la asignación directa de la contratación de Ingeniería Básica, Asistencia Técnica y Licencia para la nueva planta Catalítica (FCC) con UOP y la contratación de FW para adecuar el paquete de Ingeniería FEED de la Planta Coquizadora para que los equipos cumplan específicamente la normatividad de Pemex para Salamanca. Los paquetes fueron enviados al área de Contratos.

Ingenierías Básicas Extendidas (FEED) en Desarrollo: El programa de terminación de las Ingenierías FEED es febrero de 2014 excepto Planta de Lubricantes, Catalítica y Coquizadora, ya que éstas últimas se integran al OBE como Ingenierías Básicas.

Se ingresó el estudio MIA y ERA en diciembre 2013 a la SEMARNAT.

Problemática y Acciones

- Agilizar la contratación de los tecnólogos UOP para la FCC-2 y FW para la Coquizadora.
- Obtener información de RIAMA para que los tecnólogos definan los parámetros requeridos en su diseño.
- Desalojo de Materiales que se continúan depositando en el área SECADI.
- Firma de Bases de Usuario por área operativa para congelar requerimientos iniciales.
- Revisión de los DTI's y análisis HAZOP de las Ingenierías FEED en desarrollo.

Impactos

En el PEF 2014 se tiene un presupuesto anual autorizado de \$ 833.7 MM de pesos, se mantiene constante con una programación más apegada a las expectativas del proyecto para los convenios modificatorios de los contratos con el IMP de Ingeniería FEED y PMC.

Observaciones (continuación)

Situación Actual Obra:

Relocalización de líneas de alta tensión: Trabajos ejecutados por CFE con un avance total del 85%. Para poder liberar las 4 últimas líneas, es necesario que la CFE culmine los trabajos en la subestación del PEC, se prevé tener disponible el área para los trabajos requeridos en marzo 2014.

Barda perimetral: El día 02 de octubre de 2013 iniciaron los trabajos de construcción con fecha de terminación programada para el 29 mayo de 2014, y se lleva un avance del 36.0%

Preparación de Sitio, Camino de acceso y Entronque carretero Se publicó la Licitación Pública y se programa iniciar los trabajos de la 1ra. fase en abril de 2014. El entronque carretero se realizará en una 2da. fase.

Problemática. Se requiere liberación de las líneas de CFE y obtener el Resolutivo (permisos) de la SEMARNAT para iniciar los trabajos en el área nueva.

Acciones: Seguimiento estricto al programa de CFE para la liberación de las líneas.

Impactos:

En el PEF 2014 se tiene un presupuesto anual autorizado de \$ 4,479.7 MM de pesos, se consideraron recursos para el contrato de reubicación de líneas de alta tensión por parte de CFE, el contrato de construcción de la barda perimetral, compra de terrenos, entronque carretero y camino de acceso temporal, servicios de mano de obra para la administración del proyecto y la reclasificación de mano de obra.

Objetivo: Incrementar la eficiencia del sector energético en el área de Salamanca, mediante un Proyecto Externo de Cogeneración (PEC) entre Pemex Refinación y CFE, integrando a la Refinería de Salamanca la infraestructura necesaria para suministrar agua tratada a la Nueva Central de CFE y recibir vapor de Alta y Media Presión para uso en la Refinería.

Alcance: Construcción del marco soporte (rack) y la instalación de tuberías para los servicios de agua tratada, vapor de media y alta presión que se interconectarán entre la nueva central de Cogeneración de CFE y la Refinería de Salamanca. El alcance incluye una unidad de tratamiento de agua y equipo de bombeo, instalados dentro de la refinería existente.

Contratista

IBERDROLA, Ingeniería y Construcción

Tipo de contrato

Precio Integrado

Inversión* (millones de pesos)

Monto	Ejercido			Programado					Total (1)
	2011	2012	2013 ene- dic	2013 Saldo	2014	2015	2016	2017	
Ejecución		0.0	27.0	0.5	437.0	553.7			

(1) El presupuesto autorizado para el PEC corresponde a 72.08 MMUSD, considerando que el rack será utilizado también por el PCRS, a este último proyecto se asigna un cargo de 18.020 MMUSD, correspondientes estos dos montos a la ejecución de la Obra, incluyendo 4.847 MMUSD por la Administración, para una inversión total de 94.947 MMUSD.

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Por ciento	22.3	2.6	2.7	2.7

Indicadores económicos (millones de pesos)

Costo total	1,018.0
VPN	444.9
TIR (%)	17.0

Observaciones (continuación)

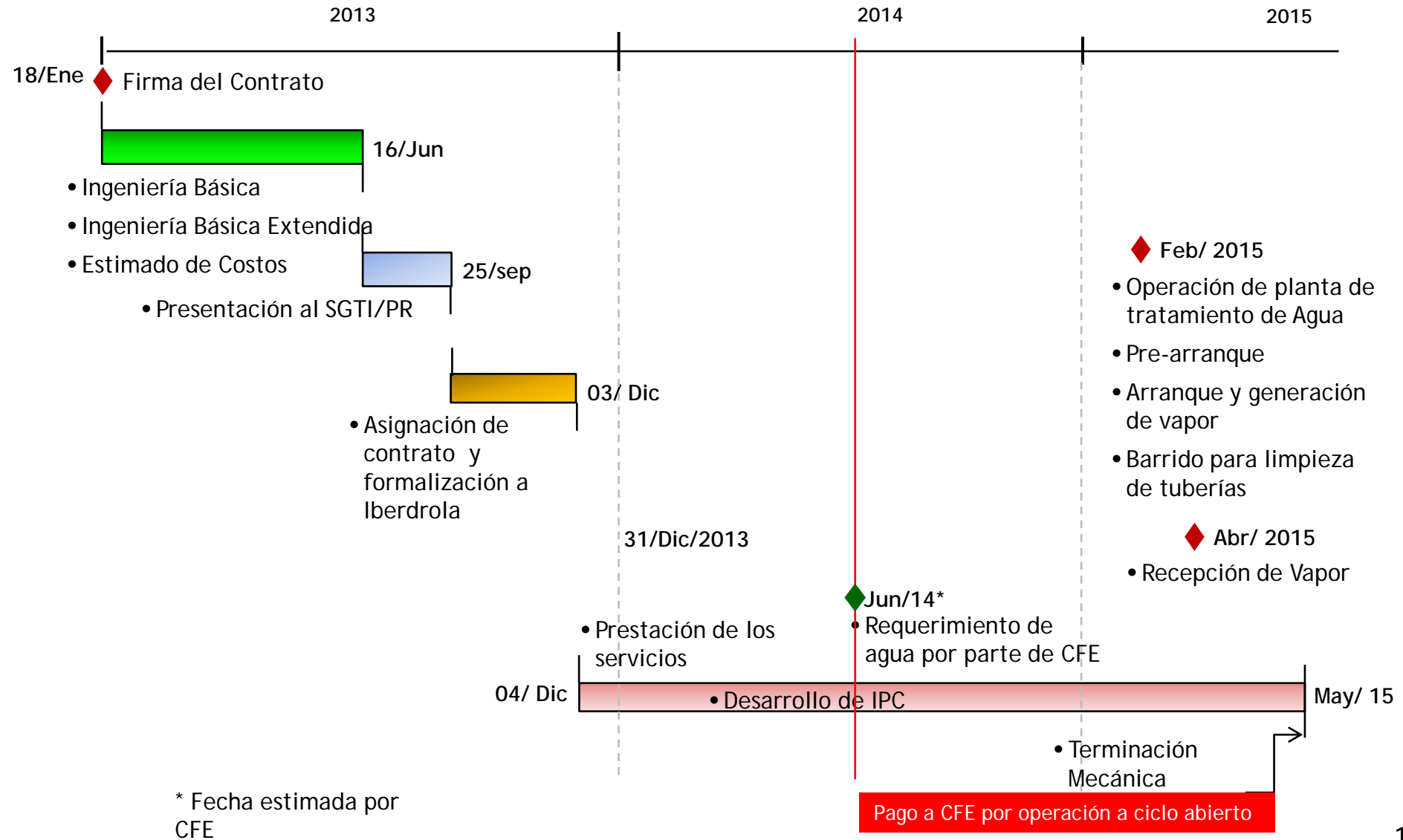
Situación Actual :

- Se dispone del Paquete de Ingeniería Básica y Básica Extendida (FEED)
- Se tiene la autorización del presupuesto por la SHCP.
- Se formalizó el día 03 de diciembre el Contrato a Precio Integrado para la Ejecución de la Obra por un monto de 90.1 MMUSD con la Empresa IBERDROLA INGENIERÍA y CONSTRUCCIÓN.
- El día 04 de diciembre iniciaron los trabajos de la Ingeniería de Detalle, Procura de Equipos y Materiales del Rack de interconexión entre el PEC y la refinería, los cuales tendrán una duración de 18 meses, con fecha de terminación programada para el 27 de mayo de 2015.
- Se requiere liberación de las líneas de CFE y obtener el Resolutivo (permisos) de la SEMARNAT para iniciar los trabajos en el área nueva.
- Se colocaron los pedidos de la tubería de Aleación P-91 y de la Planta de Tratamiento de Agua (UDA-06).

Acciones a seguir:

- Consensar la fórmula del precio unitario para el vapor, para proceder con la firma del contrato CFE-Pemex Refinación.
- Concluir por CFE la relocalización de las líneas de alta tensión para liberar el predio de Pemex, con lo que se dará inicio a la preparación del sitio para el proyecto de Conversión de Residuales.
- Obtener información de la subestación tipo “cuadro de carga con interruptor y medio” en 230 Kv. para justificar la decisión del pago a CFE para la construcción correspondiente.
- Incluir en el proyecto de CFE, un Deareador requerido para el uso adecuado del agua tratada suministrada por Pemex Refinación
- Iniciar la construcción del rack y los suministros de la planta de tratamiento de agua y tubería.

Programa Ejecutivo



Infraestructura Tuxpan-México

Objetivo:

- Garantizar el suministro de combustibles a la zona metropolitana a un costo mínimo, con una operación eficiente y segura, incrementando la capacidad de almacenamiento y transporte por ducto y los días de autonomía de la terminal de Tuxpan.
- Ampliar la capacidad de almacenamiento en la terminal de Tuxpan en 500 Mb y reducir los tiempos de descarga de destilados.
- Ampliar la capacidad del poliducto Cima de Togo - Venta de Carpio de 70 a 140 MBD.

Alcance

- Construcción de un Poliducto de 103 km de 18" D.N. entre Cima de Togo y Venta de Carpio; de una estación de bombeo en Beristain y actualización de estaciones.
- Ampliación de la capacidad de almacenamiento de Tuxpan mediante la construcción de cinco tanques de 100 Mb cada uno.
- Definición de opciones de descarga de productos en la Terminal Marítima Tuxpan con la construcción de un muelle marginal o la instalación de una monoboaya.

Contratista

Tubería: PROCARSA/Poliducto 18: ARB Arendal/ Estación Beristain: Abengoa México / 5 Tanques: Tradeco

Tipo de contrato: Precio Unitario, a excepción de Tradeco (P. Alzado y P. Unitario)

Inversión* (millones de pesos)

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Monto	Ejercido							Programado			Total
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	2015+	
Estudios	12.3	79.7	91.1	0.4	0	0	0	0	0	0	184
Ejecución	0	72.1	668.0	916.2	825.2	617.7	254.9	2.8	788	0	4,145
Total	12.3	151.9	759.1	916.6	825.2	617.7	254.9	2.8	788	0	4,329

*Acumulado a 2006-2012: Ejercicio cuenta pública; 2013 Adec. 9 Ver. B

Actividades relevantes

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Bases de usuario	jul						
Contratación de estudios	ago						
Contratación de ingenierías		abr					
Desarrollo de ingenierías		may-dic					
Bases de licitación IPC		dic ¹					
Contratación del IPC			mar ³	feb ²			
			may ^{1,4} oct ³	abr ²			
Procura y construcción			jun ^{1,4} oct ³	abr ²	Oct ^{1,2} Dic ³		Mar ⁵
					Jun ⁴ Dic ²	Nov ¹	Dic ³ y Ago ⁵
Terminación y arranque							

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

Ejecución	Físico*		Financiero *	
	Programa	Real	Programa	Real
	76.7	74.9	87.0	86.9

*Avance que considera cambio de alcance
Indicadores económicos* (millones de pesos)

Costo total**	4,329
VPN	1,591
TIR (%)	17.0

** Costo registrado en la SHCP Observaciones

Poliducto de 18"; Ducto en operación al 100%. Por concretarse la solución al reclamo del contratista. En trámite de revisión Jurídica el Dictamen para la elaboración de un Convenio 11 de Redistribución de montos, con el cual se formularán los datos del finiquito del contrato.

Actualización de tres estaciones de bombeo: Terminado en julio de 2011.

- **Almacenamiento en Tuxpan** En los Tanques TV-112 y TV-113 se sustituyen los sellos doble wiper, se harán las últimas pruebas con SASIPA para su autorización y puesta en operación, en el mes de enero. Las fechas pronóstico de terminación de los Tanques son: TV-114 en el primer trimestre de 2014 y TV-116 en abril 2014; TV-115 en junio 2014. La Bomba Booster se encuentran en operación. El avance del contrato es 79.96%.

Estación de Bombeo Beristain: Construcción terminada en diciembre de 2011. Inició operación el 2 de Febrero de 2012. Concluyó tiempo contractual con Convenio "D-5" y en proceso CP-4 para finiquito y proceso de cierre administrativo del Contrato (obra adicional y extraordinaria).

Modernización de Casa de Bombas TM Tuxpan. -"Referente al Contrato administrado por la Subdirección de Distribución (SUD), se informa que el avance programado es 100% y el avance real es 1.22%, por lo cual la SUD inició el procedimiento de rescisión administrativa, la contratista presentará sus argumentos".

Renovación de la flota petrolera

Objetivo

diciembre 2013

Optimización del sistema de transporte marítimo y reducción de costos de operación del transporte de petrolíferos.

Alcance

Adquirir cuatro buques de reciente construcción a través de un esquema de arrendamiento financiero a 10 años con opción a compra en una primera fase y un buque tanque restante, más cinco adicionales en una segunda fase mediante adquisición.

Contratista

FTapias México S. A. de C. V. /Blue Marine Shipping S. A. de C. V.

Tipo de contrato

Arrendamiento financiero con opción a compra / Compra

Inversión (millones de pesos)

Monto	Ejercido						Programado			Total
	2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	2015+	
4 BT's Arrendamiento	35.1	286.5	274.4	278.4	311.6	315.5	0.0	456.8	2,482.1	4,440
1+5 BT's Adquisición	0	0	0	25.5	354.7	333.7	0.0	368.7	2,604 .0	3,687.9

Indicadores económicos (Millones de pesos)

	4 BT's Arrend.	1 BT Arrend.	5 BT Arrend.
Costo total	4,440	659	3,028
VPN	224	140	650
TIR (%)	59.2	n.a.	n.a.

*Acumulado a 2008 - 2012: Ejercicio cuenta pública; 2013 Adec. 9 Ver. B ; cifras en pesos 2013.

Información de alineada al Análisis Costo Beneficio vigente.

Actividades relevantes

	2008	2009	2010	2012
Licitaciones (5 BTs.)	abr			
Contratación (4 BTs.)	feb- jun			
Etapas de recepción de buques	ago- nov			
Operación / amortización		ene		
Licitaciones (1 + 5 BTs.)			jul	Dic
Recepción de buques				Dic 2011- Ene 2012

Observaciones

- En diciembre de 2011, se llevó a cabo el proceso de formalización de los contratos de arrendamiento financiero correspondientes a cuatro buques tanque: Ocean Chariot, Ocean Crest, Alpine Hallie y Alpine Emma y estos fueron entregados por PMI a Pemex Refinación.
- En enero de 2012, se concretó la formalización y recepción del quinto buque: Ocean Current.
- Los 5 buques tanque se encuentran operando: 3 en el Pacífico y 2 en el Golfo de México.

Alcance logrado, por lo que en lo subsiguiente se eliminará esta ficha del reporte. Los recursos programados son para cubrir el arrendamiento.

Nueva capacidad de refinación

Objetivo: Incrementar la capacidad de refinación para atender el crecimiento de la demanda, capturar los márgenes y aprovechar los residuales producidos en la actual refinería de Miguel Hidalgo. Reducir el costo de suministro de combustibles para el país mediante el incremento de la producción interna de destilados. Disminuir el costo de desplazamiento de combustóleo que se produce en el centro del país, transformándolo en productos de mayor valor agregado.

Alcance: Consiste en el diseño y construcción de una nueva refinería, con:

- Un nuevo tren de refinación en una configuración de alta conversión con coquización, con capacidad de procesamiento de 250 Mbd de crudo tipo Maya, complementada con 76 Mbd de residuo de vacío provenientes de la refinería existente. La nueva refinería contará con 17 plantas de proceso, principales y complementarias, los servicios principales, tanques de almacenamiento, infraestructura e integraciones necesarias, para la adecuada operación.
- La construcción de 832 km de ductos para el transporte dedicado de crudo, gasoducto, líneas de interconexión inter-refinerías para el transporte del residuo de vacío y productos, así como un poliducto a la zona suroriente del Valle de México que complementará la capacidad del sistema de transporte para el desalojo de destilados.

Contratista

Por definir:

Tipo de contrato

Por definir

Inversión* (millones de pesos)

Monto ^{1/}	Ejercido					Programado				Total
	Acum. a 2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	2015	2016+	
Preinversión										7,276
Inversión obra ^{3/}	46	155	65	374	1,994	254	2,394	1,994	112,952	136,199
Total	46	155	65	374	1,994	254	5,197	22,264	112,952	143,475
Acond. del Terreno ^{2/}			78	87	469	1,985	2,515			5,133
Gran total	46	155	143	461	2,463	2,239	7,712	22,264	112,952	148,608

*Acumulado 2006 - 2012: Ejercicio cuenta pública; 2013 Adec. 9 Ver. B pesos 2013.

1/ Monto modificado en proceso de justificación para el proceso de planeación ante la SHCP. 2/ Incluye trabajos de "construcción de cerca y barda, reubicación de bases, líneas de transmisión y canales de riego y movimiento de tierras. 3/ Se anuló contra el registro durante el

Actividades relevantes *

Actividades	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FEL I	Abr	Dic									
FEL II		Jun		Nov							
FEL III				Nov			Feb				
Contratación de IPC							Mar				
Ejecución							Jul				
Terminación y estabilización											Jul

IPC: Ingeniería, Procura y Construcción.

Considera la Ingeniería Conceptual desarrollada

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

	Físico, %		Financiero*, %	
	Programa	Real	Programa	Real
Preinversión	36.1	35.8	36.9	33.7

Avances en función del estudio y los trabajos de supervisión y ajustados de acuerdo a la nueva metodología de cálculo.

Indicadores económicos* (millones de dólares)

Costo total	11,610
VPN	449
TIR, %	13.1

* Después de Impuestos. Estimado de costo Clase IV (+35/-20%)

Observaciones

- **Ingeniería de plantas:** El desarrollo de la ingeniería de tecnólogos registra un avance de 96.6 % y la ingeniería básica y básica extendida presenta un avance de 56.1 %.
- **Sistemas de automatización, control y seguridad (MAC):** El avance en el desarrollo de la ingeniería es del 15.9%.
- **Reubicación de canales de riego:** Las obras para la reubicación de tres canales de riego que cruzan el predio de la Nueva Refinería alcanzó un avance de 77.0%.
- **Reubicación de líneas eléctricas:** Los trabajos registran un avance de 67.2 %. Se tienen 56 de 62 estructuras montadas en las líneas de transmisión Tula-Poza Rica y Tula-Querétaro.
- **Derechos de vía:** Se han obtenido 4,128 permisos para construcción de un total de 4,325.
- **Aprovechamiento de residuales:** Inició la ingeniería para el aprovechamiento de los 76 Mbd de residuales y se tiene un avance real de 4%.

Objetivo: Integrar al SNR la infraestructura necesaria para producir gasolinas con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA), que le permitan dar cumplimiento a la especificación establecida en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005.

- Alcance:**
- 8 Unidades ULSG (212 MBD).
 - 8 Unidades Regeneradoras de Amina (216 M³/H)
 - 1 Purificadora de Hidrógeno (16 MMPCSD)
 - 2 Tanques de Almacenamiento (200 MB)
 - 2 Turbogeneradores (63 MW)
 - 2 Compresores Booster (500 Mm³d)
 - 8 Subestaciones Eléctricas
 - 3 Mezcladores Automáticos en Línea
 - 5 Desfogues de Gas Ácido
 - 6 Desfogues de Hidrocarburos

Nota: Adicionalmente considerar la adaptación de 13 tanques de almacenamiento existentes. ULSG: gasolina ultra bajo azufre, MMpcsd: millones de pies cúbicos estándar diarios

Contratista:

PAQUETE 1 TULA-SALAMANCA :SAIPEM/SAIMEXICANA
PAQUETE 2 CADEREYTA-MADERO: CIA. ICA FLUOR DANIEL
PAQUETE 3 SALINA CRUZ-MINATITLAN: ICAFLUOR DANIEL.


