



# **PRINCIPALES ELEMENTOS DEL PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX Y SUS ORGANISMOS SUBSIDIARIOS**

**2014 - 2018**





**El presente documento es una versión para difusión de los principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos el pasado 15 de julio.**

## Advertencias respecto a proyecciones a futuro

El presente documento contiene proyecciones a futuro, las cuales forman parte de nuestros informes, reportes anuales, declaraciones, memoranda de venta y prospectos, publicaciones y otros materiales escritos, así como de las declaraciones verbales hechas por nuestros directores o empleados. Palabras tales como “se estima”, “se espera”, “se considera” y expresiones similares identifican dichas proyecciones a futuro y reflejan puntos de vista, más no compromisos, acerca de eventos próximos a celebrarse. Se podrían incluir proyecciones a futuro que describan, entre otros aspectos: actividades de exploración y producción, actividades de importación y exportación, proyecciones de inversión y costos, al igual que compromisos, ingresos y liquidez.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), organismo descentralizado del Estado, por requerimiento de ley debe incluir en el Plan de Negocios metas a cinco años, sin embargo el ejercicio de planeación estratégica se contextualiza en periodos de tiempo más largos. Realizar estimaciones, conlleva el riesgo de que los resultados esperados puedan diferir materialmente de aquéllos proyectados derivado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no estar 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, desarrollo de eventos que afecten al sector energético y cambios en la regulación. Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia, estas declaraciones se refieren a su fecha de elaboración y no se tiene obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por la existencia de nueva información, por eventos futuros u otros acontecimientos. Los riesgos antes mencionados están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada ante la Comisión de Valores y Bolsa (Securities and Exchange Commission, SEC, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)) y en el prospecto de PEMEX registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores ([www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx)).

Con fines de referencia, se han utilizado conversiones cambiarias de pesos a dólares americanos. Sin embargo, estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se hayan convertido o puedan convertirse a dólares americanos al tipo de cambio utilizado.

El presente Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios cuenta con los siguientes apartados: un capítulo de contexto donde se presenta una descripción de PEMEX, el marco normativo para su construcción y la expresión para la atención del mandato. Asimismo se puntualizan la misión, visión, valores, habilidades clave en PEMEX y estructura organizacional; un capítulo de resultados 2012 y diagnóstico, en el que se colocan en perspectiva los avances al 2012, se analizan los temas pendientes de atender y se presenta un diagnóstico de las principales variables operativas del organismo; un capítulo en el que se describen los elementos relevantes del entorno de los mercados nacional e internacional; un capítulo de objetivos y estrategias que describe el diagnóstico de la situación operativa y financiera del organismo para cada uno de los objetivos, las metas de operación, los resultados y los indicadores de desempeño. Además describe la estrategia y el Organismo Subsidiario responsable de atenderla, así como el portafolio de inversiones. En el apartado de Transformación Industrial se establece la estrategia de fertilizantes y en el de Temas Transversales la estrategia para apoyar el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales, disposiciones en la Ley de Petróleos Mexicanos; un capítulo que incluye las principales características de los proyectos plurianuales; un capítulo en el que se presenta el escenario indicativo de las metas de balance financiero para los siguientes cinco años y el programa operativo y financiero anual de trabajo para el siguiente ejercicio fiscal, considerando los techos de endeudamiento. El contenido cumple con todos los requerimientos de ley.

Las cifras que se muestran en el presente documento como variables operativas y financieras, resultados, proyecciones, indicadores, metas, estrategias y programas de trabajo fueron desarrolladas con base en la información disponible a mayo de 2013. Los valores presentados para 2012 son las cifras oficiales de cierre, para el caso de 2013, corresponden al estimado de cierre de dicho año, con valores enero - mayo reales, junio estimado, y julio - diciembre según programa.

El Escenario Indicativo de Metas de Balance Financiero (EIMBF), el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), las metas del plan a 5 años, los proyectos plurianuales y las estrategias, fueron elaborados con el mejor estimado a la fecha y se encuentran en proceso de actualización conforme a los tiempos establecidos para la integración del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), asimismo están sujetos a la aprobación de las instancias correspondientes: Consejo de Administración, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, entre otros.

# Petróleos Mexicanos

## Consejo de Administración <sup>1/</sup>

### Representantes del Estado

#### Consejero Presidente

**Lic. Pedro Joaquín Coldwell**  
Secretario de Energía

#### Consejeros Propietarios

**Dr. Luis Videgaray Caso**  
Secretario de Hacienda y Crédito Público

**Lic. Idelfonso Guajardo Villarreal**  
Secretario de Economía

**Dr. Enrique Ochoa Reza**  
Subsecretario de Hidrocarburos SENER

**Lic. Leonardo Beltrán Rodríguez**  
Subsecretario de Planeación y Transición Energética  
SENER

**Dr. Miguel Messmacher Linartas**  
Subsecretario de Ingresos SHCP

#### Consejero Suplente

**Dra. María de Lourdes Melgar Palacios**  
Subsecretaria de Electricidad SENER

#### Consejeros Suplentes

**Dr. Fernando Aportela Rodríguez**  
Subsecretario de Hacienda y Crédito Público SHCP

**Dr. Jesús Ignacio Navarro Zermeño**  
Subsecretario de Industria y Comercio SE

**Lic. Guillermo Ignacio García Alcocer**  
Director General de Exploración y Explotación de  
Hidrocarburos SENER

**Mtro. Javier Estrada Estrada**  
Director General de Planeación e Información  
Energéticas SENER

**Lic. Fernando Galindo Favela**  
Subsecretario de Egresos SHCP

### Representantes del Sindicato de los Trabajadores Petroleros de la República Mexicana

#### Consejeros propietarios y representantes sindicales

**Sr. Fernando Navarrete Pérez**  
**Sr. Fernando Pacheco Martínez**  
**Sr. Jorge Wade González**  
**Sr. Sergio Lorenzo Quiroz Cruz**  
**Dip. José del Pilar Córdova Hernández**

#### Consejeros suplentes y representantes sindicales

**Sr. José Luis Eduardo Sánchez Aldana Tapia**  
**Sr. Raúl González Zambrano**  
**Sr. José Luis Saenz Soto**  
**Sr. Victor Manuel Salas Lima**  
**Sr. José de Jesús Zamudio Aguilera**

#### Consejeros Profesionales

**Dr. Fluvio César Ruiz Alarcón**  
**Dr. Héctor Moreira Rodríguez**  
**Ing. Jorge Borja Navarrete**  
**C.P. José Fortunato Álvarez Enríquez**

#### Comités

Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño  
Comité de Estrategia e Inversiones  
Comité de Transparencia y Rendición de Cuentas  
Comité de Desarrollo e Investigación Tecnológica

Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios  
Comité de Remuneraciones  
Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable

<sup>1/</sup> Al 30 de mayo de 2013.



Dirección General

**Mtro. Emilio Lozoya Austin**

Director General de Petróleos Mexicanos

Organismos Subsidiarios

**Ing. Carlos Arnoldo Morales Gil**

Director General de PEMEX Exploración y Producción

**Ing. Miguel Tame Domínguez**

Director General de PEMEX Refinación

**Ing. Alejandro Martínez Sibaja**

Director General de PEMEX Gas y Petroquímica Básica

**Ing. Manuel Sánchez Guzmán**

Director General de PEMEX Petroquímica

Corporativo

**Ing. Carlos Rafael Murrieta Cummings**

Director Corporativo de Operaciones

**Lic. Mario Alberto Beauregard Álvarez**

Director Corporativo de Finanzas

**Lic. Victor Díaz Solís**

Director Corporativo de Administración

**Ing. José Luis Luna Cárdenas**

Director Corporativo de Tecnología de Información y Procesos de Negocio

**Lic. Marco Antonio De la Peña Sánchez**

Director Jurídico

**Lic. Antonio Domínguez Sagols**

Titular del Órgano Interno de Control

**Ing. Luis Felipe Luna Melo**

Director General de PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V.

**Dr. Vinicio Suro Pérez**

Director General del Instituto Mexicano del Petróleo



# Introducción

Por cuarta ocasión se presentó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, de acuerdo con los objetivos y requerimientos establecidos en la Ley de Petróleos Mexicanos y su reglamento. El 15 de julio de 2013 fue aprobado por unanimidad por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos.

Los objetivos estratégicos contenidos en el presente documento establecen las acciones que la institución ha definido como prioritarias, tales como incrementar reservas y niveles actuales de producción de hidrocarburos; adaptar e incrementar la infraestructura de procesamiento y transporte; elevar la eficiencia operativa, administrativa y financiera; satisfacer las necesidades energéticas del país manteniendo costos competitivos y fortalecer la responsabilidad social de la organización; todo en el marco de sustentabilidad, creación de valor y rendición de cuentas a la sociedad mexicana para aumentar la seguridad energética del país. Asimismo, los proyectos de incremento de capacidad de importación de gas natural y fortalecimiento de la logística de petrolíferos en el país permiten el robustecimiento de la matriz energética nacional, incrementando la disponibilidad y flexibilidad del sistema nacional de gasoductos y polductos.

Las estrategias por su parte, consideran tanto las acciones que debe realizar cada Organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos en su ámbito de competencia, como las acciones definidas como transversales que permiten atender objetivos comunes a toda la organización y orientar el desempeño hacia el resultado esperado.

Con el fin de enfocarse en alcanzar los objetivos que conforman la ruta estratégica de Petróleos Mexicanos ya definida y dar continuidad a las acciones tomadas para la consecución de las metas, se mantienen los mismos objetivos planteados en la versión 2013 – 2017 del Plan de Negocios, excepto por el objetivo 15, sobre el que se hace un ajuste al nombre y alcance para dar mayor enfoque en las oportunidades ya detectadas.

De la misma forma, se conservan las cuatro líneas de acción en las que se han agrupado los objetivos y sus estrategias:

**Crecimiento**, incorporación y desarrollo de nuevas reservas, incremento de la producción de hidrocarburos, adaptación e incremento de capacidad para producción óptima de petrolíferos 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**, 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; y

**Modernización de la gestión**, adquisición de las competencias requeridas y desarrollo tecnológico para operar y enfocar a PEMEX al logro de resultados, 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 de negocio.