Tipo de contrato: mixto

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Por ciento	79.8	79.6	68.7	68.1

Avance del IPC más administración y supervisión, no considera el avance de las etapas FEL I a FEL III (13 %)

Actividades relevantes

Actividades	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Bases de Usuario	mayo 2006 - junio 2008									
Contratación Ingenierías	agos 									
Desarrollo Ingenierías		agosto 2006 - junio 2009								
Bases de Licitación IPC			agosto 2008 - junio 2009							
Contratación del IPC				marzo 2009 - marzo 2010						
Ingeniería, Procura y Construcción ^{1/}					septiembre 2009 - noviembre 2014					
Terminación Mec. y Arranque ^{1/}								mayo 2013 - enero 2015		

1/ FECHA PRONÓSTICO ESTIMADA POR PEMEX.
TERMINACIÓN MECÁNICA (TM) / ARRANQUE (A) / TERM. PROYECTO (TP)
PAQUETE 1.-Tula: (TM) sep 2014; (A) dic 2014; (TP) feb 2015
Salamanca: (TM) sep 2014; (A) ene 2015; (TP) mar 2015
PAQUETE 2: Cadereyta: (TM) oct.13; (A) dic 2013; (TP) ene. 2014
Madero: (TM) feb. 2014; (A) may. 2014 (TP) jul. 2014
PAQUETE 3.- Minatitlán: (TM) feb. 2014; (A) mar. 2014 (TP) jun. 2014 -> Pronóst. dic. 2014
Salina Cruz : (TM) mar. 2014; (A) may. 2014 (TP) jul. 2014 -> Pronóst. dic. 2014

Inversión⁽¹⁾ (millones de pesos)

Monto	Ejercido ⁽¹⁾						Programado		Total
	Acum. a 2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014+	
Estudios y administración	747	131	310	467	406		600	1,156	3,817 ⁽²⁾
Ejecución	0	497	3,491	6,578	6,381	4,144	5,653	7,005	33,739
Total ⁽³⁾	747	628	3,790	7,046	6,787	4,144	5,653	8,161	37,556

1. Ejercido 2006-2012 información de cuenta pública; pesos 2013.
2. El monto incluye gastos del proyecto B3434006 (estudios de preinversión) de la fase de Gasolinas, así como la administración del proyecto de ejecución.
3. Monto en proceso de justificación para el proceso de planeación ante la SHCP.

Indicadores económicos*

Costo total** = 34,217 millones de pesos
 VPN = Cero
 TIR = 12 %

*Después de impuestos,
 **Grado de definición estimado de costos clase III (+ 25/-15%): FEL 3
 La inversión se recupera a partir del diferencial de precio a la gasolina.
 La inversión estimada del paquete de Tula-Salamanca es de 8,245 MM\$; Cadereyta-Madero es de 12,620 MM\$ y Salina Cruz-Minatitlán, 12,488 MM\$ a pesos 2013 (en revisión).

Observaciones Los datos de avance son preliminares.

Observaciones Los datos de avance financiero de los contratos al mes de diciembre 2013 son preliminares.

● SITUACIÓN ACTUAL:

- Cadereyta: Avance de 98.52% respecto al 99.51% programado.
- Madero: Avance de 92.10% respecto al 93.39% programado.
- Minatitlán: Avance de 84.77% respecto al 90.61% programado.
- Salina Cruz: Avance de 81.24% respecto al 93.55% programado.
- Tula: Avance de 73.32% respecto al 94.80% programado.
- Salamanca: Avance de 76.72% respecto al 85.22% programado.

. . .Continuación:

Observaciones a diciembre 2013.

● PROBLEMATICA:

- **Cadereyta:** Las obras están en fase de arranque, al momento no se presenta ninguna problemática relevante en su ejecución.
- **Madero:** La desviación actual del avance financiero del 1.29 %, se refiere a la ejecución de trabajos adicionales y extraordinarios por necesidades del proyecto
- **Minatitlán:** La desviación del 5.84% en el avance financiero, se debe principalmente a los precios unitarios extraordinarios derivados de la ejecución de las obras que no están contemplados en el alcance original y a los trabajos no ejecutados de acuerdo a lo programado. Por lo que ICA presentó su solicitud de prórroga a la fecha de terminación y actualmente está en proceso de conciliación para formalizarse el convenio respectivo.
- **Salina Cruz:** La desviación del 12.31% en el avance financiero, se debe principalmente a la generación de obra adicional y extraordinaria requerida por la modificación del Cuarto de Control Central (Bunker) que se está ejecutando, y actualmente está en proceso de conciliación para formalizarse el convenio respectivo.
- **Tula:** La desviación actual del avance financiero del 21.48 % , se debe principalmente al efecto que originó la falta de recursos oportunos que el Contratista dejó de incorporar desde su inicio en las distintas fases de la obra, así como por los cambios frecuentes en su organización. Adicionalmente este retraso también se debe en parte al tiempo que ha tomado la resolución de los reclamos del Contratista por obra adicional y extraordinaria, la cual se ha venido reconociendo de manera parcial en la medida que el Contratista ha presentado el debido sustento.
- **Salamanca:** La desviación actual del avance financiero del 8.5%, se debe principalmente al efecto que originó la falta de recursos oportunos que el Contratista dejó de incorporar desde su inicio en las distintas fases de la obra, así como por los cambios frecuentes en su organización. Adicionalmente este retraso también se debe en parte al tiempo que ha tomado la resolución de los reclamos del Contratista por obra adicional y extraordinaria, la cual se ha venido reconociendo de manera parcial en la medida que el Contratista ha presentado el debido sustento.

. . .Continuación:

Observaciones a diciembre 2013.

● ACCIONES:

- **Cadereyta**: Se encuentran en el cierre de observaciones tipo B del protocolo SASIPA 6920.
- **Madero**: Se formalizó el noveno convenio por prórroga a la fecha de terminación al 13 de julio de 2014 y por ampliación al monto en la parte de P.U. por los trabajos adicionales y extraordinarios que afectaron al programa de ejecución del Proyecto por Causas de Fuerza Mayor debido a las fuertes lluvias presentadas en la zona.
 - **Minatitlán**: Se encuentra en trámite de formalización el quinto convenio modificatorio, para prórroga de la fecha de terminación por la redefinición de la trayectoria del Rack de integración y redefinición de la trayectoria para alimentaciones eléctricas a subestaciones las afectaciones. Precios Unitarios extraordinarios en revisión y conciliación.
- **Salina Cruz**: Se encuentra en trámite de formalización el quinto convenio modificatorio, para prórroga de la fecha de terminación por las afectaciones al Cuarto de Control Central (Bunker). Se solicitó a la contratista incrementar equipo y personal.
- **Tula**: Se formalizó el cuarto convenio de prórroga con fecha de terminación al 23 de febrero de 2015. El contratista ha continuado suministrando maquinaria y equipo en sitio mediante sus proveedores. Actualmente la Contratista tiene promedio 2,050 trabajadores rebasando los 1200 requeridos. SAIPEM ha cumplido con su programa realista de ejecución de los trabajos, este programa es factible de realizar si SAIPEM continúa integrando mano de obra directa, maquinaria y herramienta.
- **Salamanca**: Se formalizó el cuarto convenio de prórroga con fecha de terminación al 07 de marzo de 2015, por los trabajos adicionales y extraordinarios al alcance original del Contrato. Se tiene continuidad en los trabajos mecánicos, en la prefabricación y montaje de tubería, en los trabajos de obra civil y eléctricos. El contratista está cumpliendo con el programa realista de ejecución de los trabajos. Actualmente la Contratista tiene promedio 1835 trabajadores rebasando los 1200 requeridos.

Objetivo: Integrar al SNR la infraestructura necesaria para producir diesel con calidad Ultra Bajo Azufre (UBA), que le permitan dar cumplimiento a la especificación establecida en la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

Alcance: Infraestructura nueva

- 5 Unidades ULSD (153 MBD).
- 5 Unidades productoras de Hidrógeno (143 MMPCSD)
- 2 Unidades Purificadoras de Hidrógeno (37 MMPCSD)
- 4 Unidades de Recuperación de Azufre (500 T/D)
- 5 Unidades tratadoras de Aguas Amargas (40 MBD)
- 3 Tanques de Almacenamiento (210 MBD)
- 1 Turbogenerador (32 MW)
- 2 Calderas (400 T/H)

Infraestructura nueva (cont.)

- 4 Torres de Enfriamiento (18.5 MGPM)
- 4 Compresores
- 14 Subestaciones Eléctricas
- 11 Sistemas de Desfogues

Infraestructura a modernizar

- 17 Unidades ULSD (413 MBD)

DUBA: Diesel Ultra Bajo Azufre, MMPCSD: millones de pies cúbicos estándar diarios, MGPM: Miles de galones por minuto, MBD: Miles de Barriles Diarios.

Actividades	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CADEREYTA								
Acreditación FEL III	Jul-2011 / Abr-2012							
Publicación Licitación IPC's	Jul-2012 / Nov-2012							
Contratación de IPC's		Mzo-2013 / Oct-2013						
Inicio de Obras		Mzo-2013 / Oct-2013						
Ejecución y Arranque			4Trim - 2013*/4Trim - 2016					

*Producción temprana /Modernizaciones (Hidros)











PCC / DUBA

Ficha Técnica

Actividades Planeación / Ejecución

MADERO, MINATILÁN, SALAMANCA, SALINA CRUZ Y TULA

ESTRATEGIA: CONTRATACIÓN A LIBRO ABIERTO PARA CADA UNA DE LAS 5 REFINERÍAS

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Dictamen Tercero Experto Independiente.		 Nov-13				
Acreditación FEL II		Ene-13 / Dic-13				
Invitación a 3 Licitantes y Selección de Contratista		 Mar-14				
Inicio de Contrato Fase I** (LA*)		 Abr-14				
Ejecución de la Fase I** (LA*)			Abr-14 / Mar-15			
Conversión a IPC a Precio Alzado (Fase II) **			 Abr-15			
Contratación de IPC's **			 Abr-15			
Ejecución de los Trabajos a Precio Alzado (Fase II) **						Abr-15 / Dic-17
Entrada Operación Madero, Salamanca, Tula. **						 4 Tri-17
Entrada en Operación de Minatitlán, Salina Cruz. **						 4 Tri-17

* LA: Libro Abierto (Fase I: Ingenierías; Fase II: IPC).

** Fechas: Derivado a la Implementación de la Estrategia Modalidad Libro Abierto, se realizan ajustes en la Programación.

** 20140109 Of Solicitud Contratación Testigo Social.

Inversión⁽¹⁾ (millones de pesos)

Monto	Ejercido ⁽²⁾						Programado			Total
	Acum a 2008	2009	2010	2011	2012	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	2015+	
Estudios y administración	105	122	516	1,018	495	1,101	-162	146	120	3,461
Cadereyta					1	670	3,106	4,328	3,199	11,303
SNR	0	0	0	0	0	0	60	9,478	30,020	39,558
Total	105	122	516	1,018	496	1,771	3,004	13,951	33,339	54,322

Indicadores económicos*

Costo total** \$ 816,474,488 USD (Cadereyta)
 Costo Total*** \$2,995,057,603 USD (Resto SNR)
 VPN = Cero
 TIR = 12 %

* Después de impuestos.

** Monto ajustado excluyendo escalación indicada por el GAIGO, el cual fue incluido en el adecuado OG, autorizado en el mes de feb 2012 para el ejercicio 2012.

*** Monto ajustado excluyendo escalación indicada por el GAIGO; dicho monto fue incluido en la plurianualidad del ejercicio 2012, debido a que se iniciaron los trabajos en el ejercicio 2012.

1. Información en flujo de efectivo, pesos 2013 . 2.Ejercido 2006 a 2012 de Cuenta Pública:

PRINCIPALES AVANCES / HITOS RELEVANTES

Montos en Millones

Cadereyta	Avance	%	Descripción
IPC-1	IPC-1: Plantas Nuevas: HDS U-800-2 (35MBPD) y Rec. de Azufre No.7 (120 T/D), Aguas Amargas No.9 (10 MBD), Obras de Integración y Servicios Auxiliares. Contrato IPC: PXR-OP-SCC-SPR-GPA-L-71-13 / Plazo de Ejecución: 10-Oct-2013 al 05-Oct-2016; Montos: PI: \$337 MUSD; PU: \$658 MDP. / Contratista Cobra Instalaciones México, S.A. de C.V.		
	Prog	5.1	Enfoque: Colocación de ordenes de compra de equipos principales; Conciliación de Elementos de Control del Proyecto (disciplinas faltantes), Emisión por el Contratista de Planes y Procedimientos.
	Real*	1.7	Acción: Seguimiento por Ingeniería y Procura para la colocación de Ordenes de Compra. Se programa reunión en campo para conciliación de elementos de Control (disciplinas faltantes) con participación de especialistas.
IPC-2**	IPC-2: Plantas a Modernizar: Hidrodesulfuradora U-700-1 (25MBD), U-800-1 (25MBD) y U-700-2 (35MBD). Contrato IPC: ROPL00213P / Plazo de Ejecución: 06-Mar-2013 a 25-Dic-2014; Montos: PI: \$18 MUSD; PU: \$473 MDP / Contratista: Remodelación Diesel Cadereyta, S.A. de C.V. (Dragados /Cobra/ACS).		
	Prog	61.0	Enfoque: Actualización del programa detallado de acuerdo a lo realizado en la U-700-1, para intervenir la planta U-800-1, programada para Ene-14.
	Real*	15.3	Acción: Se programan dos turnos c/u de 12 horas, informando de las actividades realizadas al término de cada uno, para contribuir en la toma de decisiones que permita establecer las metas a corto plazo, para el logro de los objetivos.
IPC-3	IPC-3: Planta de Hidrógeno No.2 (20.4MMPCSD) y Terminación Gasoducto (12"). Contrato IPC: PXR-OP-SCC-SPR-GPA-L-1013 / Plazo de Ejecución: 12-Jul-2013 a 10-Dic-2015; Montos: PI: \$65 MUSD; PU: \$89 MDP / Contratista: Hidrógeno Cadereyta S.A.P.I. de C.V. (OHL/KT/Tapia).		
	Prog	27.6	Enfoque: Liberación de Licencia de Construcción por parte del Municipio de Cadereyta, Reubicación de la caseta rectificación para el Gasoducto de 12" y continuación de colocación de ordenes de compra y fabricación.
	Real*	8.2	Acción: Se programa reunión (Gcia. de Desarrollo Social y el Municipio de Cadereyta), para acordar apoyos que se donarán al Municipio, que permita la Liberación de Licencia de Construcción. Acordar y Formalizar con PGPB la nueva reubicación de la Caseta de Rectificadores del Gasoducto de 12".
IPC-4**	IPC-4: Adecuación de Sitio para Planta HDS U-800-2 (35MBD) y Planta Rec. de Azufre (120 T/D). Contrato IPC: ROPL00413P / Plazo de Ejecución: 06-Mar-2013 a 04-Oct-2013; Montos: PU: \$154 MDP / Contratista: ICA Fluor Daniel, S. de R.L. de C.V.		
	Prog	89.9	Enfoque: Personal de Contratista insuficiente para cubrir los frentes de trabajo en el Edificio de Sector 10 Casa de Cambio. Falta de información y discrepancias en los planos de construcción. Elaboración de trabajos adicionales y obra extraordinaria no contemplada en el alcance del contrato en los diferentes áreas del proyecto.
	Real*	43.6	Acción: Incremento de personal en los frentes de trabajo donde se efectúa el acondicionamiento de sitio para las plantas de nuevas. Consulta y gestión con el área de Ingeniería para dar solución a las discrepancias encontradas en los planos de construcción. En tramite Segundo Convenio modificadorio de Ampliación al Plazo.

* Avances Preliminares.

** DUBA CA IPC-2/IPC-4:

Los Porcentajes de Avance Acumulados Reportados, fueron ajustados conforme al cierre oficial de estimaciones del periodo anterior, mas los avances preliminares que se concilian del periodo de Diciembre. Se trabaja sobre un procedimiento para cálculo de Avances ART (Método de Remanencias de Terminación), que permitirá reflejar la situación de avance de Obra más tangible.

PRINCIPALES AVANCES / HITOS RELEVANTES

REFINERÍAS: MADERO, MINATITLÁN, SALAMANCA, SALINA CRUZ Y TULA

Elaboración de Bases de Licitación:

- En proceso la Actualización de los Anexos Técnicos de los Paquetes de Licitación

Ingenierías Básicas Recibidas para Revisión:

- Minatitlán, Salina Cruz y Madero: Plantas de Azufre (Licenciador CB&I) .
- Madero, Salamanca y Tula : Obras de Integración y Servicios Auxiliares "OSBL" (CSS).

Ingenierías Básicas en desarrollo:

- Salina Cruz : Planta de Hidrógeno (Licenciador Technip).
- Minatitlán y Salina Cruz: OSBL (CSS).

Ingeniería Básica Terminada:

- Minatitlán: Planta de Hidrógeno (Haldor Topsoe A/S).

Validación y Acreditación de la Etapa FEL:

- Se cuenta con Acreditación FEL II.
- Se invitó a las Compañías Contratistas a responder cuestionarios y dependiendo de sus respuestas (experiencia), se les convocará a participar en el EPC, mediante invitación a cuando menos 3 para el Proyecto Calidad de los Combustibles Fase Diesel para las refinerías de Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.
- Se preparan los Anexos Técnicos para el procedimiento de Contratación mediante la Invitación restringida a Cuando Menos 3.
- Se solicitarán sesiones al CAAOS y al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos para presentar ante estas instancias el Proyecto Sustantivo el mismo día.

Acciones:

- Se solicitarán sesiones al Comité y Consejo de Administración el mismo día para presentar el Proyecto Sustantivo.

Eventos o metas a alcanzar en los próximos meses

- Opinión Favorable de los Comités CEI y CAAOS de Pemex Refinación y Petróleos Mexicanos, y la Aprobación de los Consejos de Administración de Pemex Refinación y Petróleos Mexicanos, para la aprobación del Proyecto Sustantivo.

TAR Tapachula(1/2)

Objetivo: Reubicar la Terminal actual (34 MB) ubicada en el centro de la ciudad de Tapachula construyendo una nueva terminal, con capacidad de 65 MB, a 27 km del centro de la ciudad, en el parque industrial de FIDEPORTA, en Puerto Chiapas, para evitar el emplazamiento y disminuir el riesgo a la población. Al ser el suministro por carros tanque se reducen los costos de operación y asegura el suministro de petrolíferos en esta zona del país cuya demanda se ha comportado en forma ascendente en los últimos años, como consecuencia del crecimiento comercial, industrial y turístico de la región.

Alcance:

Desarrollo de estudios de sitio, la Ingeniería de Detalle, Procura, Construcción, Pruebas y Puesta en Marcha de la Nueva Terminal de Almacenamiento y Reparto en Tapachula, Chis.

- 2 Tanques de almacenamiento de Gasolina Magna de 20 MB c/u
- 2 Tanques de almacenamiento para diesel de 10 MB c/u Unidades
- 1 tanque de almacenamiento para gasolina Premium de 5 MB
- 6 bombas de llenaderas para gasolina magna 500 GPM
- 2 bombas de llenaderas para diesel 500 GPM (centrifugas horizontales)
- 1 bomba de llenaderas para Premium 500 GPM (centrifuga horizontal)
- 2 bomba de llenaderas de relevo 500 GPM (centr. horizontal)
- 2 bombas de descargaderas de autos tanque 500 GPM (c. horizontales)
- 4 bombas de descargaderas de carros tanque 500 GPM (c.horizontales)

Contratistas:

CCC Fabricaciones y Construcciones, S.A. de C.V.
Construcciones Industriales Tapia, S.A. de C.V.

Tipo de contrato: mixto

Avance del proyecto a diciembre de 2013 (%)

	Físico		Financiero	
	Programa	Real	Programa	Real
Contrato (1)	91.2	65.3	91.2	62.5
Proyecto	69.3	60.0	66.5	74.1

Actividades relevantes

Actividades	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Definición del caso de Negocio	enero 2008 - mayo 2011						
Contratación Ingenierías			septiembre				
Bases de Licitación IPC		26 de mayo 2011	- 12 de septiembre 2011				
Contratación del IPC				20 de septiembre			
Desarrollo de la Ingeniería, Procura y Construcción					04 octubre 2011 - febrero 2014		
Terminación y Arranque 1/							noviembre 2013 a marzo 2014

1/ Datos ajustados a la nueva programación para la formalización de un Convenio D-3 de ampliación de Monto y Plazo, que se encuentra actualmente en revisión, con fecha de terminación al 23 de abril de 2014

TAR Tapachula (2/2)

Inversión⁽¹⁾ (millones de pesos)

Monto a/	Ejercido(1)				Programado		Total
	Acum. a 2010	Acum. a 2011	2012 Ene-Dic	2013 ene-dic	2013 Saldo	2014	
Preinversión	38.3						38.3
Ejecución	0	22.6	194.2	271.1	0.0	184.8	672.8
Total	38.3	22.6	194.2	271.1	0.0	184.8	711.1

1. Ejercicio 2010-2012 información de Cuenta Pública; 2013 Adec. 9 Ver. B Cifras a pesos 2013 a/ monto mayor en 6.6 %, que aún no requiere CMA.

Indicadores económicos*

Costo total** = 711,360 millones de pesos
 VPN = 85.8 MM pesos
 TIR = 15.2% TRI = 16.9%.
 Tasa de descuento 12.00%

** Registrado en la Pag. SHCP en junio 2012 a pesos 2013

Observaciones

Principales avances / hitos en el periodo (a diciembre de 2013)

Se formalizó el Convenio D-2 de ampliación de Monto por \$27.10 MDP y plazo al 22 de febrero de 2014.

Se encuentra en trámite de firmas un convenio D-3 de ampliación de monto por 15 MDP y de plazo, dando una fecha de terminación al 23 de abril de 2014

Terminación Tanques de Almacenamiento	enero 2014	1er trimestre 2014
Terminación área descargaderas	diciembre 2013	1er trimestre 2014
Terminación Procura de Eq. Crítico	febrero 2014	1er trimestre 2014
Finaliza "As built"	abril del 2014	abril del 2014
Terminación mecánica fase integral	enero del 2014	2do trimestre 2014
Finaliza Construcción	abril del 2014	2do trimestre 2014
Finalizan Pruebas y Arranque	abril del 2014	2do trimestre 2014

(3) Porcentaje de Avance de Construcción de Tanques de Almacenamiento

Tanque TV-1020	73%	Tanque TV-1024	61%
Tanque TV-1021	73%	Tanque TV-1081 (Agua C.I.)	60%
Tanque TV-1022	76%	Tanque TV-1082 (Agua C.I.)	67%
Tanque TV-1023	76%		

Terminación de Ingeniería al 95%: Cumplimiento de 1,318 planos en revisión 0 en octubre de 2013. el 5% restante son los planos As Built para abril de 2014.