En cuanto a los resultados financieros, en esta versión del Plan de Negocios, a diferencia del Plan previo, se decidió tomar como premisa un vector de inversión total más cercano al comportamiento histórico de los recursos presupuestales que se han autorizado para PEMEX, los cuales han sido en años recientes, muy cercanos al 2 por ciento del Producto Interno Bruto. De esta manera, se busca establecer metas de desempeño más realistas y lograr una mayor alineación de la planeación estratégica con los recursos financieros disponibles para ejecutarla. Cabe mencionar que, en el Plan de Negocios 2013 – 2017, adicionalmente al escenario que sirvió de base para establecer las metas, se presentó un Escenario 2 en el que se suponía una premisa presupuestal apegada a una disponibilidad cercana al 2 por ciento del PIB, sin embargo este escenario consideraba premisas macroeconómicas distintas, por lo que dicho escenario permitía contar con más recursos para las actividades de exploración y producción.

Entre las principales acciones que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios han ejecutado, se observan los siguientes avances:

- **Avances en la perforación de aguas profundas.** Con el descubrimiento de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México en los pozos Supremus-1, Trión-1 y Kunah-1, se obtiene mayor certidumbre sobre los recursos prospectivos, lo que permitiría a México incrementar la producción a mediano y largo plazos. Estos proyectos aportaron reservas 3P del orden de 960 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- **Mayores descubrimientos en pozos en tierra y aguas someras.** Durante 2012, se dio el mayor descubrimiento de petróleo en tierra en los últimos diez años, a través de la perforación del pozo Navegante 1, en la provincia geológica de las Cuencas del Sureste, en donde se localizó crudo ligero de 45 grados API. Asimismo, se confirmó la existencia de hidrocarburos frente a la costa de Veracruz con el pozo exploratorio Puskon-1.
- **Éxito exploratorio de recursos no convencionales.** Se obtuvieron descubrimientos comerciales de gas en lutitas mediante los pozos Habano-1 y Arbolero-1, cuyas reservas 3P estimadas son de 60 miles de millones de pies cúbicos de gas.
- **Se mantiene estable la producción de crudo.** Por tercer año consecutivo, la producción de crudo se ha estabilizado, derivado de incrementos en la producción de campos como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Ixtal-Manik, Delta del Grijalva y Ogarrio Magallanes. Por su parte la producción en Aceite Terciario del Golfo (ATG) alcanzó una producción de 75 miles de barriles a fines de 2012, de 29.5 miles de barriles en enero de 2010, es decir, un incremento de 150 por ciento en este periodo.
- **Continúa el aprovechamiento de las oportunidades derivadas de la Reforma Energética de 2008.** En 2012 se adjudicó la segunda ronda de licitaciones de los Contratos Integrales de Exploración y Producción de campos maduros en Altamira, Pánuco, Tierra Blanca y San Andrés. PEMEX publicó también la convocatoria oficial para la tercera ronda, la cual corresponde a seis áreas en ATG, que se prevén adjudicar en julio de 2013.
- **Incrementos en capacidad de transformación industrial.** Durante 2012, PEMEX Refinación puso en operación las plantas nuevas del proyecto de Reconfiguración en la Refinería de Minatitlán. Esta reconfiguración permitió incrementar los rendimientos de destilados en dicha refinería. Por su parte, PEMEX Gas y Petroquímica Básica concluyó la construcción de la Planta Criogénica de Poza Rica con capacidad para procesar 200 millones de pies cúbicos diarios con el que procesaría producción proveniente del proyecto Aceite Terciario del Golfo.
- **Incremento en infraestructura para el transporte de petrolíferos.** Se ha llevado a cabo la renovación de la flota mayor de PEMEX Refinación, que actualmente cuenta con 21 embarcaciones y de las cuales 10 han entrado en operación entre mayo de 2011 y mayo 2013. Adicionalmente, el suministro de petrolíferos al centro del país se vio fortalecido con el incremento de capacidad que entró en operación durante 2011 y 2012 del sistema de transporte por poliducto Tuxpan-Azcapotzalco y el ramal a Pachuca.
- **Continúan avances en el desempeño ambiental.** De 2011 a 2012 se redujeron en 11 por ciento las emisiones totales de contaminantes a la atmósfera con lo que se mantiene la tendencia decreciente observada desde el 2008. Continúa también la tendencia a la baja en la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, e incluso en 2012 fue menor al 2008, año de referencia, con lo que rebasó en 53 por ciento la meta comprometida para 2012. Por su parte, recientemente dio inicio la operación comercial de la planta de cogeneración en el Centro Procesador de Gas



Nuevo PEMEX, la cual producirá 300 Mega Watts de energía eléctrica y atenderá la demanda de suministro de energía eléctrica de diversos centros de trabajo de la paraestatal y le permitirá capturar ahorros importantes, así como una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

La Estrategia Nacional de Energía establece que la producción total de hidrocarburos no podrá ser menor que en el año inmediato anterior. Al respecto, durante el periodo del presente Plan de Negocios, dicha premisa se ve comprometida durante los primeros años. Cabe mencionar que esta premisa se cumplía originalmente con los vectores de producción planteados en el Escenario 1, pero derivado de los esfuerzos de política pública por incrementar la producción de gas natural dadas las alertas críticas recientes, se planteó la asignación de recursos adicionales enfocados a la explotación de gas natural para los años 2013 y 2014, permitiendo así elevar las metas de producción de gas para dichos años, sin ser extensiva para los años consecutivos. Lo anterior genera un diferencial que provoca el incumplimiento de la premisa.