Ingeniería: Se tiene un avance programado de 95%, contra un **real de 90%**.⁽¹⁾ Se tienen 146 documentos en revisión A, 107 en revisión B, 4 en revisión C, 82 en revisión 1, 4 en revisión 2 y 1248 documentos en revisión 0. Un 5% de avance pendiente de ejercer corresponde a la ingeniería de los equipos en proceso de procura y el otro 5% restante corresponde al "as built"

Procura y Construcción (PA): Avance programado de 97.3%, real: 60.4%.⁽¹⁾

Construcción (PU): Avance programado de 84.9%, real: 96.2%.⁽¹⁾

El avance de la Obra continua afectado por el atraso en la procuración de equipo crítico y de materiales constructivos, derivado de ajustes surgidos en la ingeniería que es responsabilidad del Contratista. Para lograr el avance restante, se procede a dar un seguimiento puntual al suministro de equipo y materiales, ya que la llegada de estos representa la mayor parte del porcentaje restante para la parte constructiva. Se pretende concluir en abril de 2014, siempre y cuando el Contratista incremente los recursos considerablemente.

NOTAS:

1/ Fechas estimadas de terminación y avances conforme a la versión definitiva para el Convenio D-3, de plazo al 23 de abril de 2014, el cual se encuentra en trámite hacia la Gerencia de Contratos de Obra Pública

2/ Fechas pronóstico de acuerdo al comportamiento del contratista.

**Informe anual 2013 a que se refiere el
artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos**

Febrero de 2014

Índice

	Página
Introducción	2
1. Principales políticas y líneas de acción	3
2. Resultados operativos	11
a) Producción	11
b) Indicadores de desempeño en Pemex Gas	13
c) Transporte de productos	15
d) Mercados de productos	17
3. Situación y avances en los principales proyectos de inversión	28
4. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional	33
a) Seguridad industrial	33
b) Gestión ambiental	39

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 Secretaría 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 2013, cuyo contenido atiende lo estipulado por la Dirección Corporativa de Finanzas mediante el oficio número DCF-959-2013 del 12 de diciembre de 2013.

1. Principales políticas y líneas de acción

La Estrategia Institucional de Pemex Gas está alineada, tanto a los objetivos y estrategias que se definieron en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018¹ (PND), como a la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027² (ENE), así como con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios 2013-2017³ (Plan Pemex).

En el PND se trazan los grandes objetivos de la política pública y se determinan las acciones específicas para alcanzarlos; este documento establece como objetivo general “Llevar a México a su máximo potencial”, a través de cinco metas nacionales y con énfasis en tres estrategias transversales:

Estructura general del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018

Objetivo general	Llevar a México a su máximo potencial				
Metas nacionales	I. México en paz	II. México incluyente	III. México con educación de calidad	IV. México próspero	V. México con responsabilidad global
Estrategias transversales	i. Democratizar la productividad				
	ii. Gobierno cercano y moderno				
	iii. Perspectiva de género				

Para alcanzar las metas nacionales y llevar a México a su máximo potencial, el PND propone 31 objetivos, 118 estrategias y 819 líneas de acción.

¹ Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013.

² Ratificada por las Cámaras de Senadores y de Diputados en marzo y abril de 2013, respectivamente.

³ Las referencias al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, están relacionadas con el Plan 2013-2017 que autorizó el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el 12 de julio de 2012.

Los objetivos describen los motivos fundamentales de la acción del gobierno; las estrategias se refieren a un conjunto de acciones para lograr un determinado objetivo. Para ejecutar las estrategias se proponen líneas de acción.

En el PND se establece el objetivo 4.6 *Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva*, el cual tiene la estrategia 4.6.1 *Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país*, la cual contempla siete líneas de acción. Pemex Gas contribuye en la quinta línea de acción, misma que se define de la siguiente forma:

Fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.

Por su parte, “*la ENE tiene como misión encauzar las fortalezas de la oferta y la demanda de energía, de modo que se brinde viabilidad al crecimiento económico en México y se extienda el acceso a servicios energéticos de calidad a toda la población, a través de un consumo eficiente y responsable de la energía*”⁴.

En dicho documento se plantearon dos objetivos estratégicos, cuatro medidas de política y tres elementos de integración. Para cada componente se identificaron 22 temas estratégicos y se establecieron 159 líneas de acción, para instrumentar con éxito la ENE.

⁴ Secretaría de Energía, *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027* (México D.F., 2013), pág. 5.

Mapa conceptual de la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027



Fuente: Secretaría de Energía, *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027* (México D.F., 2013), pág. 5.

Pemex Gas contribuye en cinco de las 159 líneas de acción, las cuales se detallan a continuación, así como su interrelación con los demás componentes:

Componentes de la ENE con participación directa de Pemex Gas

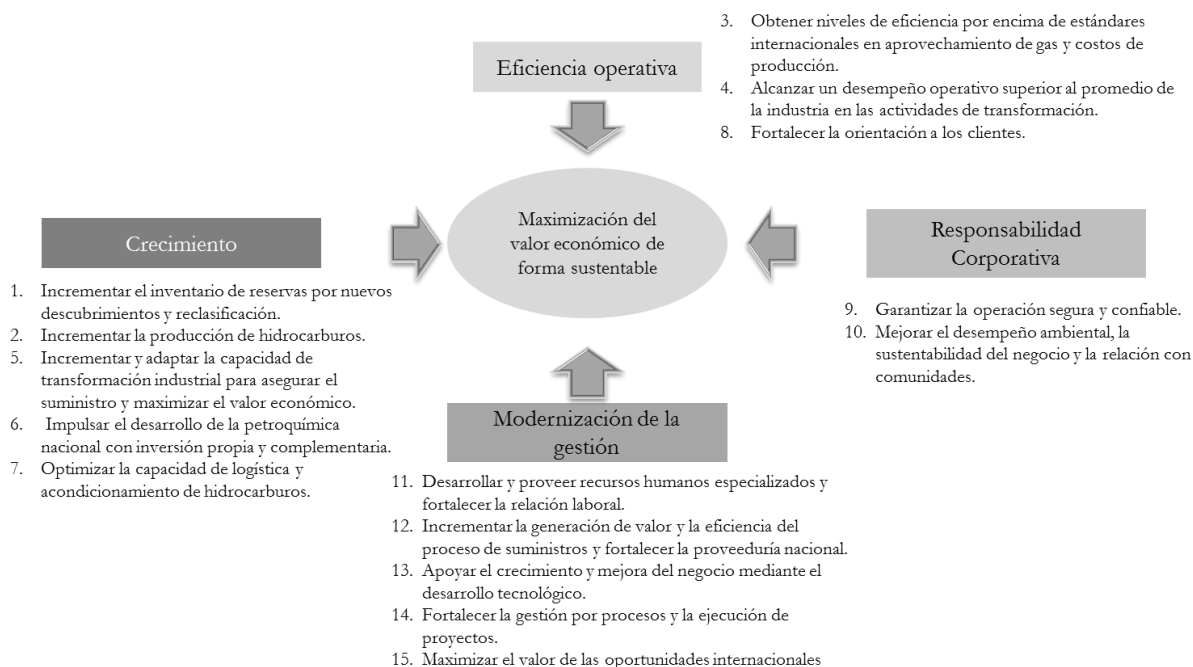
Componente del Mapa estratégico de la ENE	Tema estratégico de la ENE	Línea de acción de la ENE
Objetivo estratégico 1 Crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB).	2. Promover el uso eficiente de la energía en todos los sectores.	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de intensidad energética en actividades de empresas de producción y transformación.
Medida de política 1 Transporte, almacenamiento y distribución.	6. Fortalecer la operación y confiabilidad de la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliar la red de gasoductos de transporte y distribución, así como la infraestructura de almacenamiento de gas natural, para satisfacer la demanda actual y futura, considerando no solo las demandas de las empresas estatales sino también las demandas regionales para impulsar el desarrollo.
	7. Abastecer la demanda nacional de petrolíferos de la manera más eficiente y aprovechando las oportunidades de mercado.	<ul style="list-style-type: none"> • Satisfacer la demanda interna de petrolíferos realizando un balance adecuado entre producción nacional e intercambio con el mercado externo (reducir la dependencia de las importaciones).
Medida de política 2 Refinación, procesamiento y generación.	11. Detonar la industria petroquímica nacional.	<ul style="list-style-type: none"> • Impulsar alianzas estratégicas con empresas líderes en el ramo y esquemas de suministro de largo plazo cuando se justifique la rentabilidad para ambas partes.
Medida de política 4 Transición energética.	14. Aprovechar las oportunidades que brinda el gas natural.	<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas natural para estar en posibilidades de asegurar el procesamiento de la totalidad de la oferta de este combustible.

En concordancia con los documentos rectores⁵ previamente referidos, y a fin de cumplir el mandato de maximizar el valor económico de forma sustentable, en el Plan Pemex 2013-2017 se plantearon 15 objetivos estratégicos, organizados bajo cuatro líneas de acción, mismas que se describen a continuación:

- 1. Crecimiento.** Dirigida a la incorporación y desarrollo de nuevas reservas, incremento de la producción de hidrocarburos, adaptación e incremento de capacidad para producción óptima de petrolíferos.
- 2. Eficiencia operativa.** Para mejorar el desempeño actual de todas las operaciones, al optimizar la inversión, el gasto de operación y los recursos humanos; de esta forma alcanzar un desempeño competitivo en todas las actividades de Pemex.
- 3. Responsabilidad corporativa.** Considera acciones para cumplir con el compromiso de Pemex con la sociedad: garantizar la operación segura y confiable, mejorar el desempeño ambiental e incorporar criterios para el desarrollo sustentable en las decisiones de negocio, con el fin de fortalecer la relación con los grupos de interés.
- 4. Modernización de la gestión.** Adquisición de las competencias requeridas y desarrollo tecnológico para operar y enfocar a Pemex al logro de resultados, dentro de los que destacan: promoción de la eficiencia de los procesos de negocio y ejecución de proyectos, fomento de la proveeduría nacional y evaluación de oportunidades internacionales para dar soporte a los objetivos del negocio.

⁵ El 13 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Programa Sectorial de Energía (PSE) 2013-2018, en el cual se visualiza la clara contribución que tendrá Pemex Gas a los objetivos, estrategias y líneas de acción que en este documento se establece para el sector.

Líneas de acción y objetivos del Plan Pemex 2013-2017



En particular, en el Plan Pemex 2013-2017 se refleja la contribución directa de Pemex Gas en cuatro objetivos estratégicos, a través de ocho estrategias vinculadas a las líneas de acción de Crecimiento y Eficiencia operativa.

Alineación de las estrategias de Pemex Gas

Línea de acción de la ENE	Objetivo estratégico Plan Pemex	Línea de acción Plan Pemex	Estrategias de Pemex Gas
<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de intensidad energética en actividades de empresas de producción y transformación. 	4. Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación.	Eficiencia operativa	4.2 Incrementar la eficiencia operativa en Pemex Gas.
<ul style="list-style-type: none"> • Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas natural para estar en posibilidades de asegurar el procesamiento de la totalidad de la oferta de este combustible. • Impulsar alianzas estratégicas con empresas líderes en el ramo y esquemas de suministro de largo plazo cuando se justifique la rentabilidad para ambas partes. 	5. Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico.	Crecimiento	5.4 Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los complejos procesadores de Gas. 5.5 Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas. 5.6 Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura de proceso y transporte.

Alineación de las estrategias de Pemex Gas

Línea de acción de la ENE	Objetivo estratégico Plan Pemex	Línea de acción Plan Pemex	Estrategias de Pemex Gas
<ul style="list-style-type: none"> Ampliar la red de gasoductos de transporte y distribución, así como la infraestructura de almacenamiento de gas natural, para satisfacer la demanda actual y futura, considerando no solo las demandas de las empresas estatales sino también las demandas regionales para impulsar el desarrollo. 	7. Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos.	Crecimiento	7.2 Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural.
	8. Fortalecer la orientación a los clientes.	Eficiencia operativa	8.3 Consolidar la relación con los clientes de gas natural. ¹ 8.4 Abrir nuevos mercados de gas natural.
<ul style="list-style-type: none"> Satisfacer la demanda interna de petrolíferos realizando un balance adecuado entre producción nacional e intercambio con el mercado externo (reducir la dependencia de las importaciones). 	7. Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos.	Crecimiento	7.3 Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre.
	8. Fortalecer la orientación a los clientes.	Eficiencia operativa	8.3 Consolidar la relación con los clientes de gas LP. ¹

¹ En el Plan Pemex se presenta la estrategia 8.3, considerando los clientes tanto de gas natural como de gas LP.

Asimismo, el organismo 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.

Por lo anterior, el organismo focaliza sus esfuerzos para alcanzar los resultados correspondientes y medir su avance a través de las metas específicas convenidas en el Plan Pemex, como se muestra en el cuadro siguiente:

Estrategia Pemex Gas	Indicador	2012		2013		Comentarios sobre las desviaciones
		Observado	Meta	Observado	Meta	
4.2 Incrementar la eficiencia operativa en Pemex Gas.	Autoconsumos de gas combustible en procesamiento de gas (%)	5.25	<5.40 ⁶	4.7		Derivado de la entrada en operación de la planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex, los autoconsumos disminuyeron por debajo de la meta en 0.7 puntos porcentuales.
5.4 Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los complejos procesadores de gas.	Avance en la solución de la problemática del CPG Matapionche (%)	0	20	14		Se emprendieron acciones que consideran la modificación de los compresores de gas residual, entre otros equipos, para operar a baja carga (15 a 30 MMpcd) y reducir los riesgos operativos.

⁶ Esta meta corresponde al límite máximo que se estableció en el Plan Pemex 2013-2017. Sin embargo, en el Programa Operativo Anual (POA) se determinó una meta puntual más estricta para este indicador.

Estrategia Pemex Gas	Indicador	2012		2013		Comentarios sobre las desviaciones
		Observado	Meta	Observado	Observado	
						Lo anterior, hasta que PEP restablezca la carga de diseño con producción adicional de proyectos que actualmente tiene en exploración; sin embargo, en 2013 no fue posible alcanzar la meta en el indicador debido a que las conclusiones preliminares de los estudios realizados por la Dirección Corporativa de Operaciones requerirán reevaluarse en función del nuevo marco legal derivado de la reforma energética.
5.5 Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas.	Capacidad incremental criogénica instalada en CPG, MMpcd	200	0	0		Los proyectos de incremento de capacidad para los CPG Arenque y Poza Rica se encuentran en etapa de planeación. Está pendiente la confirmación de la oferta de gas por parte de PEP para estos CPG.
5.6 Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura de proceso y transporte.	Capacidad de producción incremental de etano para Etileno XXI (MMpcd)	0	0	0		Los proyectos asociados para la producción incremental de etano se encuentran actualmente en ejecución.
7.2 Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural.	Volumen físico incremental de ductos de transporte de gas natural (Mm3)	0	0	0		Los proyectos que proporcionarán el volumen incremental de transporte, mismos que actualmente se encuentran en construcción, se estima que inicien operaciones en diciembre de 2014 (Ramones fase I) y diciembre de 2015 (Ramones fase II).
	Capacidad de compresión incremental en la infraestructura de transporte de gas natural (Mhp)	0	0	0		Los proyectos que incrementarán la capacidad de compresión se tiene contemplado que inicien operaciones en agosto y diciembre de 2014 (Estación de Compresión Altamira y Soto La Marina, respectivamente).
7.3 Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre.	Capacidad adicional de transporte de gas LP (Mbd)	0	20	0		El ducto Poza Rica-Altiplano (segunda etapa) está concluido; sin embargo, se negoció con la empresa Ductos del Altiplano postergar la fecha de inicio de operación comercial al 28 de marzo de 2014, con la finalidad de instalar una recirculación en el bombeo que permita transportar flujos menores a 20 Mbd (capacidad de diseño del ducto), debido a que la producción de LPG del CPG Poza Rica no alcanza los niveles originalmente previstos, por variaciones en la oferta esperada de gas húmedo proveniente de PEP.
	Almacenamiento adicional de gas LP (Mb)	0	0	0		El proyecto que incrementará el almacenamiento de gas LP se estima que inicie operaciones en el primer trimestre de 2015 (almacenamiento subterráneo en Veracruz).
	Capacidad adicional de almacenamiento de azufre (Mt)	0	180	0		En 2013 no fue posible alcanzar la meta, debido a que se declaró desierta la licitación para la contratación de los servicios de solidificación y almacenamiento de azufre, como resultado de que las propuestas técnicas de los licitantes no fueron técnicamente solventes. Como medida correctiva se definió que PMI Comercio Internacional ejecute el proyecto.

Estrategia Pemex Gas	Indicador	2012		2013		Comentarios sobre las desviaciones
		Observado	Meta	Observado	Observado	
8.3 Consolidar la relación con los clientes de gas natural y gas LP.	Índice de satisfacción de clientes de gas natural (%)	77.0	82.6	85.0		Derivado de diversas iniciativas del organismo para fortalecer la comunicación con clientes, el índice de satisfacción superó la meta en 2.9 puntos porcentuales.
	Índice de satisfacción de clientes de gas LP (%)	85.0	86.0	88.0		Como resultado de la implementación de las acciones de mejora encaminadas a incrementar la calidad del servicio prestado a los clientes de gas licuado, se superó la meta en dos puntos porcentuales.
8.4 Abrir nuevos mercados de gas natural.	Entrega de gas natural a nuevos mercados (MMpcd)	0	7.27	15.01		Para entregar gas natural a nuevos mercados, se definieron esquemas de suministro de gas natural por vías distintas a gasoductos, como es el caso del gas natural comprimido. Al respecto, al cierre del año tres empresas realizan consumos de gas natural por ruedas, por lo que se logró superar la meta establecida.

2. Resultados operativos

a) Producción

Durante 2013, Pemex Gas procesó 4,403.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo, cifra que resultó 0.5% superior con respecto a 2012, como resultado de un incremento en la disponibilidad de gas húmedo dulce por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), principalmente de Burgos (70 MMpcd).

Proceso de gas y condensados

	2012	2013		Variación % vs.	
		POA	Real	2012	POA
Proceso					
Gas húmedo total (MMpcd)	4,382.0	4,543.2	4,403.7	0.5	-3.1
Gas húmedo amargo	3,395.4	3,530.4	3,330.0	-1.9	-5.7
Gas húmedo dulce	986.7	1,012.8	1,073.7	8.8	6.0
Condensados ^a (Mbd)	45.7	49.0	46.3	1.3	-5.7
Producción					
Gas seco (MMpcd)	3,628.3	3,690.6	3,693.4	1.8	0.1
Gas licuado (Mbd)	176.0	187.5	177.7	0.9	-5.3
Etano (Mbd)	115.3	125.6	109.0	-5.4	-13.2
Gasolinas (Mbd)	72.3	74.3	73.2	1.3	-1.4
Azufre (Mt)	591.5	665.8	619.7	4.8	-6.9

a. Incluye corrientes internas y condensados dulces de Burgos.

En comparación con el Programa Operativo Anual (POA), el volumen procesado fue 3.1% inferior y está relacionado con la reducción en la oferta de gas húmedo amargo del sureste, fundamentalmente de la región marina.

Por su parte, el proceso de condensados promedió 46.3 miles de barriles diarios (Mbd), 1.3% superior a 2012, como consecuencia de un aumento en la oferta de condensados dulces de Burgos. Con respecto al POA, se observó un volumen de

proceso de condensados menor en 5.7% debido a un menor recibo de condensados amargos provenientes de las regiones marinas y del Mesozoico.

Como resultado de la mayor disponibilidad de gas húmedo dulce en Burgos, la producción de gas seco se ubicó en 3,693.4 MMpcd, volumen 65.1 MMpcd superior a 2012.

La producción de gas licuado resultó 0.9% superior a 2012, como consecuencia de un incremento en la oferta de gas húmedo dulce en Burgos, previamente comentado. De igual forma, la producción de gasolinas aumentó 1.3% debido a la mayor oferta de condensados dulces y la producción de azufre fue 4.8% superior. Por su parte, la producción de etano presentó una caída de 6.3 Mt por la menor disponibilidad de gas húmedo amargo del sureste.

En comparación con el POA, la producción de gas seco fue ligeramente superior (0.1%), como consecuencia de un incremento en la oferta de gas húmedo dulce. Por su parte, la producción de gas licuado resultó inferior en 9.8 Mbd respecto al programa; en este caso, influyó la menor oferta de gas húmedo y condensados amargos; así como la disminución en la entrega de butanos y líquidos de Pemex Petroquímica en el CPQ Cangrejera.

De igual manera, la producción de gasolinas y etano fueron inferiores en 1.1 Mbd y 16.6 Mbd, respectivamente, debido a la menor entrega de gas húmedo amargo. La producción de azufre fue menor en 46.1 Mt por un decremento en la oferta de gas húmedo amargo marino.

b) Indicadores de desempeño en Pemex Gas

En este apartado se presentan indicadores que permiten medir el nivel de desempeño de los procesos; así como el autoconsumo de gas en procesamiento y recuperación de propano.

Indicadores de desempeño (%)

Tipo de proceso	Enero-diciembre			Referencia	Variación 2013 vs.	
	2012	2013			2012	POA
		POA	Real			
Endulzamiento de gas	75.4	78.4	74.0	80 ^a	-1.5	-4.5
Endulzamiento de condensados	25.0	25.8	24.4	80 ^a	-0.6	-1.4
Recuperación de líquidos	75.7	77.3	74.1	80 ^a	-1.5	-3.2
Fraccionamiento de líquidos	57.8	61.3	55.5	80 ^a	-2.3	-5.8
Proceso de gas ácido	67.6	68.6	65.1	80 ^a	-2.5	-3.5
Autoconsumo de gas en procesamiento ^b	5.2	4.9	4.7	<6.0	-0.6	-0.2
Recuperación de propano	95.6	96.4	96.3	95.0	0.7	-0.1

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

b. No incluye el gas combustible transferido a la planta de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex.

En 2013 los índices de utilización de las plantas de proceso presentaron el siguiente comportamiento:

- La utilización de las plantas de endulzamiento de gas fue de 74%, 4.5 puntos porcentuales menor con respecto al programa (POA), como consecuencia de la menor oferta de gas amargo proveniente de la región marina y del Mesozoico por parte de PEP. Esta circunstancia también provocó una utilización menor en las plantas de proceso de recuperación de líquidos (plantas criogénicas) respecto a lo programado.
- Ante la menor oferta de condensados amargos, provenientes de la región marina, el índice de utilización de las plantas de endulzamiento de condensados se ubicó en 24.4%, 1.4 puntos porcentuales por debajo del programa.