Otra premisa establecida en la Estrategia Nacional de Energía se refiere a que se deberá contar con reservas 1P de al menos 10 años (asume 100% de reposición de la producción anual) y menciona que en caso de un incremento de la producción inercial el 100% de reposición también aplicaría para reservas 2P. En este sentido, se entiende por producción inercial aquella asociada a una premisa presupuestal cercana al 2 por ciento del PIB, dado que ésta se ha mantenido en ese nivel de asignación los últimos años. Bajo esta definición, se concluye que de acuerdo a lo establecido en la ENE y en las premisas con las que se definió el escenario base del Plan de Negocios, PEMEX únicamente deberá contar con el 100% de reposición de las reservas 1P.

En el plano político, el Gobierno Federal ha planteado el Pacto por México, acuerdo que incluye entre otros temas, realizar otra reforma energética que fortalezca a la industria petrolera, de gas natural, refinación y petroquímica, con el afán de aumentar su competitividad y asegurar el abasto de combustibles a precios competitivos. En línea con lo anterior, el Director General de Petróleos Mexicanos ha enunciado líneas de acción para la modernización de PEMEX que se refieren a una nueva estructura organizacional, a contar con ética corporativa y responsabilidad social, lucha contra el cambio climático, desarrollo de cadenas de proveedores nacionales, orientación de inversiones hacia las actividades de mayor valor agregado y rentabilidad para el país y fortalecimiento de capacidad de inversión y desarrollo tecnológico.

Estos elementos permiten anticipar un panorama distinto, complejo y retador para PEMEX, que con toda seguridad implicará un proceso de transformación profunda. El Plan de Negocios 2014 – 2018 muestra lo que se puede y debe lograr en las condiciones actuales, en tanto se generan y detallan los acuerdos que permitan realizar los cambios hacia dicha transformación, lo que implicará un replanteamiento de este Plan.

De esta manera, el Plan de Negocios 2014-2018 se establece como el instrumento que habrá de guiar el desempeño de PEMEX hacia el continuo fortalecimiento de sus operaciones y preparación para el cambio, al tiempo que mantiene el enfoque hacia la creación de valor bajo los criterios vigentes.



# Contexto

Hace 75 años, como resultado de la nacionalización de la industria petrolera en 1938, se creó Petróleos Mexicanos, que desde entonces ha tenido la misión de convertir los hidrocarburos de la Nación en beneficios para la sociedad mexicana. Mediante la producción y aprovechamiento de los hidrocarburos, con su capacidad para responder a las necesidades energéticas del país, además de generar divisas y empleos y contribuir de forma significativa a las finanzas gubernamentales, ha dado impulso al desarrollo económico de México. Desde hace tres y media décadas ha contribuido con un tercio de los ingresos totales del sector público federal a través del pago de impuestos, derechos y pagos directos.

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 define estrategias y acciones que guiarán a PEMEX en el cumplimiento, bajo el contexto actual, del mandato de creación de valor para los mexicanos.

Con base en diversos análisis de planeación estratégica y considerando los elementos anteriores, así como su misión, visión y valores, PEMEX establece el marco estratégico de referencia para la actualización de su Plan de Negocios e identifica los atributos clave de la organización y los principios de actuación de su personal:

## Misión

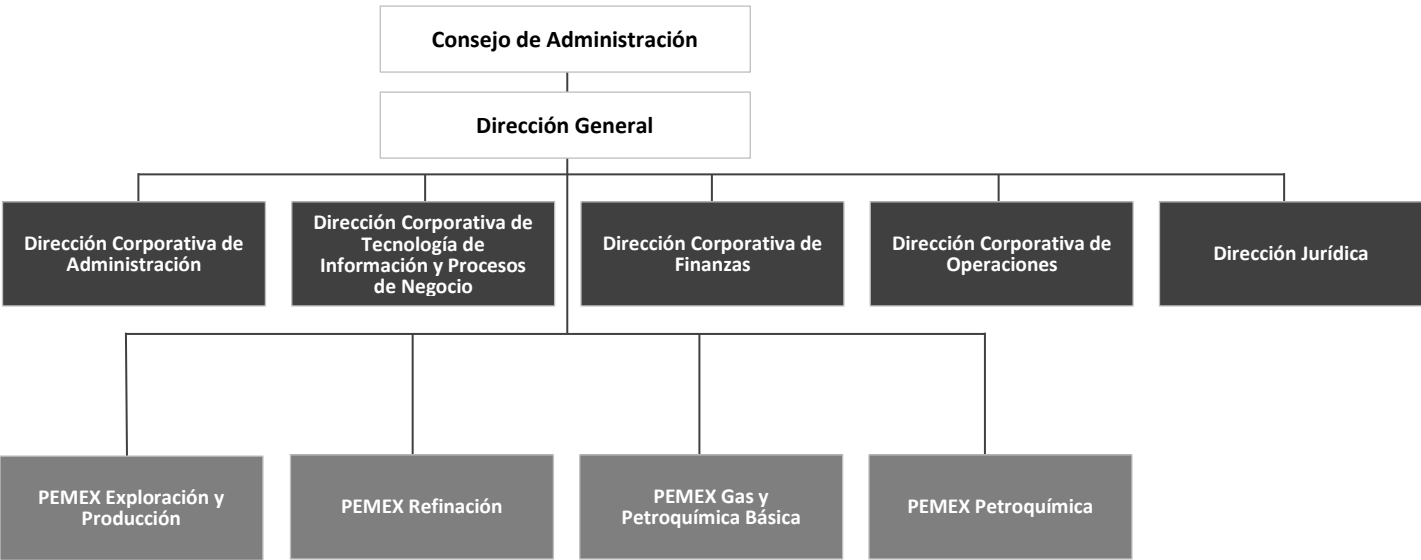
Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable

## 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

Estructura organizacional

Actualmente PEMEX se integra por un Consejo de Administración, una Dirección General, cuatro Direcciones Corporativas, una Dirección Jurídica y cuatro Organismos Subsidiarios. Estos últimos tienen naturaleza de organismos descentralizados con fines productivos, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, cada uno cuenta con un Consejo de Administración:



Nota: Cada Organismo Subsidiario cuenta con un Consejo de Administración ya que tienen personalidad jurídica y patrimonio propio.





# Resultados 2012 y diagnóstico

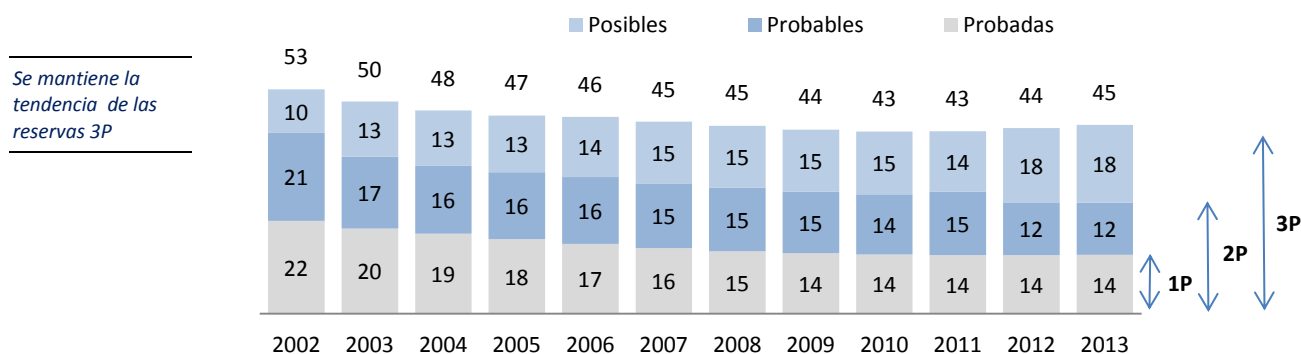
## Exploración y Producción

### Reservas de hidrocarburos

Al 1 de enero de 2013, las reservas totales (3P) probadas, probables y posibles, sumaron 44.5 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 31 por ciento corresponden a reservas probadas, 28 por ciento a reservas probables y 41 por ciento a reservas posibles. Con relación al año anterior, se tuvo un incremento de reservas netas totales de 693 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Cabe destacar que, por sexto año consecutivo, el volumen de reservas incorporadas por actividad exploratoria ha estado por arriba de los 1,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Lo anterior es un logro para la industria ya que significa, dada una determinada tasa de producción, incrementar la relación reservas-producción.

#### 3.1. Reservas de hidrocarburos totales<sup>1</sup> (MMMbpce)

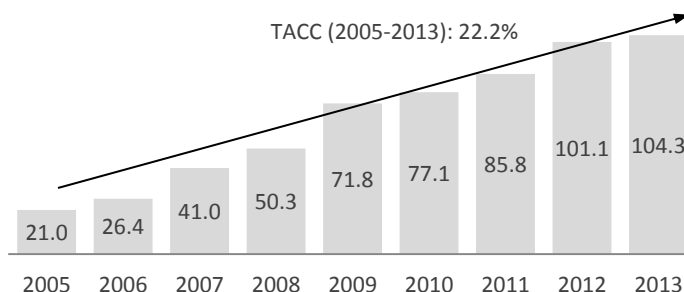


En los últimos años, PEMEX ha logrado mantener una tendencia creciente en la tasa de restitución de reservas probadas, al pasar de 21 a 104 por ciento en el periodo 2005-2013. Lo anterior equivale a un incremento anual promedio de 26 por ciento durante el periodo. La tasa registrada de 104.3 por ciento al 1 de enero del 2013 implica que, por segundo año consecutivo, PEMEX haya

<sup>1</sup> Reservas registradas al 31 de diciembre del año anterior de 2001 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013. A partir de septiembre de 2009 los reportes de cuantificación de reservas elaborados por PEMEX deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Por su parte, la Secretaría de Energía (SENER) debe registrar y dar a conocer las reservas aprobadas. (Resoluciones de la CNH referentes a reservas: CNH.06.001/10; CNH.E.04.001/10 y CNH.E.03/001/11). Los totales pueden no coincidir por cuestiones de redondeo.

logrado una reposición del inventario de reservas probadas superior a su producción de hidrocarburos.