- El proceso de fraccionamiento de líquidos registró una utilización de 55.5%, 5.8 puntos porcentuales por abajo del programa, debido a la menor oferta de gas amargo y de condensados por parte de PEP. Adicionalmente, el complejo petroquímico Cangrejera entregó a Pemex Gas líquidos por abajo del programa, debido a que la planta reformadora de naftas se encuentra en etapa de estabilización.
- El proceso de gas ácido registró una utilización de 65.1%, 3.5 puntos porcentuales inferior al programa, debido a la menor oferta de gas amargo proveniente de las regiones marinas y del Mesozoico.
- El resultado del indicador de autoconsumo de gas en procesamiento resultó en 4.7%, resultado mejor que el esperado en el programa y al del año anterior. La reducción en los autoconsumos se debe a que parte del vapor y la electricidad son suministrados por la planta de cogeneración Nuevo Pemex.
- El indicador recuperación de propano se ubicó en 96.3%, cifra similar a la esperada en el programa y al año anterior.

c) Transporte de productos

Gas natural

El transporte total de gas natural en 2013, se ubicó en 4,880.4 MMpcd, volumen superior en 226.5 MMpcd respecto al año anterior, como resultado del aumento de la demanda de gas natural.

El principal incremento se presentó en el gas natural transportado en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), el cual se ubicó en 4,804 MMpcd, superior en 230 MMpcd a lo realizado en 2012. De acuerdo con la capacidad de transporte de 5,106 MMpcd, el porcentaje de utilización del SNG fue de 94.1%.

Volumen transportado de gas natural, 2013

millones de pies cúbicos diarios

	2012	2013		Variación % vs.	
		POA	Real	2012	POA
Total	4,653.9	4,801.1	4,880.4	4.9	1.7
Sistema Nacional de Gasoductos	4,574.3	4,727.8	4,804.0	5.0	1.6
Sistema Naco-Hermosillo	79.6	73.4	76.4	-4.0	4.1

Por su parte, el ducto Naco-Hermosillo, que está conectado a Estados Unidos, transportó 76.4 MMpcd, cifra inferior en 4% con respecto a 2012.

Gas licuado

El volumen total transportado de gas LP fue de 196.1 Mbd, lo que representó un decremento marginal de 3.9 Mbd respecto a 2012.

Volumen transportado de gas licuado, 2013

miles de barriles diarios

	2012	2013		Variación % vs.	
		POA	Real	2012	POA
Total	200.0	186.0	196.1	-2.0	5.5
Cactus-Guadalajara	183.5	168.8	180.4	-1.7	6.9
Hobbs-Méndez	16.5	17.1	15.7	-4.9	-8.2

En el ducto Cactus-Guadalajara se transportaron 180.4 Mbd, volumen ligeramente inferior al reportado el año anterior; el menor transporte está relacionado con problemas operativos en el ducto y con tres alertas críticas ocasionadas por tomas clandestinas.

En el ducto Hobbs-Méndez se transportaron 15.7 Mbd, lo que representó un volumen similar al transportado en 2012.

d) Mercados de productos

Mercado de gas natural

Durante 2013, debido a la menor disponibilidad de gas directo de campos que entrega PEP fue necesario incrementar las importaciones de gas natural. Adicionalmente, desde marzo se inyectó gas natural licuado (GNL) al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) por la terminal de Manzanillo.

Balance de gas seco millones de pies cúbicos por día

Concepto	Enero-diciembre			Variación % vs.	
	2012	2013		2012	POA
		POA	Real		
Oferta total	5,692.3	5,696.9	5,782.1	1.6	1.5
Oferta nacional	4,603.1	4,599.9	4,492.4	-2.4	-2.3
Oferta de Pemex Gas ^a	3,692.0	3,760.4	3,755.0	1.7	-0.1
Directo de campos	911.1	839.5	737.5	-19.1	-12.2
Importación	1,089.3	1,097.0	1,289.7	18.4	17.6
Consumo total	5,661.7	5,766.3	5,738.8	1.4	-0.5
Consumo Pemex	2,273.1	2,404.4	2,200.4	-3.2	-8.5
Ventas a otros Organismos	1,998.3	2,173.6	1,987.0	-0.6	-8.6
Exploración y Producción	1,313.8	1,311.6	1,288.8	-1.9	-1.7
Refinación	343.5	449.9	348.8	1.5	-22.5
Petroquímica	340.6	411.7	349.1	2.5	-15.2
Corporativo	0.3	0.5	0.3	-24.4	-48.8
Autoconsumo Pemex Gas	274.8	230.7	213.4	-22.3	-7.5
Planta de cogeneración Nuevo Pemex	0.0	76.0	71.8	---	-5.5
Exportación	0.9	0.0	3.1	---	---
Ventas internas	3,387.7	3,285.9	3,463.5	2.2	5.4
Sector eléctrico	1,902.9	1,830.2	1,919.0	0.8	4.8
Industrial, distribuidoras y comercializadoras ^b	1,484.8	1,455.7	1,544.5	4.0	6.1
Diferencias ^c	30.7	-69.4	43.3	41.3	---

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 variaciones del empaque en el Sistema Nacional de Gasoductos, diferencias estadísticas por medición y variación de existencias de gas natural licuado (GNL).

Oferta. La oferta total de gas fue de 5,782.1 MMpcd en 2013; esta cifra incluye el gas proveniente de los complejos procesadores de Pemex Gas, el gas seco directo de campos y las importaciones.

Dentro de la oferta nacional, destaca la reducción de 173.6 MMpcd y 102.1 MMpcd en la disponibilidad de gas seco directo de campos respecto a 2012 y al programa, respectivamente, lo cual se explica fundamentalmente por la menor producción de gas proveniente de los activos de PEP en Veracruz, lo que se originó por la declinación natural de los campos.

Demanda. En 2013, la demanda total de gas seco, que considera las ventas a terceros, los consumos del sector petrolero y las exportaciones, fue de 5,738.8 MMpcd, volumen superior en 77.1 MMpcd al que se registró el año anterior.

Las ventas internas fueron de 3,463.5 MMpcd, cifra superior en 75.8 MMpcd con respecto a 2012; el principal incremento se presentó en las ventas a los sectores industrial, distribuidores y comercializadores con ventas de 1,544.5 MMpcd, volumen superior en 59.7 MMpcd respecto 2012. En este rubro destaca el crecimiento de las ventas de gas natural a los industriales del acero.

Por su parte, el consumo del sector eléctrico fue de 1,919 MMpcd, cifra superior en 16 MMpcd respecto al año anterior, esto como resultado de un aumento en el uso de gas natural para la generación de electricidad debido a la competitividad del precio del gas seco frente al combustóleo.

El consumo del sector petrolero se ubicó en 2,200.4 MMpcd, volumen 72.6 MMpcd menos que en 2012. La demanda de PEP disminuyó 25 MMpcd debido a menores consumos de gas para bombeo neumático en la región marina.

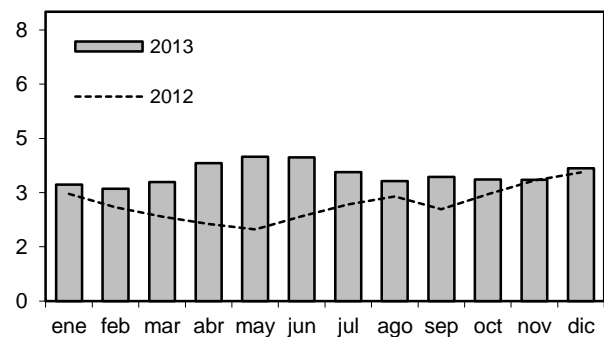
Conviene aclarar que el consumo de la planta de cogeneración Nuevo Pemex se reporta por separado. Esta planta opera desde abril de 2013 y registró un consumo de 71.8 MMpcd durante el 2013; por esta razón, los autoconsumos de Pemex Gas registraron una disminución de 61.4 MMpcd, ya que parte del vapor y la electricidad que antes se generaban con autoconsumos de gas natural, actualmente son suministrados por la nueva planta de cogeneración.

En comparación con el POA, las ventas internas fueron superiores en 177.5 MMpcd; destaca el incremento de 88.7 MMpcd en las ventas al sector eléctrico y de 88.8 MMpcd en las ventas a los sectores industrial, distribuidores y comercializadores.

Comercio Exterior. Como resultado de la menor disponibilidad de gas directo de campos de PEP y del incremento de las ventas internas, fue necesario importar 1,289.7 MMpcd, volumen superior en 200.4 MMpcd al que se registró el año anterior; esta cifra considera la importación incremental de GNL al SNG por la terminal de Manzanillo, que durante 2013 promedió 114.3 MMpcd.

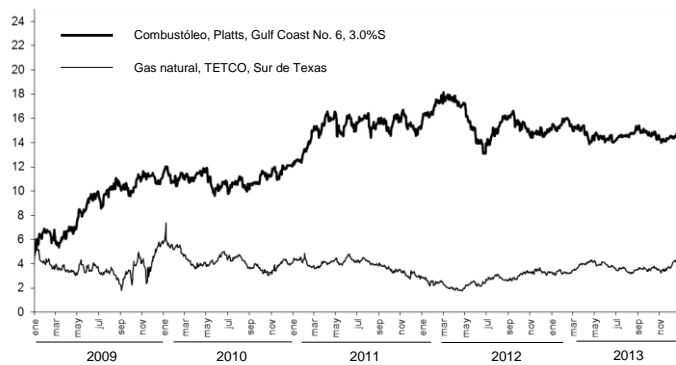
Precios. En 2013, el precio promedio de referencia internacional del gas natural (sur de Texas) fue de 3.51 dólares por millón de Btu, lo que representó un incremento de 0.82 dólares respecto a 2012, esto como consecuencia de una reducción en el ritmo de crecimiento de la producción en contraste con los mayores crecimientos de la demanda.

Dólares por millón de Btu, ene-dic.



El gas natural continúa como el combustible de menor precio en el mercado. El diferencial de precios entre el gas natural y el combustóleo se mantuvo en niveles similares a los del año anterior, por lo que el gas natural fue 11.30 dólares más barato.

Precios de referencia del gas natural vs. combustóleo
dólares por millón de Btu



Mercado de gas licuado

En 2013, el consumo total se redujo en 4.3 Mbd respecto al año anterior. Por el lado de la oferta, la producción de Pemex Gas fue superior en 1.6 Mbd, mientras que la producción de otros organismos disminuyó en un mil barriles día.

Balance de gas licuado miles de barriles por día

Concepto	Enero-diciembre			Variación % vs.	
	2012	2013 POA	Real	2012	POA
Origen	292.0	291.2	286.5	-1.9	-1.6
Oferta nacional	206.4	220.1	207.0	0.3	-5.9
Producción Pemex Gas	176.0	187.5	177.7	0.9	-5.3
Otros Organismos	30.4	32.5	29.4	-3.2	-9.7
Importaciones	85.6	71.2	79.5	-7.2	11.6
Consumo total	291.0	291.2	286.7	-1.5	-1.6
Ventas internas	285.5	285.3	282.8	-1.0	-0.9
Industriales	1.0	0.9	1.1	14.7	20.7
Otros Organismos	3.8	4.6	2.2	-40.9	-51.1
Autoconsumos Pemex Gas	0.6	0.3	0.3	-48.4	0.5
Exportaciones	0.1	0.1	0.2	56.2	95.9
Variación de existencias ^a	1.0	0.1	-0.1	---	---

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 207 Mbd, volumen superior en 0.6 Mbd al año anterior. La producción de Pemex Gas fue de 177.7 Mbd y la proveniente de otros organismos promedió 29.4 Mbd.

Consumo. Las ventas totales de gas licuado fueron de 286.7 Mbd, volumen inferior en 4.3 Mbd a lo observado el año anterior; esta cifra considera las ventas internas a los sectores industrial y petrolero, así como las exportaciones.

La disminución en el consumo total se explica fundamentalmente por menores ventas en el norte del país como consecuencia de las altas temperaturas registradas y por problemas operativos ocasionados por terceros que afectaron al LPG-Ducto y por ende el suministro a la zona centro.

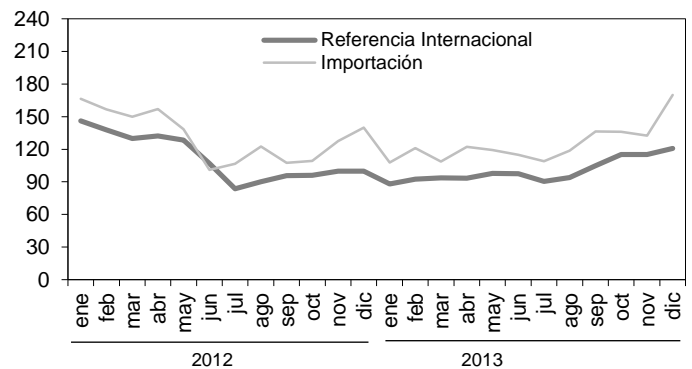
En comparación con el programa, la oferta nacional de gas LP fue inferior en 13 Mbd, debido a la menor disponibilidad de condensados amargos y de gas húmedo amargo proveniente de las regiones marinas y del Mesozoico, comentado previamente. Las ventas internas fueron menores en 2.5 Mbd con respecto al programa, como consecuencia del menor consumo en el norte y centro del país.

Comercio exterior. Como resultado de la contracción en la demanda de gas LP, las importaciones fueron de 79.5 Mbd, volumen inferior en 6.2 Mbd con respecto a 2012.

Precios. Durante 2013, el precio en el mercado internacional promedió 100.3 centavos de dólar por galón, el cual representó un decremento de 11.8 centavos de dólar por galón con respecto al año anterior. Por su parte, el precio de importación se ubicó en 124.7 centavos de dólar por galón, lo que registró una reducción de 7.2 centavos de dólar por galón.

Precios de gas licuado
centavos de dólar por galón, ene-dic

Combustible	2012	2013	Var.
Referencia Internacional	112.1	100.3	-11.8
Importación	131.9	124.7	-7.2



Mercado de gasolinas naturales

En 2013, la oferta de gasolina natural promedió 74.7 Mbd, superior en 1.1 Mbd al 2012. Del total de la oferta, 73.2 Mbd provinieron de los complejos procesadores de gas y el resto de otros organismos (complejos petroquímicos y campos de PEP).

Por su parte, las ventas a otros organismos promediaron 7.3 Mbd, volumen superior en 4.8 Mbd al registrado en el año anterior, lo que se debe principalmente al incremento de 2.7 Mbd en el consumo de Pemex Petroquímica, derivado de que a partir de mayo entró en operación la planta reformadora de naftas del CPQ Cangrejera.

Balance de gasolina natural miles de barriles por día

Concepto	Enero-diciembre			Variación % vs.	
	2012	2013		2012	POA
		POA	Real		
Origen	73.6	76.3	74.7	1.5	-2.0
Oferta Pemex Gas	72.3	74.3	73.2	1.3	-1.4
Otros organismos	1.3	2.0	1.5	15.7	-25.7
Consumo total	72.0	76.3	74.1	2.9	-2.8
Ventas a otros organismos	2.5	10.1	7.3	195.4	-27.5
Exploración y Producción	0.5	1.0	0.5	-5.8	-54.5
Refinación	1.3	2.1	3.5	163.5	61.4
Petroquímica	0.7	6.9	3.4	406.1	-51.1
Industriales ^a	0.2	0.0	0.1	-65.3	0.0
Exportación	69.4	66.2	66.8	-3.8	0.8
Variación de existencias ^b	1.6	0.0	0.6	---	---

a. Incluye ventas internas de solvente L y P.

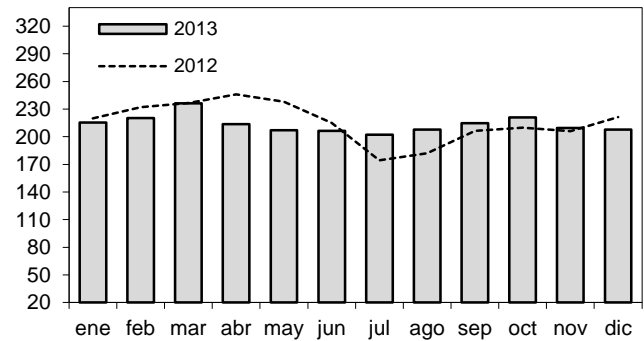
b. Incluye variación de existencias, buque-tanques en tránsito y diferencias estadísticas.

Las exportaciones fueron de 66.8 Mbd, cifra inferior en 2.6 Mbd a la que se reportó en 2012, debido principalmente al incremento en el consumo de Pemex Petroquímica.

En comparación con el programa, la oferta de gasolina natural fue inferior en 2%. Por su parte, las ventas a otros organismos resultaron inferiores en 2.8 Mbd al POA, de los cuales 0.6 Mbd correspondieron a PEP y 3.5 Mbd a Pemex Petroquímica.

Precios. Durante 2013, el precio promedio de la gasolina natural se ubicó en 213.5 centavos de dólar por galón, 0.9% menor al valor registrado en 2012. La gasolina natural se mantuvo como el líquido del gas que mayor influencia recibe del

Centavos de dólar por galón, ene-dic.



comportamiento del crudo. Este producto se emplea como diluyente para el crudo pesado o como componente en la mezcla de la gasolina automotriz.

Mercado de etano

Al cierre de 2013, la oferta de etano fue de 109 Mbd, volumen inferior en 6.3 Mbd respecto a 2012.

Por su parte, la demanda de Pemex Petroquímica fue de 69 Mbd, menor en 4.3 Mbd, como resultado de los mantenimientos realizados a las plantas de los complejos Morelos, Cangrejera y Pajaritos.

Como consecuencia de la reducción en la oferta de etano, las inyecciones a los ductos de gas seco fueron de 39.1 Mbd, volumen 2.9 Mbd menor al cierre de 2012.

Balance de etano

miles de barriles por día

Concepto	Enero-diciembre			Variación % vs.	
	2012	2013		2012	POA
		POA	2013		
Origen	115.3	125.6	109.0	-5.4	-13.2
Producción Pemex Gas	115.3	125.6	109.0	-5.4	-13.2
Consumo total	115.3	125.6	109.0	-5.5	-13.2
Otros organismos	73.3	81.4	69.0	-5.8	-15.2
Ventas internas	0.0	0.0	0.8	---	---
Inyectado a ductos	42.0	44.2	39.1	-6.9	-11.4
Diferencia estadística	-0.1	0.0	0.0	---	---

A partir de este informe se reporta en el rubro de ventas internas, el consumo de etano de Petroquímica Mexicana de Vinilo, la cual comenzó a demandar el producto a partir de octubre de 2013.

Con relación al POA, la producción resultó inferior en 16.6 Mbd y los consumos de Pemex Petroquímica disminuyeron en 12.4 Mbd. Por ello, las inyecciones de etano a los ductos de gas seco fueron menores en 5 Mbd.

Mercado de azufre

En 2013, la oferta de azufre fue de 1,029 mil toneladas (Mt), volumen 22.5 Mt superior a 2012, debido a una mayor producción de Pemex Gas de 28.2 Mt.

Por su parte, las ventas internas fueron de 520.7 Mt, volumen inferior en 128.3 Mt respecto a 2012. Dicho comportamiento se explica porque los clientes más importantes de la industria química redujeron su consumo. Además, se presentaron problemas de logística que impidieron que los clientes pudieran cargar el producto en las refinerías de Madero, Tula y Cadereyta.

Con la reducción en las ventas internas, el volumen de exportación fue de 483.6 Mt, cifra superior en 124.9 Mt con respecto a 2012.

Balance de azufre miles de toneladas

Concepto	Enero-diciembre			Variación % vs.	
	2012	2013		2012	POA
		POA	Real		
Origen	1,006.5	1,171.0	1,029.0	2.2	-12.1
Producción Pemex Gas	591.5	665.8	619.7	4.8	-6.9
Pemex Refinación	413.9	505.2	407.9	-1.5	-19.3
Pemex Exploración y Producción	1.0	0.0	1.4	29.6	0.0
Consumo total	1,007.7	1,171.0	1,004.3	-0.3	-14.2
Ventas internas	649.1	752.9	520.7	-19.8	-30.8
Exportaciones	358.7	418.1	483.6	34.8	15.7
Variación de inventarios ^a	-1.2	0.0	24.6	---	---

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

En comparación con el programa, la oferta de azufre fue inferior al POA en 142 Mt; la reducción más importante en el producto proveniente de Pemex Refinación (97.3 Mt), debido a la menor disponibilidad en las refinerías de Cadereyta, Minatitlán, Tula y Madero.

Por su parte, las ventas internas registraron una disminución de 232.2 Mt debido menores requerimientos de empresas químicas y vinculadas a la producción de fertilizantes. La reducción en la demanda fue más pronunciada que la disminución de la producción, por lo que las exportaciones de azufre presentaron un incremento de 15.7% respecto al programa.

3. 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 flexibilidad operativa en el sistema de transporte, así como atender la demanda de etano.

En 2013 comenzaron a operar dos proyectos relevantes: en abril inició operación comercial el proyecto de cogeneración del CPG Nuevo Pemex y el 26 de julio el libramiento a Xalapa.

Al cierre de 2013, destaca el desarrollo de los siguientes proyectos:

- Obras asociadas a Etileno XXI: Acondicionamiento de plantas de proceso y contrato de servicio para el transporte de etano.
- Los Ramones fase I y fase II.

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.

Obras asociadas a Etileno XXI: Acondicionamiento de plantas de proceso

Objetivo: Asegurar el suministro de etano a largo plazo, en calidad y cantidad, al consorcio que construirá y operará una planta de desintegración térmica de etano (cracker), con capacidad de hasta un millón de toneladas por año, así como otras instalaciones, para producir derivados de dicho producto petroquímico.

Alcance: Acondicionamiento de plantas fraccionadoras y endulzadoras de condensados en los CPG Cactus y Nuevo Pemex; acondicionamiento de plantas criogénicas en el CPG Ciudad Pemex; interconexiones de plantas con los nuevos ductos.