### 3.2. Tasa de restitución de reservas probadas<sup>1/</sup> (%)



La tasa de restitución integrada para la reserva probada alcanzó 104%, la mayor desde la adopción de los lineamientos de la SEC

1/ Reservas registradas al 31 de dic. del año anterior de 2005 a 2008 y al 1 de enero de cada año de 2009 a 2013.

Al 1 de enero de 2013, la relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente fue de 32.9 años para la reserva 3P, 19.3 años para la reserva 2P y 10.2 años para la reserva 1P.

### Descubrimientos 2012

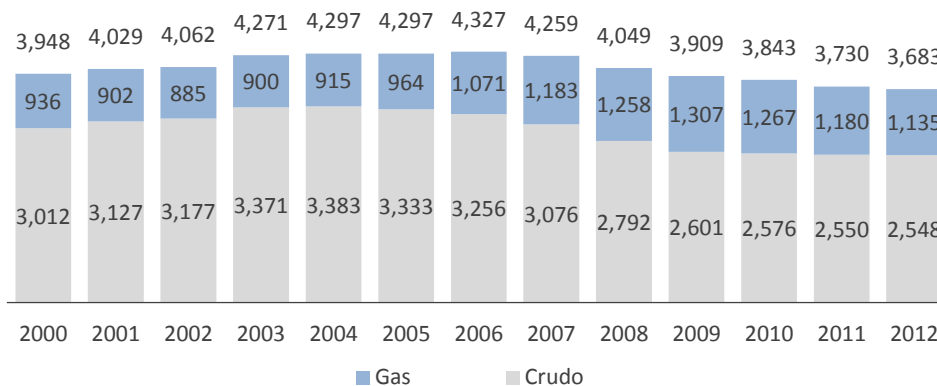
- Los pozos Trión-1, Supremus-1 y Kunah-1, ubicados en aguas profundas del Golfo de México, aportaron reservas 3P del orden de 959.4 millones de barriles de crudo equivalente. El pozo Trión-1 fue el principal descubrimiento con reservas al incorporar 395 millones de barriles de aceite y 404 miles de millones de pies cúbicos de gas. El pozo Supremus-1 incorporó 18 millones de barriles de aceite y 368 miles de millones de pies cúbicos de gas, por su parte, el pozo Kunah-1 incorporó 1.8 billones de pies cúbicos de gas.
- Los pozos Habano-1 y Arbolero-1 fueron descubrimientos comerciales de gas en lutitas; las reservas 3P estimadas son de 60 miles de millones de pies cúbicos de gas y tres pozos están en proceso de terminación (Durían-1, Habano-2 y Habano-71).
- El pozo Bedel-1, localizado al sur del estado de Veracruz, permitió incorporar reservas 3P de 88.4 millones de barriles de crudo equivalente.
- Finalmente, el pozo Navegante 1, el cual representa la incorporación terrestre más importante en 2012 con un volumen de reservas 3P de 305 MMbpce de aceite ligero de 45 °API. Se ubica dentro de la Cuenca del Sureste en el estado de Tabasco y tiene aproximadamente 6,800 m de profundidad.

### Producción primaria

De 2011 a 2012 la producción de petróleo se mantuvo con una variación menor al uno por ciento, al pasar de 2,550 a 2,548 miles de barriles diarios. Con ello, la producción de crudo se mantuvo estable por tercer año consecutivo, reduciendo la tasa de declinación de la producción. Las inversiones realizadas en los últimos años han permitido el descubrimiento de nuevos yacimientos y la compensación de la declinación en algunos otros.

### 3.3. Producción de hidrocarburos (Mbpcd)

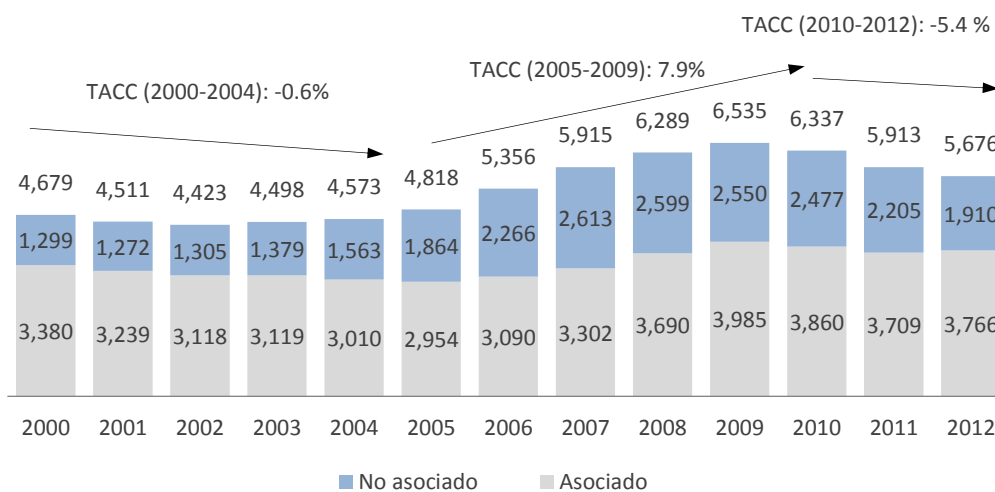
Por tercer año consecutivo se mantiene estable la producción de crudo



La producción de gas fue de 1,135 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios, cuatro por ciento menor a la producción de 2011. La reducción en el gas se debe principalmente a la menor producción de gas no asociado, debido a la reducción de las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz, de la Región Norte en respuesta al comportamiento de los precios del gas en el mercado Norteamericano, así como en el Activo Integral Macuspana de la Región Sur.

### 3.4. Producción primaria de gas, sin nitrógeno (MMpcd)

Incremento sostenido de producción de gas hasta 2009 y una reducción en los últimos tres años asociada a las señales de precio



Los nuevos modelos de contratación permitirán incrementar la capacidad de ejecución

### Contratos Integrales de Exploración y Producción

En 2012 se licitaron y adjudicaron los contratos de ejecución de los servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos en cinco campos de la Región Norte. Los campos terrestres son: San Andrés, Tierra Blanca, Altamira y Pánuco; y en aguas someras es: Arenque. Cabe destacar que en esta ronda PEMEX no va a participar con el contratista en la ejecución de servicios.



## 3.5. Resultados de la 2ª ronda de licitaciones

Campo	Compañía	Inversión mínima (MMUS\$)
Altamira	<i>Cheiron Holdings Limited</i>	33
Pánuco	<i>Petrofac Facilities Mngt. Ltd. –Dowell Schlumberger</i>	35
Tierra Blanca	<i>Monclova Pirineos Gas – Alfacit del Norte</i>	24
San Andrés	<i>Monclova Pirineos Gas – Alfacit del Norte</i>	24
Arenque	<i>Petrofac Facilities Mngt. Ltd.</i>	50

Asimismo, para la tercera ronda se encuentran en proceso de licitación los campos Pitepec, Soledad, Amatitlán, Miquetla, Humapa y Mihuapan pertenecientes al ATG. Sus principales características son:

- Reservas totales superiores a los 17 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa aproximadamente un 40 por ciento de las reservas totales de México.
- Localizados en los estados de Veracruz y Puebla, con una extensión de 3,800 kilómetros cuadrados e integrados con campos productores de areniscas del terciario.
- Baja porosidad y permeabilidad en sus campos por lo que se considera una explotación no convencional. Históricamente, el factor de recuperación ha sido bajo, sin embargo, tiene un alto potencial de ser incrementado significativamente con la tecnología adecuada.

## Aguas profundas

PEMEX ha descubierto en el Cinturón Plegado Catemaco un *play* de gas con recursos prospectivos en un rango de entre 5 y 15 billones de pies cúbicos de gas, donde la reserva 2P de gas del campo Lakach alcanza cantidades de 0.9 billones de pies cúbicos de gas; las reservas 3P de los campos Piklis y Nen contabilizan 0.8 y 0.4 billones de pies cúbicos, respectivamente. Asimismo se han identificado yacimientos de crudo pesado y extrapesado en la porción sur de la Provincia Salina del Istmo.

## 3.6. Pozos terminados en aguas profundas de 2003 a 2012 (tirante de agua en metros)

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Chuktah-201 512m	Nab-1 680m	Noxal-1 935m	Lakach-1 988m	Lalail-1 805m	Tamil-1 778m	Leek-1 851m	Lakach-2DL 1,196m	Piklis-1 1,945m	Kunah-1 2,154m
					Chelem-1 810m	Kabilil-1 740m	Labay-1 700m	Nen-1 1,493m	Kunah-1DL 2,154m
					Tamha-1 1,121m	Etbakel-1 681m		Puskón-1 600m	Trión-1 2,540m
						Holok-1 1,028m		Talipau-1 940m	Supremus-1 2,900m
						Catamat-1 1,230m		Caxa-1 1,800m	Hux-1 1,130m

De 2006 a 2012 se han perforado 25 pozos en Aguas Profundas, de los cuales 14 han sido productores

Campos de gas

Campos de aceite

Improductivos

### Aceite y gas en lutitas

PEMEX ha iniciado el diseño de una estrategia para evaluar, en primera instancia, el potencial de gas en lutitas y aceite en lutitas para poder plantear posibles escenarios de desarrollo. Actualmente se han identificado cinco cuencas potenciales ubicadas en zonas del noreste del país y costas del Golfo de México:

- Chihuahua
- Sabinas-Burro-Picachos
- Burgos
- Tampico-Misantla
- Veracruz

---

*Se obtuvo la primera producción de aceite y gas en lutitas con el pozo Emergente-1 con un flujo inicial de 2.9 MMpcd*

---

En apoyo a esta estrategia, desde noviembre de 2011, PEMEX a través del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, presentó la demanda específica “Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D-3C con enfoque a *plays de shale gas/oil* en México”; con el propósito de identificar las áreas de mayor potencial de gas *Sweet Spots*. En noviembre de 2012, el Comité Técnico y de Administración del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos aprobó la iniciativa propuesta por el Instituto Mexicano del Petróleo y autorizó la asignación directa a favor de esta institución para el desarrollo del proyecto.