Actividades relevantes					
	12	13	14		
Adecuación de plantas CPG Cactus y Nuevo Pemex					
Proceso de licitación y contratación		jul-dic ¹	sep ²	ene ²	
Procura y construcción		dic ¹		feb ²	
Pruebas y puesta en operación				dic ^{1y2}	
Adecuación criogénicas Cd. Pemex					
Procura de equipo crítico	dic			oct	
Proceso de adjudicación del contrato			oct		
Procura de equipo no crítico y construcción		dic		dic	
Pruebas y puesta en operación				dic	
Inversión ⁵					
Monto	Ejercido			Programado	mm\$
	2011	2012	2013	2014	Total
Total	31	122	432	1,891	2,476

Indicadores económicos	mm\$
Costo total ³	2,476
VPN ⁴	3,427
TIR (%) ⁴	19

Avance del proyecto (%) ⁶			
Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
53.0	50.8	29.3	23.6

Observaciones:

Al cierre de diciembre de 2013, se presentaron los siguientes avances:

CPG Cactus:

- El 25 de noviembre, se emitió el fallo a favor del consorcio formado por las empresas: Tordec, S.A. de C.V., Venezolana de Proyectos Integrados VEPICA, C.A., Lindsay CA y Productos y Estructuras de Concreto, S.A. de C.V. El 6 de diciembre, se firmó el contrato con dicho consorcio y el 9 de ese mismo mes se iniciaron los trabajos.
- El 27 de diciembre, se pagó el primer anticipo y en enero de 2014 se colocaron las órdenes de compra de los equipos críticos.

CPG Nuevo Pemex:

- Del proceso de precalificación, resultaron acreditadas las empresas: Dragados Industrial S.A. y Techint S.A. de C.V. con las cuales se realizaron nueve juntas de aclaraciones que concluyeron el 29 de noviembre.
- La presentación y apertura de propuestas estaba programada para el 30 de diciembre, sin embargo, a solicitud de Pemex Gas se reprogramó para el 7 de enero de 2014. Por lo anterior, el fallo de la licitación se realizó el 30 de enero de 2014 y se declaró ganador a la propuesta conjunta: ACS Servicios Comunicaciones y Energía México, S.A. de C.V./Cobra Instalaciones México S.A. de C.V./Dragados Industrial, S.A. (Líder). El 13 de febrero de 2014 se firmó el contrato y el inicio de los trabajos será el día 17 del mismo mes.

CPG Ciudad Pemex:

- Construcción y procura del equipo no crítico (Contrato 2): El 13 de diciembre, se firmó el contrato y el 16 de ese mismo mes se iniciaron los trabajos. Asimismo, el 27 de diciembre se pagó el anticipo y el 30 de ese mismo mes se colocaron las órdenes de compra de los equipos mecánicos principales.
- Ingeniería básica y de detalle, procura de equipo crítico (Contrato 1): Se cuenta con un avance del 97% de este contrato. Por otro lado, se efectuaron las pruebas en fábrica de las bombas de C2+ en Argentina y del medidor ultrasónico del patín de medición en Massachusetts, EUA.

1. CPG Cactus. 2. CPG Nuevo Pemex. 3. Inversión correspondiente a las obras de proceso asociadas a Etileno XXI. 4. Después de impuestos. El indicador es integral, ya que por una parte contempla, del lado de los egresos, los costos relativos al pago del servicio de este contrato de transporte y la inversión de las obras de proceso, y por los ingresos, el beneficio que proviene del diferencial de precio que presenta el etano como energético respecto al etano petroquímico. 5. Cifras en pesos constantes 2013. Tipo de cambio: 12.90 pesos/dólar. 2011-2012: reportes de Cuenta Pública. Enero-diciembre 2013: Ejercicio preliminar de diciembre al 20 de enero de 2014. 6. El avance físico del proyecto contempla la etapa de planeación (FEL I, II y III), a la cual se le asignó un ponderado de 30%, lo que es característico para este tipo de iniciativas de carácter estratégico.

Obras asociadas a Etileno XXI: 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 firmó un contrato de servicio de largo plazo (21 años: 20 años de operación comercial y uno más de pruebas) con Gasoductos de Sureste S. de R.L. de C.V., para el transporte de hasta 105.6 Mbd de etano líquido y 95.5 Mbd de etano gas. 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 de 148 km para el transporte de etano gas de los CPG Nuevo Pemex y Cactus hacia la zona industrial de Coatzacoalcos y la planta de Etileno XXI.

Actividades relevantes	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	jul
Ingeniería de detalle		mar	mar
Pruebas y puesta en operación			abr-jun
Inicio de prestación de servicios			jul

Inversión ³	mm\$			
Monto	Programa			Total
	2012	2013	2014	
Total				3,540

Indicadores económicos	mm\$
Costo total ¹	4,323
VPN ²	3,427
TIR (%) ²	19

Avance del proyecto (%)			
Físico		Financiero	
Prog.	Real	Prog.	Real
43.06	35.00	66.53	38.54

Observaciones:

Al cierre de diciembre de 2013, se presentaron los siguientes avances:

- Se acordó el procedimiento de rechazo de etano, por lo que se están realizando los últimos ajustes para su aprobación.
- Se encuentra en proceso de elaboración el convenio modificatorio del anexo 5 del Contrato: *Condiciones de operación del etano*.
- Continúa la construcción de la línea regular Cangrejera a Braskem en todas sus fases. Se iniciaron los trabajos previos para el cruce especial del poblado Mundo Nuevo, que se encuentra en el camino a Nanchital, Ver. Se presenta un rezago en la construcción de este tramo debido a los frentes fríos y al paro que realizaron los habitantes de la zona en este mes.
- Se recibió un documento en donde la compañía Braskem-Idesa acepta realizar el pago para que se lleven a cabo las modificaciones necesarias derivadas del incremento de presión en el sistema de etano.
- El 13 de diciembre se realizó una reunión con el Gobierno de Tabasco para solicitar su apoyo y agilizar los trámites relativos a permisos.
- Se definió el enlace de comunicación de los CPG a las estaciones de regulación y medición del proyecto Etileno XXI.

1. Valor presente del pago de servicio de transporte. Inicio de erogaciones: julio de 2014 (inicio de operación comercial).

2. Después de impuestos. El indicador es integral, ya que por una parte contempla, del lado de los egresos, los costos relativos al pago del servicio de este contrato de transporte y la inversión de las obras de proceso, y por los ingresos, el beneficio que proviene del diferencial de precio que presenta el etano como energético respecto al etano petroquímico.

3. Cifras en pesos constantes 2013. Tipo de cambio: 12.90 pesos/dólar. El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado. Estimado de costo Clase IV (+35%/-20%).

Los Ramones fase I

Objetivo: Contratar un servicio de transporte de gas natural con capacidad máxima de 2,100 MMpcd, para asegurar la disponibilidad de transporte, principalmente hacia el centro – occidente del país.

Alcance: Firma de un contrato de servicio de largo plazo con Gasoductos del Noreste, filial de Gasoductos de Chihuahua, para el transporte de gas natural. Lo anterior implica la construcción de un ducto de aproximadamente 115 km, desde la frontera con EUA hasta Los Ramones, N.L. Esta infraestructura contará con estaciones de compresión y una capacidad de transporte de 1,000 MMpcd en diciembre 2014 y de 2,100 MMpcd a partir de diciembre 2015.

Actividades relevantes ¹	13	14	15
Contratación del prestador del servicio	jul		
Inicio de prestación de servicios 1 ^a etapa (1,000 MMpcd)		dic	
Servicio de transporte a capacidad 2 ^a etapa (2,100 MMpcd)			dic

Indicadores económicos ²	mm\$
Costo total	N.D.
VPN	N.D.
TIR (%)	N.D.

N.D. No disponible.

Inversión ³	Programa			mm\$
Monto	2013	2014	2015	Total
Total				8,889

Observaciones:

Al cierre de diciembre de 2013, se presentaron los siguientes avances:

- El 2 de diciembre iniciaron los trabajos de ingeniería, procura y construcción (EPC) con la instalación de los primeros campamentos para actividades de topografía y mecánica de suelos.
- Se realizó una visita a sitio, EC Ramones, para identificar la infraestructura de telecomunicaciones y SCADA para la definición de la arquitectura de comunicación del proyecto.
- Gasoductos de Chihuahua (GdC) inició el proceso de selección de turbocompresores; el 13 de diciembre se recibieron las preguntas de los concursantes (Rolls Royce, Dresser Rand, Man Turbo y Turbinas Solar).
- GdC y Pemex Gas firmaron el convenio modificatorio al Contrato de Servicio de Transporte (TSA), relativo a los servicios de seguridad.
- Con relación al concepto de los derechos de vía, GdC cuenta con el 100 % de la servidumbre de paso.

1. A excepción de la contratación del prestador del servicio, el resto de las actividades correrán a cuenta del prestador del servicio de transporte.

2. Estos indicadores serán definidos una vez que se firme el contrato con el prestador del servicio.

3. Cifras en pesos constantes 2013. Tipo de cambio: 12.90 pesos/dólar. El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado. Estimado de costo Clase V (+50%/-30%).

Los Ramones fase II

Objetivo: Contratar un servicio para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural y dotar al Sistema Nacional de Gasoductos de una ruta alterna que permita satisfacer la demanda de este energético, principalmente en la región centro-occidente del país.

Alcance: Pemex Gas firmará dos contratos de servicio de transporte de largo plazo por una capacidad de hasta 1,430 MMpcd de gas natural. Lo anterior implica la construcción de alrededor de 738 km de longitud, dividido en dos segmentos: Los Ramones fase II Norte (447 km), de la EC Ramones a San Luis Potosí y Los Ramones fase II Sur (291 km), de San Luis Potosí a Apaseo el Alto, Gto.

Actividades relevantes	13	14	15	16
Constitución de filiales (SPV ¹)	nov-dic			
Proceso de financiamiento	nov	jul		
Trámites ante CRE y COFECO	dic	jun		
Adecuación final del FEED ²	dic			
Inicio EPC		feb		
Fecha de operación comercial ducto			dic	
Fecha de operación comercial con compresión				jun

Indicadores económicos ³	mm\$
Costo total	N.D.
VPN	N.D.
TIR (%)	N.D.

N.D. No disponible.

Inversión ⁴					mm\$
Monto	Programa				Total
	2013	2014	2015	2016	
Total					23,826

Observaciones:

Al cierre de diciembre de 2013, se presentaron los siguientes avances:

- El 15 de octubre de 2013 se declaró desierto el proceso licitatorio para el desarrollo de esta infraestructura en una sola etapa. Sin embargo, con el propósito de satisfacer las necesidades de abasto de gas con oportunidad y con mejores condiciones en precio, así como minimizar los riesgos en la ejecución del proyecto y fomentar la competitividad en el sector, Petróleos Mexicanos instrumentó que la fase II de Los Ramones se desarrolle en dos trayectos denominados Ramones Norte y Ramones Sur. En este sentido, determinó que el desarrollo del trayecto Ramones Norte se realice mediante una sociedad entre TAG Pipelines S. de R.L. de C.V. y Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V. y, el tramo Ramones Sur, se realice por conducto de una sociedad entre TAG Pipelines y GDF Suez Consultores, S.A. de C.V.
- Con base en lo anterior, se constituyeron las filiales de propósito específico TAG Pipelines Sur y TAG Pipelines Norte, en noviembre y diciembre de 2013 respectivamente. Cada filial desarrollará su trayecto correspondiente.
- TAG Pipelines Sur ingresó la solicitud del permiso de transporte ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como el aviso de intención ante la COFECO. Posteriormente, TAG Pipelines (holding) ingresó la modificación a la solicitud de permiso de transporte que ya se tenía ante la CRE (para toda la fase II), para delimitarlo sólo al tramo Norte, así como la solicitud de transferencia del mismo a TAG Pipelines Norte.
- TAG Pipelines, Pemex Gas y la Dirección Corporativa de Finanzas, junto con los socios (GdC y GDF Suez) definieron como asesores financieros a Santander (para la banca de desarrollo) y a BNP Paribas (para la banca comercial).
- Se tuvieron reuniones de trabajo con las partes involucradas para delimitar las fronteras de los proyectos (Norte y Sur) y las filosofías de operación para definir, principalmente, las estaciones de control y el equipo dinámico a instalar.
- Se adecuó el FEED original, seccionándolo para cada uno de los segmentos del ducto (Ramones Norte y Ramones Sur). Asimismo, se realizaron negociaciones para la elaboración de los Contratos de Servicio de Transporte (TSA) de ambos proyectos.
- Se concluyó la propuesta técnico-económica del EPC de Ramones Sur, la cual se encuentra en revisión por las partes.

1. SPV: Special Purpose Vehicle.

2. FEED: Ingeniería básica.

3. Estos indicadores serán definidos una vez que se firme el contrato con el prestador del servicio.

4. Cifras en pesos constantes 2013. Tipo de cambio: 12.90 pesos/dólar. El monto de inversión es de carácter indicativo, toda vez que este proyecto lo realizará un inversionista privado. Estimado de costo Clase IV (+35%/-20%).

4. Seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional

a) Seguridad industrial

Durante 2013, Pemex Gas registró cuatro accidentes incapacitantes en sus instalaciones: el 27 de marzo en el Sector Ductos Salamanca, el 24 de abril en el CPG Nuevo Pemex, el 9 de mayo en el CPG Ciudad Pemex y el 8 de noviembre en el CPG Nuevo Pemex.

Conforme a los eventos que se registraron durante 2013, el índice de frecuencia se ubicó en 0.29, con ello se mejoró el resultado de 0.35 registrado al cierre del año anterior; sin embargo fue superior en 0.09 respecto a la meta establecida en 0.20.

Por su parte, el índice de gravedad se ubicó en 23.53, ligeramente superior al 21.31 del cierre de 2012 y mayor a la meta establecida en 20.

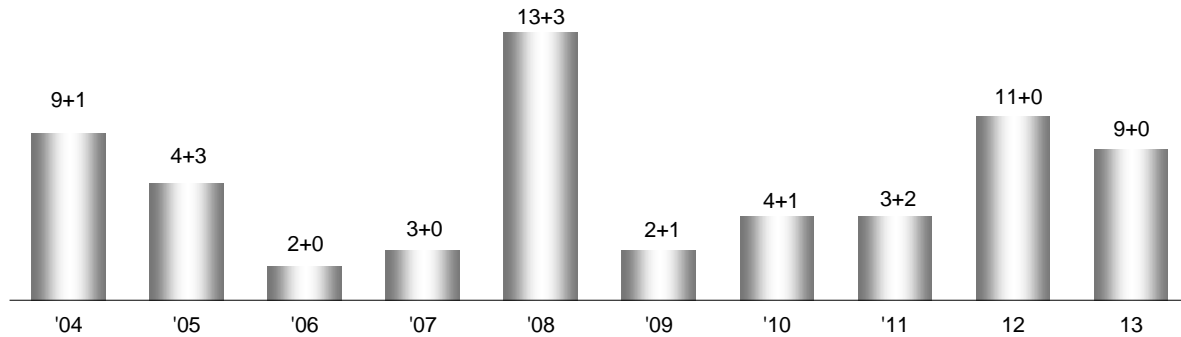
Resumen de accidentalidad en Pemex Gas, al cierre de 2012 y 2013

	Número de accidentes		Trabajadores lesionados		Fatalidades		Días perdidos		Índice de frecuencia		Índice de gravedad		Días desde el último accidente
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	
Total Pemex Gas	10	4	11	9	0	0	662	731	0.35	0.29	21.31	23.53	53
Producción	7	3	8	3	0	0	488	136	0.38	0.14	23.08	6.43	53
Ductos	3	1	3	6	0	0	174	595	0.56	1.11	32.30	110.44	279
Gas licuado y PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,996
P. A. Texistepec	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,375
Oficinas centrales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,557
Contratistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,882

Los cuatro accidentes que se presentaron durante 2013 se describen a continuación:

- El 27 de marzo en el Sector de Ductos Salamanca, cuando se realizaban las labores de reparación de la ruptura del LPG Ducto de 14" tramo Palmillas-Apaseo el Alto (km857+250) se produjo un flamazo mientras se trabajaba con soldadura. El fuego le provocó quemaduras a seis trabajadores. Cuatro trabajadores ya reanudaron labores. De acuerdo a los dictámenes médicos realizados a los dos trabajadores que contaban con amparo médico al 13 y 23 de octubre, se determinó que ambos trabajadores quedan jubilados en términos de la cláusula 134 del contrato colectivo de trabajo vigente.
- El 24 de abril en el CPG Nuevo Pemex un trabajador se luxó el hombro derecho al caerse mientras bajaba por las escaleras del área de compresoras de la planta criogénica número 3. El trabajador ya se reincorporó a sus actividades.
- El 9 de mayo en el CPG Ciudad Pemex mientras se realizaba la inspección del fondo del deshidratador DA-2111-B de la planta criogénica número 3 se produjo un flamazo que lesionó a un trabajador y le provocó quemaduras superficiales de primer grado en cráneo y de segundo grado en el cuello; el trabajador ya reanudó labores.
- El 8 de noviembre en el CPG Nuevo Pemex mientras se realizaban actividades de mantenimiento a un indicador de nivel magnético, la brida inferior salpicó metildietanolamina y provocó quemaduras en un trabajador. El trabajador recibió el alta médica el 11 de diciembre de 2013.

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



Con la finalidad de mejorar los indicadores de seguridad industrial, la Dirección Corporativa de Operaciones en coordinación con Pemex Gas, desarrollaron el Plan de Contención de Accidentes con 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 y la Gerencia de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental ejecutaron un programa durante 2013 para revertir la accidentalidad laboral, con las siguientes iniciativas:

- Identificar, evaluar y jerarquizar las actividades en los equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento.
- Revisar y reforzar la planeación, programación, ejecución y recepción segura de actividades de equipos e instalaciones de alto riesgo de operación y mantenimiento, por administración directa y por contratistas.
- Identificar y/o actualizar procedimientos de operación y mantenimiento (entrega/recepción, pre-arranque).
- Auditorías efectivas a trabajos de alto riesgo y disciplina operativa.
- Difusión de las recomendaciones del Análisis Causa Raíz (ACR) de los eventos ocurridos durante 2013.

- Realización de dos jornadas de intercambio de mejores prácticas de SSPA en Pemex Gas. La primera se realizó en junio de 2013 en la Ciudad de Veracruz y la segunda en agosto de 2013 en la Ciudad de Monterrey.

Al cierre de 2013, el Plan de Contención de Accidentes se concluyó en los siguientes centros de trabajo:

- Complejos procesadores de gas de Ciudad Pemex, Área Coatzacoalcos, Nuevo Pemex, Cactus, Poza Rica, Arenque, Burgos, La Venta y Matapionche.
- Sectores de ductos Petroquímicos Secundarios, Mendoza, Torreón, Salamanca, Ciudad Madero, Tlaxcala, Guadalajara, Veracruz, Reynosa y Nuevo Pemex.

Como resultado del esfuerzo para realizar las operaciones bajo normas de seguridad y protección ambiental, al 31 de diciembre, los complejos procesadores de gas Burgos y Arenque cumplieron más de ocho años sin accidentes incapacitantes.

Número de días acumulados sin accidentes incapacitantes en CPG, al 31 de diciembre de 2013

	días	años
Nuevo Pemex	53	0.1
Ciudad Pemex	236	0.6
Poza Rica	397	1.1
Área Coatzacoalcos	417	1.1
Matapionche	514	1.4
Cactus	628	1.7
La Venta	2,085	5.7
Arenque	2,963	8.1
Burgos	3,494	9.6

Por su parte, sin considerar a la terminal 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 10 años. Destacan trece terminales con más de 16 años sin accidentes incapacitantes.

Número de días sin accidentes incapacitantes en terminales de gas LP, al 31 de diciembre de 2013

	días	años
Monterrey ^a	2,199	6.0
Topolobampo	3,996	10.9
Matapionche	6,177	16.9
Tula	6,201	17.0
Terminal terrestre Salina Cruz	6,518	17.8
Representaciones comerciales de gas licuado ^b	6,574	18.0
Tepeji del Río	6,704	18.4
Poza Rica	6,816	18.7
Puebla	6,915	18.9
Zapopan	6,922	18.9
Rosarito	6,939	19.0
Abasolo	7,195	19.7
Cactus	7,422	20.3
Ciudad Juárez	7,472	20.5
Ixhuatepec ^c	8,194	22.4

a. 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.

b. Incluye las representaciones comerciales habilitadas para la entrega de gas LP en las que labora personal de Pemex Gas.

c. Debido al cierre definitivo de las instalaciones la TDGL San Juan Ixhuatepec, en lo sucesivo no se incluirá en las estadísticas de accidentalidad.

El Sector de Ductos Madero, la Unidad de Apoyo Técnico Sur (UAT Sur) y el Sector de Ductos Torreón cumplieron más de 17 años sin accidentes incapacitantes y otras dos unidades de apoyo técnico (UAT Centro y Norte) cumplieron más de 15 años sin accidentes ocupacionales.

**Número de días acumulados sin accidentes
incapacitantes en sectores de ductos,
al 31 de diciembre de 2013**

	días	años
Salamanca	279	0.8
Mendoza	411	1.1
Chihuahua	538	1.5
Minatitlán	929	2.5
Venta de Carpio	1,133	3.1
Monterrey	1,591	4.4
Reynosa	2,030	5.6
Veracruz	2,088	5.7
Cárdenas	2,875	7.9
San Fernando	3,702	10.1
Guadalajara	4,313	11.8
Tlaxcala	4,802	13.1
Nuevo Pemex	5,114	14.0
UAT Centro	5,816	15.9
UAT Norte	5,826	15.9
Torreón	6,201	17.0
UAT Sur	6,542	17.9
Madero	6,575	18.0

b) Gestión ambiental

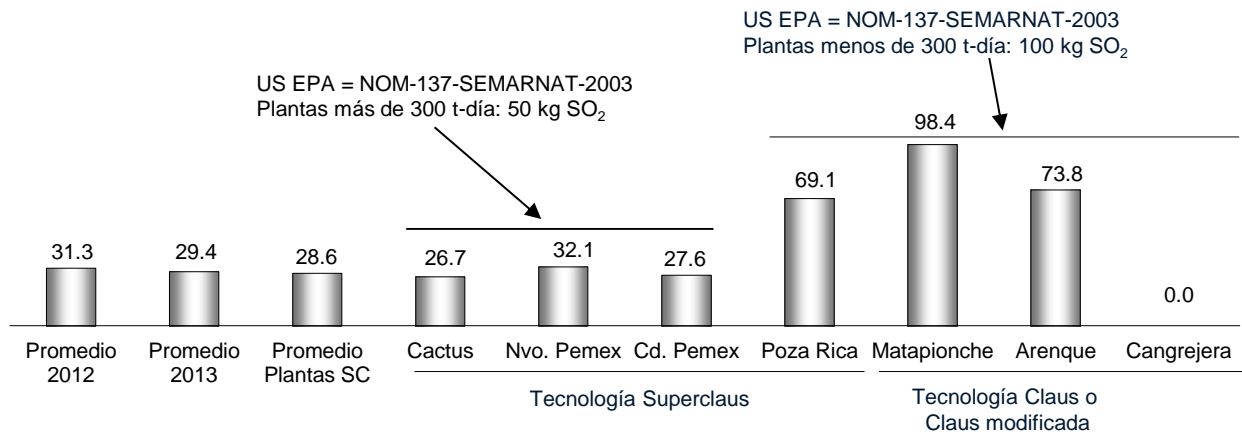
Bióxido de azufre

Las emisiones de las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas se ubicaron al cierre de 2013 en 29.4 kilogramos de bióxido de azufre por tonelada de azufre procesado en promedio mensual, cifra menor con respecto al cierre de 2012 (31.3 kg/t).

La disminución en las emisiones de bióxido de azufre se explica principalmente por el incremento en la eficiencia en las plantas recuperadoras de azufre de los complejos procesadores de gas Poza Rica, Matapionche, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Emisiones de SO₂ a la atmósfera, 2013

kg de SO₂ por cada tonelada de azufre procesado

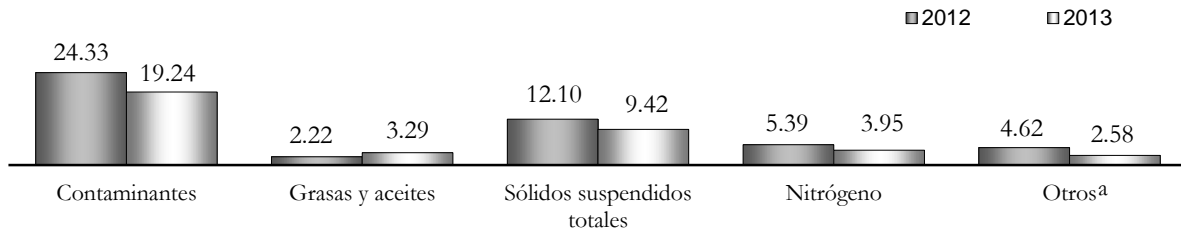


Por lo anterior, los complejos procesadores de gas cumplen con la NOM-137-SEMARNAT-2003 que rige la eficiencia de las plantas recuperadoras como sistema de control de emisiones a la atmósfera.

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, 2013

toneladas, promedio mensual



a. Fosfatos, sulfuros y metales.

Pasivos ambientales

Al cierre de 2012, Pemex Gas tenía declaradas 15.1 hectáreas (has) como pasivo ambiental, de las cuales, 11.5 has están registradas en el complejo procesador de gas Reynosa, 2.9 has en La Venta y 0.7 has en Arenque.

Durante 2013, como resultado de las acciones realizadas en el organismo para atender los requerimientos de la autoridad ambiental, la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas (DGGIMAR) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) consideró procedente la conclusión de los trabajos de remediación ambiental de los siguientes complejos procesadores de gas:

- El 28 de enero de 2013 mediante oficio DGGIMAR.710/000574 se determinó procedente la conclusión del pasivo correspondiente a 2.9 hectáreas del complejo procesador de gas La Venta, por lo que se dieron de baja de los pasivos ambientales del organismo.

- El 1° de febrero de 2013 con oficio DGGIMAR.710/000932 se consideró procedente la conclusión de la remediación de 0.7 hectáreas del complejo procesador de gas Arenque, por lo que se procedió a dar de baja esta área de los pasivos ambientales del organismo⁷.

Considerando los dos pasivos dados de baja del inventario, al 31 de diciembre de 2013, Pemex Gas tiene declarado como pasivo ambiental las 11.5 has de suelos contaminados en el complejo procesador de gas Reynosa.

Durante 2013, en el complejo procesador de gas Reynosa como parte de las actividades definidas en el Programa de Trabajo 2012-2014 se continuó la recuperación de hidrocarburo en fase libre y se obtuvieron 1,028,000 litros de dichos hidrocarburos con trazas de agua. Adicionalmente, del 15 de noviembre al 30 de diciembre de 2013 se desarrolló el contrato *“Muestreo y análisis complementario, para la actualización del área contaminada por hidrocarburos en el subsuelo de las instalaciones en Reynosa del CPG Burgos”*, el cual incluyó las áreas no muestreadas con anterioridad.

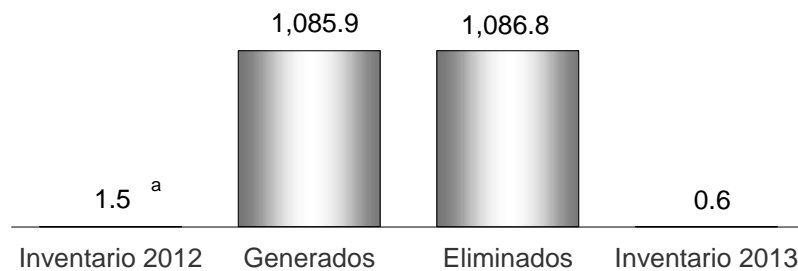
En 2014 se realizará un estudio de riesgo ambiental cuyos resultados serán presentados a la DGGIMAR para determinar el Plan Maestro de Remediación y las modificaciones correspondientes a los costos estimados de la matriz de pasivos ambientales. Asimismo, se continuará con la recuperación de la fase libre mediante un sistema automatizado, con operación las 24 horas del día y los 365 días del año.

⁷ El organismo continúa con el análisis para la cuantificación y definición de acciones de remediación del área de quemadores del complejo procesador de gas Arenque.

Residuos peligrosos

En 2013 se generaron 1,085.9 toneladas de desechos industriales clasificados como peligrosos y se eliminaron 1,086.8, con ello, el inventario al cierre del año se ubicó únicamente en 0.6 toneladas.

Evolución del inventario de residuos peligrosos, 2013
toneladas



a. Cifra corregida como resultado de la revisión del sistema de información SISPA.

El total del inventario se refiere a residuos sólidos que corresponden a pinturas caducas, sedimentos de corrida de diablo, lámparas fluorescentes, envases y tambos contaminados.

Derrames y fugas⁸

Durante 2013, Pemex Gas registró cinco fugas de hidrocarburos en sus instalaciones:

- El 25 de marzo, una maquinaria de tipo bulldozer que realizaba trabajos de excavación golpeó el LPG ducto de 14” Cactus– Guadalajara, en el tramo Palmillas-Apaseo El Alto, en el municipio de Pedro Escobedo en Querétaro,

⁸ 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.

como consecuencia de este evento se emitieron 19,000 barriles de gas LP a la atmósfera, con un costo de 9.6 millones de pesos.

- El 20 de agosto de 2013, en el sector ductos Petroquímicos, en el ducto de amoniaco 10” de diámetro, en el tramo CPQ Cosoleacaque–Terminal Refrigerada Salina Cruz, maquinaria pesada de una compañía que realizaba trabajos de ampliación de carretera invadió el derecho de vía y golpeó y perforó el ducto, lo que provocó una fuga y la suspensión temporal en la operación del ducto. Por este evento no hubo daños al personal ni a contratistas de Pemex.

La fuga se estima en aproximadamente 1,120 toneladas con un valor estimado de 6.4 millones de pesos. Los gastos de reparación se estiman en 7.1 millones de pesos; al respecto, se entabló una denuncia que está en proceso de resolución.

- El 5 de septiembre en el sector ductos Veracruz, en la estación de medición y regulación del gasoducto de 20” de diámetro en el tramo Boca del Río–Paso del Toro en Veracruz, se presentó una fuga en una válvula de control de flujo. No hubo daños al personal ni a las instalaciones. La cantidad de gas natural que se fugó fue de aproximadamente una tonelada con un costo de 2,344 pesos.
- El 15 de diciembre en el sector de ductos Venta de Carpio en el LPG ducto de 24” tramo San Martín Texmelucan-Venta de Carpio, kilómetro 697+959.7, en la colonia Paraje el Faro, Municipio de Acolman, Estado de México se reportó una toma clandestina descontrolada, con fuga e incendio. En este evento se quemaron 180 barriles de gas licuado de petróleo, con un costo de 119,440 pesos.
- El 16 de diciembre de 2013 en el sector de ductos Mendoza, en la estación de bombeo número 5 de Mendoza, se reportó una fuga de gas LP, por fractura de

un niple en la válvula de medición de la estación. La cantidad de gas LP que se fugó fue de aproximadamente 0.289 barriles, con un costo de 191 pesos.

Es importante mencionar que Pemex Gas continúa reforzando los planes de acción orientados a prevenir fallas en sus instalaciones.

Industria Limpia

Al cierre de 2012 Pemex Gas tenía inscritas 40 instalaciones en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales, de las cuales 12 tenían certificado vigente y 28 estaban en proceso de certificación.

Como resultado de las acciones del organismo durante 2013, la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) entregó los siguientes certificados:

- Nueve certificados para los sectores de ductos Cárdenas, Minatitlán, Monterrey, Nuevo Pemex, Ductos Petroquímicos, Mendoza, Torreón, Reynosa y Veracruz.
- Uno a al centro procesador de gas CPG Matapionche.

Con los certificados recibidos al cierre de 2013, el organismo tiene 22 instalaciones con certificado vigente, de los cuales cuatro son complejos procesadores de gas, nueve terminales de distribución de gas licuado⁹ y nueve sectores de ductos.

⁹Adicionalmente a los certificados nuevos, durante 2013, la autoridad entregó cinco renovaciones de certificación a las terminales de gas licuado Matapionche, Poza Rica, Puebla, Rosarito y Cactus.

**Instalaciones inscritas en el Programa Nacional de Auditorías Ambientales,
al 31 de diciembre de 2013**

	Instalaciones con certificado vigente	Instalaciones en proceso de certificación	Total de instalaciones al cierre de 2013
Complejos procesadores de gas	4	9	13
Sectores de ductos	9	6	15
Terminales de distribución de gas licuado	9	3	12
Total	22	18	40

Respecto a las 18 instalaciones en proceso de certificación, se reportan los siguientes avances:

- El complejo procesador de gas Nuevo Pemex concluyó su plan de acción y está en proceso su validación por la unidad de verificación. Los CPG Cactus, Burgos, Arenque y Área Coatzacoalcos se encuentran en la etapa de atención del plan de acción de auditoría ambiental.
- Los sectores de ductos Chihuahua, Guadalajara, Madero, Salamanca, Tlaxcala y Venta de Carpio se encuentran en cumplimiento del plan de acción de auditoría ambiental.
- La terminal de gas licuado Tepeji está en cumplimiento del plan de acción y la terminal Salina Cruz ingresó el informe de auditoría ambiental a la delegación estatal y se encuentra en espera de la liberación de su certificado.

Informe Anual 2013
Pemex-Petroquímica
(Artículo 86 del Reglamento de la Ley de
Petróleos Mexicanos)

Febrero de 2014

Índice

	Página
1. Principales resultados operativos	1
1.1. Principales resultados operativos de Pemex-Petroquímica	1
1.1.1. Producción de petroquímicos	1
1.1.2. Mercado interno	5
1.1.3. Mercado internacional	8
2. Inversiones	9
2.1. Presupuesto de inversión en flujo de efectivo	9
2.1.1. Pemex-Petroquímica	9
2.1.2. Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión durante 2013	13
3. Seguridad industrial y protección ambiental	14
3.1. Seguridad industrial	14
3.2. Protección Ambiental	16
4. Temas Relevantes	23
4.1. Integración de la cadena cloro-sosa/MCV	23
Atención al Compromiso 139/3	26

1. Principales resultados operativos

1.1. Principales resultados operativos de Pemex-Petroquímica

1.1.1. Producción de petroquímicos

- Producción de petroquímicos

Elaboración de Productos por Cadena, enero - diciembre 2013
(Miles de Toneladas)

Producto	2012	POA	2013	Variaciones				Producción Destinada a Ventas
				2013 vs 2012		2013 vs POA		
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	6,367	9,907	7,339	972	15	(2,568)	(26)	3,564
Derivados del metano	2,473	3,249	2,460	(12)	(1)	(788)	(24)	1,348
Derivados del etano	2,775	3,171	2,473	(301)	(11)	(698)	(22)	1,148
Aromáticos y derivados	166	1,278	799	633	>100	(479)	(37)	544
Propileno y derivados	49	83	52	3	6	(31)	(37)	39
Otros productos	878	1,760	1,233	355	40	(527)	(30)	262
Petrolíferos	26	366	321	295	>100	(45)	(12)	223

Nota: Ver desglose de la tabla en el anexo A de esta carpeta.

El volumen de producción alcanzado en el período enero-diciembre 2013 fue de 7 millones 339 mil toneladas, cantidad superior en 15 por ciento en relación al mismo período del año anterior e inferior en 26 por ciento respecto al POA. En este programa se consideró la operación durante todo el año de tres plantas de amoníaco; sin embargo, por restricciones en el abasto de gas natural ello no fue posible. Los derivados del etano fueron afectados por la restricción de etano por parte de PGPB. Adicionalmente, mientras que el programa consideraba producción en CCR durante todo el período, las pruebas de desempeño de dicha instalación concluyeron después de mayo. Por lo anterior se dejaron de producir 460 mil toneladas de amoníaco, 333 mil de anhídrido carbónico, 459 mil toneladas de derivados del etano y 763 mil toneladas de aromáticos y componentes para gasolinas. El detalle por cadena se explica a continuación:

Derivados del metano

La cadena de derivados del metano resultó inferior en 24 por ciento con respecto al POA, como resultado de las limitaciones en el abasto de gas natural que sólo permitieron operar de manera intermitente, dos

plantas de amoníaco y no las tres programadas. Por el contrario, el metanol, producto de esta cadena, superó en 3 y 4 por ciento el POA y lo realizado en el mismo período del año pasado, como resultado de la operación continua.

Derivados del etano

La cadena del etano resultó inferior en 11 por ciento con relación al mismo período del año 2012, debido a que en este año se realizó el mantenimiento anual de la planta Etileno del Complejo Cangrejera. También fue inferior al POA en 22 por ciento, debido a varias causas: principalmente porque varios equipos de la planta Cloruro de Vinilo alcanzaron el término de su vida útil, situación que ocasionó menores producciones en los dos primeros meses del año; adicionalmente, en el POA se consideran los productos elaborados en el Complejo Petroquímico Pajaritos para todo el período 2013. Sin embargo, a partir del 12 de septiembre en que las plantas de Clorados III y Etileno se desincorporaron de Pemex-Petroquímica (PPQ), para formar parte de la empresa Petroquímica Mexicana de Vinilo (PMV), la producción real de derivados clorados y etileno de Pajaritos ya no se contabilizó en la producción de PPQ, por lo que a partir de esa fecha quedaron 239 mil toneladas de productos del Complejo Pajaritos programados en el POA, afectando los resultados de esta cadena; por otra parte, fue necesario disminuir la producción de etileno, por restricciones en la capacidad de almacenamiento de etileno líquido en la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarques de Pajaritos (TREEP), debido a que se inició el año con uno de los tres tanques en mantenimiento, el cual entró en operación el 10 de mayo.

Aromáticos y derivados

El volumen de producción de esta cadena resultó deficitario en 37 por ciento con respecto al POA, derivado de las pruebas con diferentes calidades de nafta importada para determinar los ajustes operativos necesarios para alcanzar la calidad del producto y mejores rendimientos operativos, así como por mantenimiento del horno de la preparadora que alimenta a la CCR. Respecto al año pasado los resultados fueron muy superiores, debido a que en el año 2012, con excepción de la planta de estireno que operó tres semanas, todo el

sector de aromáticos estuvo fuera de operación por los trabajos iniciales de integración del proyecto CCR, y en 2013 se alcanzó una producción de aromáticos de 799 mil toneladas.

Propileno y derivados

Esta cadena muestra un resultado superior en 6 por ciento en comparación con el mismo período del año pasado e inferior en 37 por ciento con relación al POA, debido a que la falta de materia prima provocó que la planta de Acrilonitrilo se mantuviera fuera de operación en diversos espacios de tiempo: del 3 al 28 de febrero; del 9 de marzo al 16 de abril; del 15 de septiembre al 2 de octubre y del 13 de noviembre al 11 de diciembre.

Petrolíferos

Durante este período enero-diciembre, el volumen de petrolíferos resultó muy superior al año pasado e inferior en 12 por ciento con respecto al POA, debido a los retrasos en los trabajos de integración, pruebas y puesta en operación de la nueva planta CCR.

- **Aprovechamiento de la capacidad instalada de producción**

Período enero-diciembre 2013

Utilización de la Capacidad Total de Pemex-Petroquímica, enero-diciembre

Centro Producto / Subproducto	Capacidad Instalada (Mton)	Porcentaje de Utilización		
	Anual	Acum 2012	POA 2013	Acum 2013
Total	10,186	63%	91%	67%
Cosoleacaque	3,225	92%	94%	67%
Cangrejera	3,964	31%	84%	58%
Morelos	2,263	87%	100%	88%
Pajaritos	547	58%	80%	42%
Independencia	187	85%	85%	88%

Ver desglose de la tabla en el anexo B de esta carpeta.

El porcentaje de utilización de las plantas de Pemex-Petroquímica en el período enero-diciembre del presente año resultó superior en 4 puntos

porcentuales respecto al mismo período del año 2012 e inferior en 24 puntos porcentuales en relación al POA, debido principalmente a: i) que en Cangrejera se retrasaron las corridas de prueba de la planta CCR; ii) en Cosoleacaque no se dispuso del gas suficiente para operar las tres plantas de Amoníaco programadas; y iii) en Pajaritos, se realizaron trabajos necesarios de limpieza y mantenimiento en la planta de Clorados III, debido a que diversos equipos alcanzaron el término de su vida útil. Así mismo, a partir del 12 de septiembre la producción de este centro no se incorpora a PPQ.

1.1.2. Mercado interno

Ventas internas, ene-dic-2013

	Miles de toneladas					Millones de pesos				
	2012	POA	2013	% var vs		2012	POA	2013	% var vs	
				2012	POA				2012	POA
Mercado interno	2,927	4,664	3,461	18	(26)	31,490	49,166	38,048	21	(23)
Ventas nacionales	2,678	3,341	2,622	(2)	(22)	27,761	34,066	26,525	(4)	(22)
Ventas interorganismos	249	1,323	839	237	(37)	3,729	15,100	11,523	209	(24)

Fuente: Sistema Integral de Información Operativa (SIIOC)

Las ventas del mercado interno alcanzaron los 38,048 millones de pesos, correspondientes a 3 millones 461 mil toneladas comercializadas a terceros y a otros organismos de Petróleos Mexicanos. Los resultados en volumen y valor fueron superiores en 18 y 21 por ciento comparados con 2012; respecto al POA, estos fueron inferiores en 26 y 23 por ciento.

Las variaciones respecto a POA, se debieron principalmente a problemas de disponibilidad de oferta de productos de la planta CCR como los hidrocarburos de alto octano y gasolina base octano; restricción de gas natural que acotó la producción de una tercera planta de Amoníaco; la creación de Petroquímica Mexicana del Vinilo (PMV); la limitada oferta de polietilenos por paros recurrentes, problemas operativos en la planta de Estireno y una disminución en las ventas de metanol.

Las ventas superan los resultados de 2012, debido a una mayor oferta de productos aromáticos y precios implícitos, 1.3 por ciento ligeramente superiores a los del 2012.

Derivados del metano. Esta cadena registró ventas en volumen y valor inferiores a POA en 19 y 35 por ciento respectivamente.

Lo anterior puede explicarse tanto por el lado de la oferta como de la demanda del amoníaco. Por el lado de la oferta, el POA consideró la operación de tres plantas de Amoníaco, lo cual se acotó a dos plantas por restricciones en el suministro de gas.

Por el lado de la demanda, las temporadas altas del amoníaco, tanto en el Bajío en primavera-verano, como en el noroeste del país en el cuarto trimestre registraron menor demanda por situaciones climáticas. Sin embargo este problema se compensó con las ventas de producto excedente a Fertinal.

La pronunciada diferencia de variaciones respecto a POA en valor y en volumen de ventas, se debió a que los precios reales de amoníaco y anhídrido carbónico fueron 23 y 32 por ciento más bajos que los establecidos en el POA.

Finalmente, las ventas de metanol se vieron afectas por la presencia de producto importado por distribuidores y paros no programados en refinerías.

Derivados del etano. Esta cadena registró ventas en volumen y valor inferiores en 10 y 19 por ciento respecto a POA.

Estas variaciones se explican, principalmente, en el lado de la oferta.

Se presentaron recurrentes fallas operativas en los hornos de cloruro de vinilo, aunado a que el programa contempló ventas de cloruro de vinilo y ácido muriático para el cuarto trimestre del 2013 por 75.8 mil toneladas, sin embargo, con la creación de Petroquímica Mexicana de Vinilo, estos productos dejaron de comercializarse a partir de septiembre del 2013.

Como se comentó en el apartado operativo la productividad de toda la cadena fue afectada por la restricción de etano por parte de PGPB. Destaca un mantenimiento no programado en POA de la fraccionadora de PGPB en Cangrejera, que obligó a alinear el mantenimiento del correspondiente cracker de etileno, durante 40 días; tiempo en que se ajustó la producción de productos derivados y por tanto la oferta a ventas.

Por otro lado, las ventas de monoetilenglicol y óxido de etileno que superaron ligeramente las ventas del 2012, por mayor disponibilidad de estos productos, gracias a una disminución en el período de mantenimiento anual.

Aromáticos y derivados. Esta cadena registró ventas en volumen y valor inferiores al POA en 38 y 29 por ciento.

Los resultados de esta cadena se explican principalmente por la entrada tardía de la planta CCR.

Asimismo, el POA contempló la venta de pentanos a Pemex-Refinación, ventas que no fueron realizadas por falta de requerimiento.

Propileno y derivados. Esta cadena presentó variaciones en volumen y valor de ventas inferiores a POA en 32 y 30 por ciento respectivamente.

Los resultados por debajo de la meta se debieron a que en los primeros tres trimestres se presentaron restricciones en el suministro de propileno, y en el cuarto trimestre por problemas de Unigel para colocar el acrilonitrilo en el mercado.

1.1.3. Mercado internacional

Comercio exterior, ene-dic-2013

	Miles de toneladas					Millones de dolares				
	2012	POA	2013	% var vs 2012	% var vs POA	2012	POA	2013	% var vs 2012	% var vs POA
Total	64.8	292.8	56.5	(12.8)	(80.7)	(2.7)	198.8	(4.0)	49.4	(102.0)
Exportaciones	243.4	382.4	130.7	(46.3)	(65.8)	231.4	297.9	124.9	(46.0)	(58.1)
Amoniaco anhidro	105.8	234.0	39.0	(63.1)	(83.3)	62.6	144.4	18.8	(70.0)	(87.0)
Butadieno crudo	42.6	38.5	37.0	(13.2)	(4.0)	70.5	29.6	36.9	(47.6)	25.0
Cera polietilénica	0.0	0.0	0.0	(100.0)		0.0	0.0	0.0		
Benceno		12.0	6.2		(48.2)		14.7	7.2		(50.9)
Estireno		21.0	10.3		(51.0)		29.7	15.3		(48.6)
Tolueno		0.0	3.1					3.8		
Etileno	50.9	34.0	6.0	(88.1)	(82.2)	48.0	31.8	6.1	(87.3)	(80.8)
PEAD	13.6	3.2	6.2	(54.7)	94.2	15.1	3.0	7.7	(49.0)	155.7
PEBD	8.2	13.1	9.2	12.3	(29.6)	10.4	15.4	12.2	17.1	(20.7)
PLBD	21.4	25.9	13.3	(37.8)	(48.7)	24.1	28.1	16.5	(31.5)	(41.1)
Glicoles	0.9	0.7	0.3	(65.3)	(59.5)	0.9	1.3	0.4	(49.4)	(66.9)
Importaciones	178.6	89.6	74.1	(58.5)	(17.3)	234.1	99.0	128.9	(45.0)	30.1
Xileno	62.2		18.0	(71.0)		81.6		24.2	(70.3)	
Tolueno	59.6		8.4	(85.9)		77.2		11.2	(85.6)	
Metanol	45.6	80.0	35.1	(23.1)	(56.2)	19.0	34.7	16.4	(13.9)	(52.9)
Estireno	1.0			(100.0)		1.5			(100.0)	
Otros	10.2	9.6	12.7	24.5	31.9	54.8	64.3	77.1	40.7	19.9

Fuente: Sistema Integral de Información Operativa (SIIOC) y Base de Datos Institucional BDI

En el mercado internacional PPQ presentó en 2013, una balanza con un déficit de 4 millones de dólares. Las importaciones superaron a las exportaciones porque no se contó con los excedentes esperados en POA para exportación y se realizaron importaciones no programadas para cumplir compromisos con clientes.

En exportaciones en volumen y valor, quedaron por debajo de POA en 66 y 58 por ciento, asimismo comparadas con el 2012, estas fueron menores en 46 por ciento en volumen y valor.

Estas variaciones en exportación, se debieron principalmente a que el POA incluyó exportaciones de amoniaco excedente, por la operación de tres plantas de Amoniaco, lo cual finalmente fue acotado a solo dos plantas.

También consideró excedentes de etileno y butadieno crudo, los cuales no se cumplieron, por los bajos porcentajes de utilización de los crackers de etileno, principalmente de Cangrejera; y finalmente, incluyó excedentes de benceno y estireno que medianamente se cumplieron.

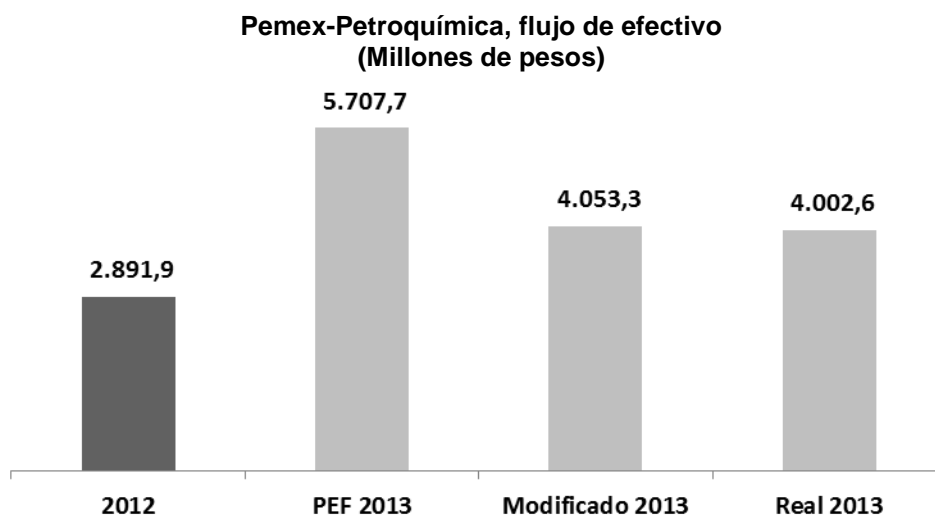
PPQ incluyó en el POA, solo importaciones de metanol y especialidades petroquímicas, sin embargo recurrió a importaciones de tolueno y xileno para cubrir los requerimientos de clientes, debido al atraso en el arranque de CCR.

2. Inversiones

2.1. Presupuesto de inversión en flujo de efectivo

2.1.1. Pemex-Petroquímica

La inversión total ascendió a 4,002.6 millones de pesos cifra récord en la historia de este organismo (Incluye 47.5 millones de pesos de recursos supervenientes). Cabe señalar que con respecto al 2012 la inversión se incrementó en 38 por ciento.



**Pemex Petroquímica
Proyectos de Inversión (flujo de efectivo)*
(Millones de pesos)**

Proyecto	2012	2013			Cumplimiento (%)	
		Programa	Adecuado	Ejercicio	Prog.	Adec.
Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I	776.9	304.2	545.4	494.6	163%	91%
Sostenimiento de la Capacidad de Producción de Derivados del Etano IV en el Complejo Petroquímico Morelos	206.4	236.2	287.5	287.5	122%	100%
Eficientización del almacenamiento y distribución I	82.0	144.7	220.9	220.9	153%	100%
Ampliación y Modernización de la Cadena de Derivados del Etano I en el Complejo Petroquímico Morelos	4.9	451.7	208.2	208.2	46%	100%
Sostenimiento de la Capacidad de Producción de Derivados del Etano II, en el Complejo Petroquímico Morelos	125.1	169.0	163.2	163.2	97%	100%
Mantenimiento de la Capacidad de Producción de la Planta de Etileno 2013-2015 del Complejo Petroquímico Morelos	0.0	3.8	27.7	27.7	730%	100%
Rehabilitación del Tren de Aromáticos I en C.P. Cangrejera	6.4	73.6	9.8	9.8	13%	100%
Otros proyectos	1,690.3	4,324.5	2,590.6	2,590.7	60%	100%
	2,891.9	5,707.7	4,053.3	4,002.6	70%	99%

Incluye fondos y recursos supervenientes

Situación y avances en los principales proyectos de inversión

- **Modernización y ampliación del tren de aromáticos I del Complejo Petroquímico Cangrejera**

Como primera parte del proyecto, se ejecuta el contrato mixto No. POPL01509P para el desarrollo de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Paquete IPC-I Unidad de Proceso CCR Platforming, con un plazo de ejecución de 920 días y una vigencia del 25 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2011, con un monto de \$112,450,557.54 en la parte a precios unitarios y USD \$238,490,945.00, en lo correspondiente a precio alzado.

Avance del Contrato No. POPL01509P, al mes de diciembre de 2013

Físico (%)		Financiero (%)	
Programado	Real	Programado	Real
100	100	100	98.96

Asuntos más relevantes del proyecto:

El 12 de junio, la planta fue recibida por el área operativa del centro de trabajo, así mismo el 12 de julio se firmó el acta de entrega recepción por parte de Pemex-Petroquímica y la contratista.

Actualmente se trabaja en el cierre y finiquito del Contrato POPL01509P que ampara la construcción de la planta CCR Platforming, Al cierre del mes de diciembre se tiene un avance financiero programado de 100 por ciento contra un avance real de 98.96 por ciento.

Los contratos relacionados a la primera etapa (IPC 1) para la planta CCR Platforming, como son: Ingeniería básica y licencia de uso de tecnología de proceso, apoyo a la supervisión, apoyo técnico-administrativo, asistencia técnica, así como el contrato de ingeniería, procura y construcción de la planta CCR Platforming, se encuentran concluidos al cierre de diciembre de 2013.

En cuanto a la segunda fase del proyecto que corresponde al IPC-2 (Tatoray-Parex-Revamps), se han iniciado los trabajos para la acreditación de la etapa de FEL III de acuerdo al manual del SIDP.

- **Ampliación de la planta de óxido de etileno de 225 a 280 MTA**

Avance del Contrato No. POPL02807P, al mes de diciembre de 2013

Físico (%)		Financiero (%)	
Programado	Real	Programado	Real
100	100	100	91.15

1ª etapa del proyecto (Incremento de capacidad de 225 a 280 MTA).

Una vez terminados totalmente los trabajos el 28 de noviembre del 2011, de común acuerdo entre las partes involucradas, se firmó el Acta de finiquito del Contrato POPL02807P “Construcción de la primera etapa de la ampliación de la planta de Óxido de Etileno en el C.P. Morelos”.

La planta se ha entregado al área usuaria y se encuentra operando normalmente.

El 30 de abril de 2013, se elaboró el Acta de Extinción de Derechos y Obligaciones, por lo que este contrato de encuentra terminado y finiquitado.

2ª etapa del proyecto (Incremento de capacidad de 280 a 360 MTA).

La Ingeniería OSBL que desarrolla el IMP (IMP-015-4009960-12), presenta al 31 de diciembre del 2013, un avance físico real de 93.37 por ciento contra un reprogramado del 97.4 por ciento, así como un avance financiero real de 85.96 por ciento, contra un reprogramado de 87.63 por ciento. Se ha reprogramado la fecha de terminación del contrato a finales del mes de febrero del 2014.

El 23 de septiembre de 2013 se firmó el contrato para el suministro de los reactores ebullentes, mismos que se entregarán en octubre de 2015, dicho contrato se encuentra en la fase de ingeniería, recibándose planos de fabricación, enviados por IHI Corporation para comentarios de PPQ. Se programa la conclusión de Ingeniería en el mes de marzo del 2014.

Con relación al desarrollo del Dictamen Técnico-Económico-Ambiental, por el Tercer Experto Independiente, se informa que la UNAM ha entregado el dictamen en su versión final.

Referente al desarrollo de la Ingeniería Básica Extendida (FEED) del ISBL a cargo de COMESA al mes de diciembre presenta un avance físico real de 46.4 por ciento, se continua trabajando en todas las disciplinas, emitiendo los documentos de Ingeniería correspondientes, incluyendo las actividades propias del Modelo Electrónico. Se tiene programada la terminación en marzo de 2014.

Se ha aceptado la propuesta técnica-económica del Tecnólogo, Scientific Design Company Inc., para los servicios de asistencia técnica durante la fabricación de los reactores ebullentes, revisión de la Ingeniería FEED y de Detalle, en el proceso de licitación y durante la ejecución del IPC, precomisionamiento, comisionamiento, pruebas y arranque de la planta de Óxido de Etileno, estimando la formalización de la contratación a mediados del primer trimestre del 2014.

Se tiene programado contar con las acreditaciones del FEL II y FEL III, así como de los Comités de Estrategia e Inversiones y Consejos de Administración de Pemex-Petroquímica y PEMEX en septiembre de 2014, y continuar con el proceso de licitación en el último trimestre de este año.

2.1.2. Desviaciones de los contratos relacionados con los principales proyectos de inversión durante 2013

a). Contrato del proyecto de modernización y ampliación del tren de aromáticos I.

Contrato:	POPL01509P (mixto)
Descripción:	Desarrollo de la ingeniería de detalle, la obtención de los permisos, el suministro de los materiales, la construcción, pruebas, capacitación, pruebas de prearranque y pruebas de comportamiento y entrega de la documentación de la unidad de proceso CCR Platforming, así como los servicios auxiliares e integración en el Complejo Petroquímico La Cangrejera, Ver., México.
Monto del Contrato:	238,490,945 USD (precio alzado) 112,450,557.64 M.N. (precio unitario)
Contratista:	CCR PLATFORMING CANGREJERA, S.A. de C.V.
Administrador:	Pemex-Petroquímica, a partir del 25 de octubre de 2010.
Vigencia contractual original:	25 de junio de 2009 al 31 de diciembre de 2011.

A la fecha se tienen 11 convenios modificatorios que se han suscrito durante el desarrollo de los trabajos.

3. Seguridad industrial y protección ambiental

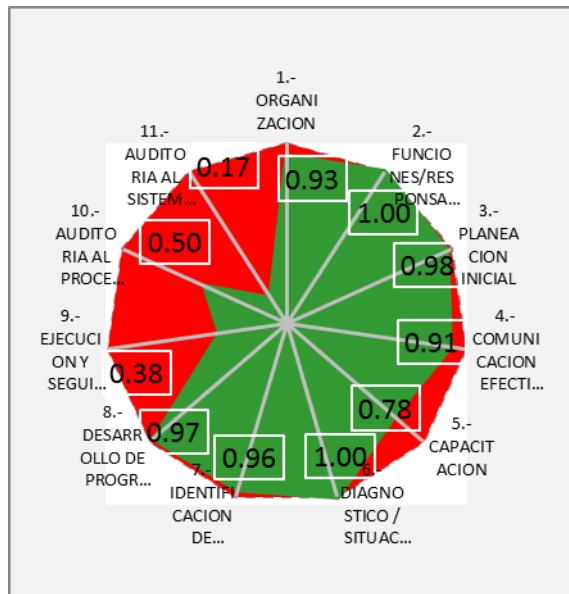
3.1. Seguridad industrial

PEMEX SSPA

Se continúa con la implantación de la Línea de acción 9 “Ejecución y Seguimiento”: 12MPI, ASP, SAST y SAA. (Seguimiento a los Programas de Acción de los Subsistemas).

El Complejo Petroquímico Cangrejera, centro piloto de la implantación, tuvo un avance global del 97.4 por ciento y en los demás centros de trabajo fue del 87 por ciento al mes de diciembre.

Se llevó a cabo la línea de acción 10 con la auditoría al proceso de implantación del sistema PEMEX SSPA del 6 al 10 de mayo, con una evaluación del 77.9 por ciento, de acuerdo a la siguiente fig.

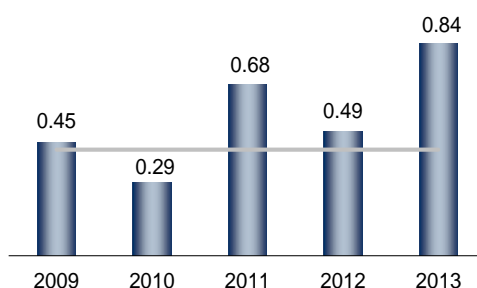


Índices de frecuencia y gravedad

Al mes de diciembre de 2013, los índices de frecuencia y gravedad se ubican en 0.84 y 49 respectivamente, resultado de 25 eventos ocurridos en las plantas de proceso de los complejos petroquímicos, teniendo como consecuencia 30 lesionados (accidentes personales). En el mismo periodo del 2012, los índices se ubicaron en 0.49 y 30 como resultado de 21 accidentes personales. Asimismo, no se registraron accidentes fatales, acumulando a la fecha 1,873 días (más de 5 años) sin fatalidades.

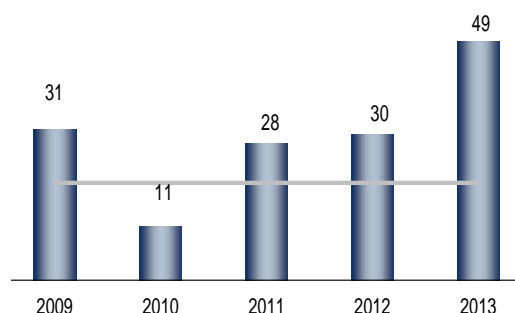
Índice de Frecuencia

Meta: 0.42



Índice de Gravedad

Meta: 20



Se inició en el mes de noviembre, la Campaña de Prevención de Accidentes a través de cuatro videos:

Prevención de Caídas 1 y 2, Maniobras de Izaje y Seguridad en Manos, los cuales se encuentran en la página de la INTRANET para su consulta, así mismo se remitieron a los centros de trabajo para su difusión a los trabajadores. Lo anterior derivado del acuerdo del ELDSSPA (Equipo de Liderazgo Directivo SSPA) de PEMEX.

3.2. Protección Ambiental

Emisión de Contaminantes a la Atmósfera

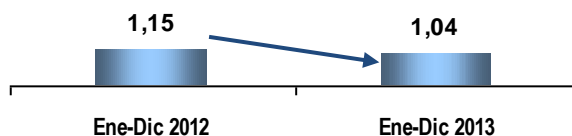
Los programas operativos de nuestras instalaciones de generación de energía, contemplan la optimización de los sistemas de combustión, el uso de equipos para abatir las emisiones a la atmósfera, quemadores de alta eficiencia, todo lo anterior orientado a asegurar una calidad del aire satisfactoria. En todas nuestras instalaciones se tienen niveles de emisión de gases inferiores a los límites establecidos por la normatividad aplicable en la materia.

El índice de emisiones a la atmósfera de Pemex-Petroquímica se encuentra dentro de los parámetros establecidos en la NOM-085-SEMARNAT-2011, específicamente las emisiones de NOx, muestran un decremento con respecto al 2012, de 9.56 por ciento, originado principalmente por la optimización de los sistemas de combustión.

Es importante mencionar que la NOM-085-SEMARNAT-2011 no aplica para emisiones de bióxido de azufre, ya que utilizamos combustible gaseoso en: calderas, generadores de vapor, calentadores, hornos y secadores de calentamiento indirecto.

**Índice de Emisiones a la Atmósfera
NOx
(ton/Mton de producción)**

Especificación NOM-085-SEMARNAT-2011, NOx=8.5



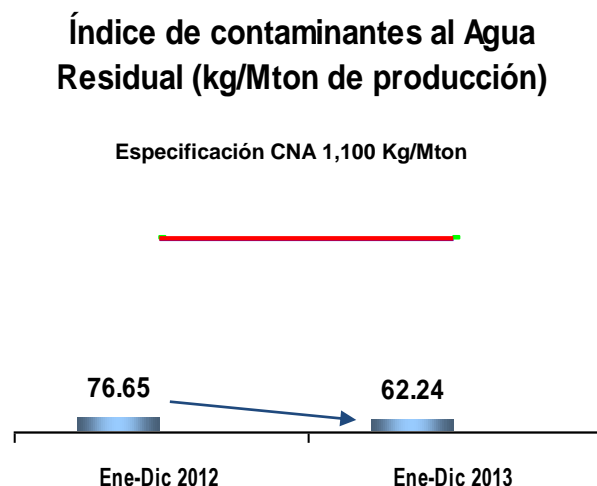
Descargas de Contaminantes al Agua

En relación a las aguas residuales, contamos con plantas de tratamiento que incluyen sistemas físicos primarios, biológicos secundarios y sistemas terciarios

Con lo anterior damos un adecuado tratamiento y lo confirmamos al evaluar de manera voluntaria la toxicidad de nuestros efluentes, cumpliendo y superando los parámetros de calidad establecidos.

Al mes de diciembre de 2013, se observó una disminución en el índice de carga contaminante en aguas residuales de 18.79 por ciento en relación con el año anterior, debido a que los centros de trabajo dan un seguimiento estricto a los parámetros de sus descargas de aguas residuales.

Los centros de trabajo de Pemex-Petroquímica cumplen con los límites permisibles de descarga establecidos por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) de 1,100 Kg/Mt.

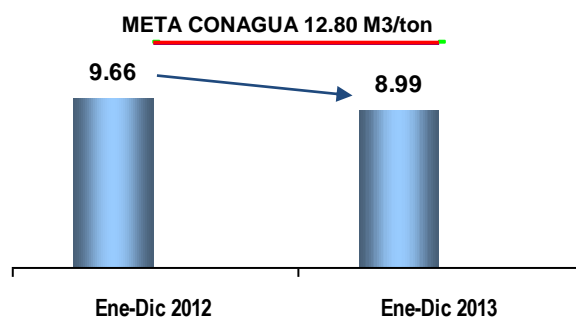


Uso de agua

En el desempeño ambiental se han logrado resultados importantes, que le permiten a Pemex-Petroquímica mostrar un desempeño superior a lo que exige la normatividad nacional en materia de consumo de agua. Nuestro estándar y comparación son los parámetros indicados por la ley y su cumplimiento al 100 por ciento, monitoreadas mediante laboratorios propios acreditados ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y utilizamos, de ser necesario, los servicios de laboratorios particulares acreditados. Las metas internas van más allá de lo que exigen las leyes, ya que se cuenta con plantas de tratamiento en las instalaciones en operación, en las cuales se atiende la demanda interna y damos el servicio a otras empresas de la industria privada.

El consumo de agua cruda del 2013, por tonelada de producción disminuyó en 6.93 por ciento con relación al 2012, consumiendo 0.67 m³ menos por tonelada de producción, originado principalmente por la estabilidad operativa de las plantas de proceso, no obstante lo anterior el desempeño fue 29.76 por ciento inferior al volumen de consumo de agua establecido por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) que es de 12.80 M³/ton.

Índice de consumo de agua cruda (M³/ton de producción)



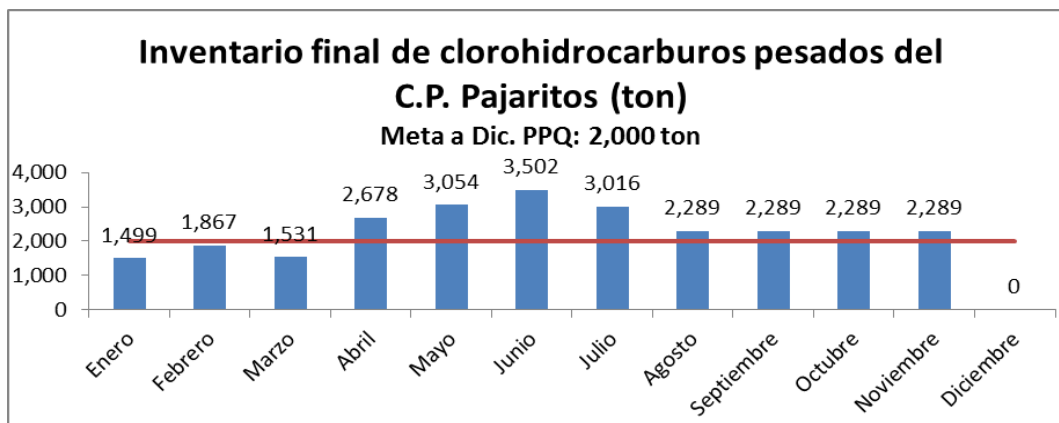
Suelos

En el mes de febrero se dio por concluido el “**Programa de remediación y liberación**” de un volumen de 2,530 m³ de suelo contaminado y un área impactada de 12,000 m² (1.2 hectáreas), en el Complejo Petroquímico Pajaritos, con lo que se elimina un pasivo ambiental total original de 104,000 m², estas actividades fueron realizadas por personal de Pemex-Petroquímica, aplicando técnicas de bio-aumentación de microorganismos, oxidación química e inyección de oxígeno, en donde el agua extraída con componentes orgánicos se trataba mediante destilación en el área de tratamiento de efluentes del Complejo Petroquímico Pajaritos y los compuestos clorados se reprocesaban en la planta de DC-III.

Residuos Peligrosos

Los residuos generados son identificados, cuantificados, clasificados y manejados conforme lo establece la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento. Se cuenta con almacenes de transferencia de residuos peligrosos en cada uno de los centros de trabajo, que cumplen con todas las disposiciones normativas. Se da tratamiento en instalaciones propias, autorizadas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales a cerca del 70 por ciento del total de los residuos peligrosos que se generan, para el resto de los residuos peligrosos se contratan los servicios de empresas particulares autorizadas para tratamiento y/o disposición final en territorio nacional o en el extranjero.

El inventario de residuos peligrosos al mes de diciembre de 2013 fue de 19.65 toneladas, sin contabilizar los generados en el Complejo Petroquímico Pajaritos (Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A de C.V.) ya que en el Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA), se reportó hasta el mes de noviembre 2,288.731 toneladas de clorohidrocarburos pesados.



Gestión ambiental

- Los 7 centros de trabajo están certificados bajo las normas **ISO-14001:2004, ISO 9001-2008** y 5 de ellos cuentan con **Certificado de Industria Limpia**, verificado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. Así mismo se hallan inscritos en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental de la PROFEPA. De esta forma las acciones de mejora, seguimiento y evaluación permiten mejorar la eficacia del desempeño ambiental.
- Es de resaltar que el 14 de febrero del 2013 la **Terminal Refrigerada de Amoníaco de Salina Cruz Oaxaca**, recibió por parte de la PROFEPA el “**Certificado de Industria Limpia**” como resultado del esfuerzo realizado al participar dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental, reflejándose el desempeño ambiental de esta terminal conforme a los términos de referencia de esta procuraduría.
- El 18 de septiembre el **Complejo Petroquímico Cosoleacaque** recibió el **octavo refrendo** del “**Certificado de Industria Limpia**” con vigencia a octubre de 2015.

Pemex-Petroquímica a través de la Gerencia de Calidad, Seguridad Industrial y Protección Ambiental, efectuó del 22 a 26 de septiembre del 2013, la “**Semana de Mejora y Ecoeficiencia 2013**” ofreciendo conferencias y eventos con la información más actual bajo la temática: “**La prevención de Riesgos como factor**”

clave de la Competitividad” y “Responsabilidad Social = Desarrollo Sostenible”, con el objetivo de promover el desarrollo profesional de los trabajadores, a través de frescos y nuevos contenidos, así como experiencias y casos de éxito de otras empresas en la implementación de proyectos de mejora, buscando siempre la mejora de todos los procesos productivos y la armonía con el medio ambiente y los grupos de interés. En este evento se presentaron distintas conferencias con ponentes de nivel Internacional, en el Salón de Usos Múltiples del Edificio Administrativo de Pemex-Petroquímica en Coatzacoalcos, Veracruz, contabilizando una asistencia de 4,648 asistentes, incluyendo personal de PEMEX, universidades, sindicato, autoridades, público en general y trabajadores que siguieron el evento en la intranet de PEMEX en vivo.

- Conscientes de la Responsabilidad Social, en el **Parque Ecológico Jaguaroundi**, se fomenta el cambio de hábitos, formas de trabajo y comportamiento ambiental de los trabajadores, proveedores, clientes y comunidad, para la conservación de la biodiversidad y el reciclaje de materiales, así como de acciones comunitarias que permitan contrarrestar los efectos del cambio climático, durante el 2013 **se recibieron 12,573 visitantes mismos que participaron en 684 recorridos y 510 talleres.**
- Como parte de las acciones de responsabilidad social que lleva a cabo Pemex-Petroquímica en el rubro de educación ambiental y conservación de la biodiversidad, durante 2013, se obtuvieron los siguientes reconocimientos:



a) ALIARSE POR MEXICO, FORUM EMPRESA y el Centro Mexicano para la Filantropía, hicieron entrega del **Reconocimiento Especial al Parque Ecológico Jaguaroundi** en la modalidad “**Cuidado y Preservación del Medio Ambiente**”, en el marco del 8vo Seminario Internacional de Mejores Prácticas en RSE 2013, edición México y América Latina.



b) Por su desempeño en el cuidado del Medio Ambiente, Educación Ambiental y los Servicios Ambientales que ofrece a la Comunidad, el Parque Ecológico Jaguaroundi se hizo acreedor del **Reconocimiento al Mérito Ambiental 2013** que otorga el Gobierno del Estado de Veracruz.



c) Igualmente, el Parque Ecológico Jaguaroundi obtuvo la acreditación que otorga la SEMARNAT como “**Espacio Comprometido con la Educación Ambiental**” para el periodo 2013-2015. Esta es una acreditación que se otorga por desempeño a los Centros de Educación y Cultura Ambiental (CECA) de México.

4. Temas Relevantes

4.1. Integración de la cadena cloro-sosa/MCV

El 16 de enero de 2013 en Sesión Extraordinaria, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, por unanimidad, autorizó previa opinión del comité específico creado para tal efecto, la participación de Pemex-Petroquímica en la referida integración.

- El día 29 de julio de 2013, se celebró el **Convenio Administrativo Sindical**.
- El día 30 de julio de 2013, la Secretaría de la Función Pública publicó en el Diario Oficial de la Federación, el acuerdo que desincorpora del régimen de dominio público de la Federación los inmuebles que se aportaron a la Sociedad de Coinversión.
- El día 14 de agosto de 2013, Pemex-Gas y Petroquímica Básica celebró con Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V., un **Contrato de Suministro de Etano**, sujeto al cumplimiento de diversas condiciones suspensivas y con fecha de 16 de octubre de 2013, PMV acreditó ante PGPB que se cumplieron las condiciones, lo que permitió que iniciara el suministro regular de etano a PMV.
- El día 10 de septiembre de 2013, *Mexichem SAB de CV, Pemex-Petroquímica, PPQ Cadena Productiva, Mexichem Derivados SA de CV, Unión Minera del Sur SA de CV y Petroquímica Mexicana de Vinilo SA de CV* suscribieron el **Convenio de Coinversión** que tiene por objeto establecer las bases bajo las cuales los participantes implementarán el proyecto de coinversión para integrar la cadena productiva Sal-Cloro/Sosa-Etileno-MCV por medio de la Sociedad de Coinversión.
- En base a las aportaciones de los socios, el capital social de PMV, está integrado por Mexichem, S.A.B. de C.V., con una participación de **55.91%** y una participación de PPQ Cadena Productiva, S.L. de **44.09%**
- El día 10 de septiembre, se celebró el **Contrato de Arrendamiento** entre PPQ y PMV sobre los bienes inmuebles no enajenados, pero necesarios para la operación de PMV (áreas administrativas), en base al dictamen valuatorio de justipreciación de rentas emitido por el **Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales**.

- El día 10 de septiembre se celebró el **Contrato Maestro de Prestación de Servicios entre PMV y PPQ**, mediante el cual se acordaron los términos y condiciones bajo los cuales PPQ prestará a PMV servicios administrativos profesionales, operativos técnicos y obreros y servicios generales de apoyo, todos ellos concernientes a la operación de los activos aportados a la Sociedad de Coinversión.
- El día 11 de septiembre de 2013, se celebró en escritura pública, el **Contrato de Compra-Venta** mediante el cual PPQ transmitió la propiedad de los inmuebles materia de desincorporación a PMV como parte de los acuerdos asumidos en el Convenio de Coinversión.
- El día 11 de septiembre de 2013, el socio único de PPQ Cadena Productiva SL tomó la decisión de ampliar el capital social de esta sociedad mediante aportación no dineraria que realizaría PPQ, modificando con ello su capital social.
- Pemex-Petroquímica comunicó a PPQ Cadena Productiva la asunción de las nuevas participaciones del capital social de PPQ Cadena Productiva acordadas en esa misma fecha y la simultánea aportación no dineraria en contraprestación por las participaciones asumidas, del derecho de cobro que tiene PPQ frente a PMV.
- El día 11 de septiembre de 2013, se celebró la Asamblea General Extraordinaria y Ordinaria de PMV en la que se tomaron las siguientes resoluciones:
 - Aumento del capital social reconociéndose las participaciones de Mexichem por \$200'000,000 USD y de los derechos de cobro PPQ Cadena Productiva.
 - Designación de miembros del Consejo de Administración, Secretario, Pro-Secretario y Comisarios de la Sociedad y reforma total de Estatutos.
- El día 11 de septiembre de 2013, se celebró sesión de Consejo de Administración de PMV en la que se aprueba el Manual de Operación de la sociedad y se acordaron, entre otros, otorgamiento de poderes y autorizaciones, constitución de comités y designación de auditor externo y contralor.
 - Comité de Evaluación y Compensación
 - Comité de Auditoría

- Comité de Administración y Planeación
- Comité de Asuntos Ambientales y Operativos
- Nombramiento de Directores de PMV
- Se han celebrado sesiones del Consejo de Administración de PMV los días 20 de septiembre de 2013 (Extraordinaria) y 22 de octubre de 2013 (Ordinaria).
- El día 5 de diciembre de 2013 se llevó a cabo la sesión extraordinaria del Consejo de Administración de Petroquímica Mexicana de Vinilo, S.A. de C.V.:
 - Aprobación de Estados Financieros al 30 de septiembre de 2013 y Presentación de Estados Financieros al 31 de octubre de 2013.
 - Aprobación del Presupuesto 2014.
 - Otorgamiento de poderes adicionales.

Atención al Compromiso 139/3

El Organismo incluirá en el informe al que se refiere el artículo 86 del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos un párrafo aclaratorio respecto al seguimiento que se le da a los indicadores de eficiencia al término del Programa de Eficiencia Operativa (PEO) el 31 de diciembre de 2012, dentro del Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño (PIED).

El programa para incrementar la eficiencia operativa en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEO), fue establecido en el artículo noveno transitorio del *“Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, en materia de hidrocarburos y se derogan y reforman diversas disposiciones del Decreto que reforma diversas disposiciones del Título Segundo, Capítulo XII, de la Ley Federal de Derechos, publicado el 21 de diciembre de 2005”*, difundido en el Diario Oficial del día 1 de octubre de 2007, en el cual estipula una vigencia para el PEO durante el período comprendido del 1 de enero de 2008 al 31 de diciembre de 2012.

A partir del ejercicio de 2013, la Secretaría de Energía (SENER) aprovechó la plataforma de información establecida en el Programa de Indicadores de Evaluación de Desempeño (PIED), para continuar el seguimiento en los aspectos de eficiencia y desempeño de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, para lo cual establece el *“Acuerdo que modifica el acuerdo por el que se establece el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios”*, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 13 de mayo de 2013.

En conclusión, Pemex-Petroquímica continúa dando un seguimiento trimestral al desempeño operativo, a través del PIED establecido por la SENER.

Anexo A

Elaboración de Productos por Cadena, enero - diciembre 2013

(Miles de Toneladas)

Producto	2012	P O A	2013	2013 vs 2012		2013 vs POA		Producción Destinada a Ventas
				Volumen	%	Volumen	%	
Total	6,367	9,907	7,339	972	15	(2,568)	(26)	3,564
Derivados del metano	2,473	3,249	2,460	(12)	(1)	(788)	(24)	1,348
Amoníaco	939	1,382	922	(18)	(2)	(460)	(33)	902
Metanol	151	152	157	5	4	5	3	157
Anhídrido carbónico	1,383	1,715	1,382	(0)	(0)	(333)	(19)	290
Derivados del etano	2,775	3,171	2,473	(301)	(11)	(698)	(22)	1,148
Polietileno alta densidad	174	193	166	(7)	(4)	(26)	(14)	166
Polietileno baja densidad	259	272	257	(2)	(1)	(15)	(6)	257
Polietileno lineal de B.D.	212	237	181	(31)	(14)	(56)	(24)	181
Óxido de etileno	345	386	367	21	6	(19)	(5)	244
Cloruro de vinilo	185	244	108	(77)	(42)	(136)	(56)	108
Glicoles etilénicos	172	198	181	9	5	(17)	(9)	181
Etileno	1,128	1,246	1,034	(94)	(8)	(212)	(17)	10
Dicloroetano	301	396	180	(121)	(40)	(216)	(55)	0
Aromáticos y derivados	166	1,278	799	633	>100	(479)	(37)	544
Aromina 100	0	13	29	29	>100	16	>100	4
Benceno	26	150	76	50	>100	(74)	(49)	7
Estireno	29	150	81	52	>100	(69)	(46)	81
Hidrocarburos de alto octano	24	449	298	274	>100	(151)	(34)	298
Tolueno	25	241	122	97	>100	(119)	(49)	68
Xilenos 5°	26	100	84	58	>100	(17)	(17)	84
Aromáticos Pesados	0	0	12	12	>100	12	>100	0
Etilbenceno	35	172	95	60	>100	(77)	(45)	0
Fluxoil	1	4	2	1	>100	(2)	(47)	2
Propileno y derivados	49	83	52	3	6	(31)	(37)	39
Acilonitrilo	32	56	35	3	11	(21)	(37)	35
Acetonitrilo	1	4	0	(0)	(33)	(4)	(89)	0
Ácido cianhídrico	3	6	3	0	3	(2)	(40)	3
Propileno	13	17	13	(0)	(1)	(4)	(22)	0
Otros Productos	878	1,760	1,233	355	40	(527)	(30)	262
Acido clorhídrico	108	150	63	(45)	(41)	(87)	(58)	0
Acido muriático	45	49	30	(15)	(33)	(18)	(38)	26
Butadieno crudo	40	38	37	(3)	(7)	(1)	(2)	37
Especialidades petroquímicas	8	7	9	0	6	1	19	8
Heptano	3	8	8	5	>100	(0)	(1)	8
Hexano	5	54	22	17	>100	(32)	(59)	15
Hidrógeno	20	94	61	41	>100	(33)	(35)	45
Licuales de BTX	0	108	67	67	>100	(42)	(38)	67
Nitrógeno	164	198	172	8	5	(26)	(13)	0
Oxígeno	418	456	434	16	4	(22)	(5)	1
Pentanos	4	308	169	165	>100	(139)	(45)	15
Isopentanos	0	176	81	81	>100	(94)	(54)	0
Ceras	2	3	1	(1)	(30)	(2)	(56)	1
CPDI	17	26	22	4	26	(5)	(18)	22
Líquidos de pirólisis	42	22	40	(2)	(6)	18	80	0
Butanos	1	63	17	16	-	(46)	(73)	17
Petróli-feros	26	366	321	295	>100	(45)	(12)	223
Nafta Pesada	3	83	32	29	>100	(50)	(61)	32
Gas Nafta	0	37	0	0	>100	(36)	(100)	0
Gasolina amorfá	14	0	98	84	>100	98	>100	0
Gasolina base octano	9	247	191	181	>100	(56)	(23)	191

Anexo B

Utilización de la Capacidad Total de Pemex-Petroquímica, enero-diciembre

Centro	Capacidad Instalada (Mton)		Producción (Mton)			Porcentaje de Utilización			
	Producto / Subproducto	Anual	Acum a Dic	Acum 2012	POA 2013	Acum 2013	Acum 2012	POA 2013	Acum 2013
Total		10,186	10,186	5,860	9,220	6,845	63%	91%	67%
Cosoleacaque		3,225	3,225	2,196	3,026	2,174	92%	94%	67%
Amoniaco V		480	480	0	509	386	--	106%	80%
Amoniaco VI		480	480	479	464	354	100%	97%	74%
Amoniaco VII		480	480	460	464	182	96%	97%	38%
Anídrido carbónico		1,785	1,785	1,256	1,589	1,252	97%	89%	70%
Cangrejera		3,964	3,964	1,219	3,346	2,287	31%	84%	58%
Etileno		600	600	510	499	406	85%	83%	68%
Polietileno de baja densidad		315	315	259	272	257	82%	86%	81%
Tolueno		201	201	25	241	122	13%	>100%	61%
Estireno		150	150	29	150	81	19%	100%	54%
Benceno		142	142	26	150	76	18%	105%	53%
Oxido de etileno		120	120	98	107	100	82%	90%	83%
Oxígeno		200	200	117	121	127	58%	61%	64%
Nitrógeno		30	30	30	30	32	99%	101%	107%
Butadieno crudo		28	28	19	15	15	69%	53%	52%
Aromina 100		51	51	0	13	29	0%	25%	57%
Xilenos		77	77	26	100	84	34%	>100%	108%
Hexano		58	58	5	54	22	9%	93%	38%
Heptano		26	26	3	8	8	12%	31%	31%
Hidrocarburo de alto octano		402	402	24	449	298	6%	>100%	74%
Líquidos de BTX		237	237	0	108	67	0%	46%	28%
Hidrógeno		153	153	13	94	55	9%	62%	36%
Flux oil		1	1	1	4	2	89%	>100%	>100%
Propileno		23	23	6	9	4	26%	38%	16%
Glicoles		8	8	10	9	13	>100%	>100%	>100%
Pentanos		292	292	4	308	169	1%	105%	58%
Isopentanos		285	285	0	176	81	0%	62%	28%
Gasnafta		37	37	0	37	0	0%	99%	0%
Nafta Pesada		54	54	3	83	32	6%	>100%	60%
Butanos		70	70	1	63	17	2%	90%	24%
Gasolina Base octano		404	404	9	247	191	2%	61%	47%
Morelos		2,263	2,263	1,970	2,248	1,990	87%	100%	88%
Etileno		600	600	531	600	537	88%	100%	89%
Oxígeno		323	323	302	335	307	93%	104%	95%
Oxido de etileno		280	280	247	278	267	88%	99%	95%
Glicoles etilénicos		135	135	162	189	168	>100%	>100%	>100%
Polietileno A. D. Asahi		100	100	74	88	72	74%	88%	73%
Polietileno A. D. Mitsui		100	100	67	72	61	67%	72%	61%
Polietileno Swing		300	300	244	270	214	81%	90%	71%
Acrlonitrilo		60	60	32	56	35	53%	93%	59%
Anhídrido carbónico		126	126	126	127	130	100%	100%	103%
Butadieno crudo		23	23	20	23	22	89%	100%	97%
Propileno		20	20	7	8	9	37%	42%	48%
Nitrógeno		160	160	135	167	140	84%	104%	87%
Ácido cianhídrico		6	6	3	6	3	46%	93%	56%
CPDI		25	25	17	26	22	69%	106%	87%
Ceras		5	5	2	3	1	40%	58%	26%
Pajaritos		547	547	317	440	229	58%	80%	42%
Cloruro de vinilo		241	241	185	244	108	77%	101%	45%
Etileno		184	184	87	147	91	47%	80%	50%
Ácido muriático		122	122	45	49	30	37%	40%	25%
Independencia		187	187	159	159	165	85%	85%	88%
Metanol		172	172	151	152	157	88%	88%	91%
Especialidades petroquímicas		15	15	8	7	9	54%	48%	57%

Nota 1: La Capacidad Instalada Total de PPQ cambió de 10,276 MTA (2012) a 10,186 MTA (2013), debido a que se modificaron los criterios para la evaluación de la utilización de la capacidad. Estos cambios consisten en lo siguiente: a) se agrega la capacidad operativa de una 3a. planta de Amoniaco en el C.P. Cosoleacaque, b) se omiten los productos intermedios no comercializables y c) no se consideran las capacidades de los Complejos Petroquímicos Escolín, Tula y Metanol I de Independencia, por permanecer fuera de operación.

Nota 2: Para efectos de comparación con el año anterior, se reexpresa la utilización de capacidad instalada en operación, utilizando los criterios de cálculo de 2013.

Nota 3: La diferencia en la utilización de capacidad 2012 vs. 2013 en Cosoleacaque, se debe a que la capacidad 2013 corresponde a 3 plantas de amoniaco y por falta de gas solo se mantienen operando 2, situación que difiere con 2012, cuya capacidad instalada corresponde a 2 plantas.

Nota 4: En Pajaritos, la capacidad instalada corresponde a 12 meses de 2013 y la producción real es la elaborada en el periodo de 08 meses 11 días de 2013.