### Aprovechamiento de gas

En los últimos años se ha logrado avanzar de manera significativa en el incremento del aprovechamiento de gas, principalmente por:

- El incremento del gas enviado a plantas por la entrada en operación de un módulo de compresión en Akal-C6 y la segregación de corrientes en Atasta;
- El aumento en la inyección de gas amargo al yacimiento resultado de elevar la confiabilidad operativa de módulos de compresión, y
- La disminución de gas extraído de la zona de transición

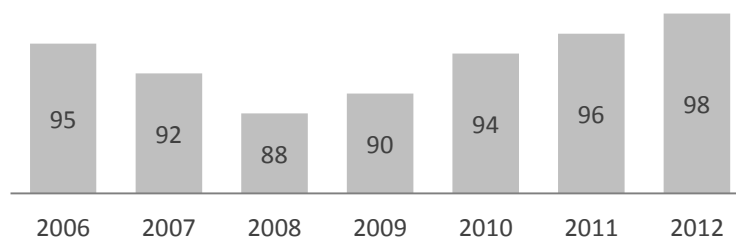
Lo anterior ha permitido que a partir de 2009 se haya logrado elevar de manera consistente los niveles de aprovechamiento de gas, al pasar de 88 por ciento en 2008 a 98.0 por ciento en 2012.

---

*El aprovechamiento de gas ha alcanzado niveles históricos*

---

#### 3.7. Aprovechamiento de gas (%)



## Trasformación industrial

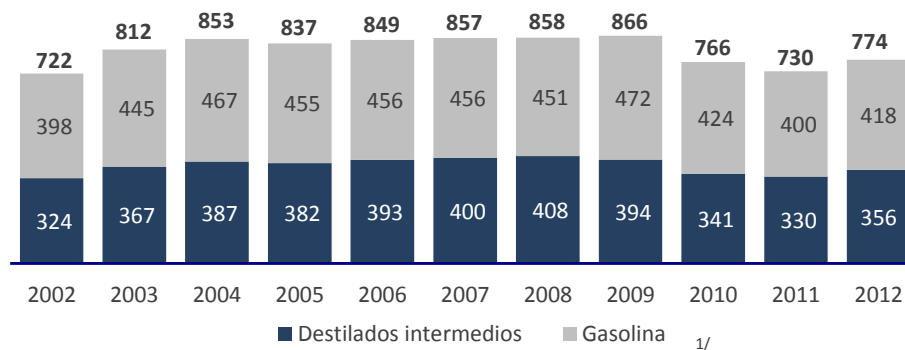
### Producción de petrolíferos

El rendimiento de destilados se incrementó en 2.9 puntos porcentuales llegando a 64.4 por ciento, lo que aunado a un mayor nivel en el proceso de crudo de 33 miles de barriles diarios, generó una producción incremental de 54 miles de barriles diarios con respecto de 2011.

La operación de la reconfiguración de la refinería de Minatitlán tuvo un impacto favorable en estos resultados. En general, la utilización de la capacidad equivalente de destilación en el SNR se incrementó en 0.9 puntos porcentuales y la eficiencia energética mejoró en dos puntos el índice con respecto de 2011.

#### 3.8. Elaboración de destilados (Mbd)

Mayor producción de destilados respecto a 2011

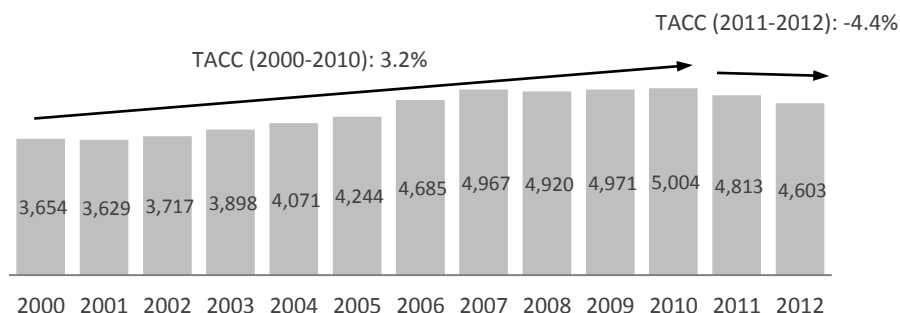


### Producción de gas natural

La producción de gas natural registró un incremento en el periodo 2000-2010, vinculado principalmente a una mayor oferta de gas no asociado de PEMEX Exploración y Producción (PEP), y al mejor aprovechamiento e incremento en la capacidad de procesamiento por parte de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB). Sin embargo, a partir de 2011 y durante 2012 se presentó una disminución en la producción de gas natural en todas las regiones de PEP, en mayor medida en la Región Norte, derivado de una menor producción primaria de gas debido a la reducción programada de las actividades de perforación y terminación de pozos en los activos Burgos y Veracruz por parte de PEP.

#### 3.9. Producción de gas natural<sup>1/</sup> (MMpcd)

En 2012 la producción total de gas disminuyó 4.4 % con respecto al 2011



1/ Incluye producción de gas seco de plantas y directo de campos, etano inyectado a ductos y otras corrientes.

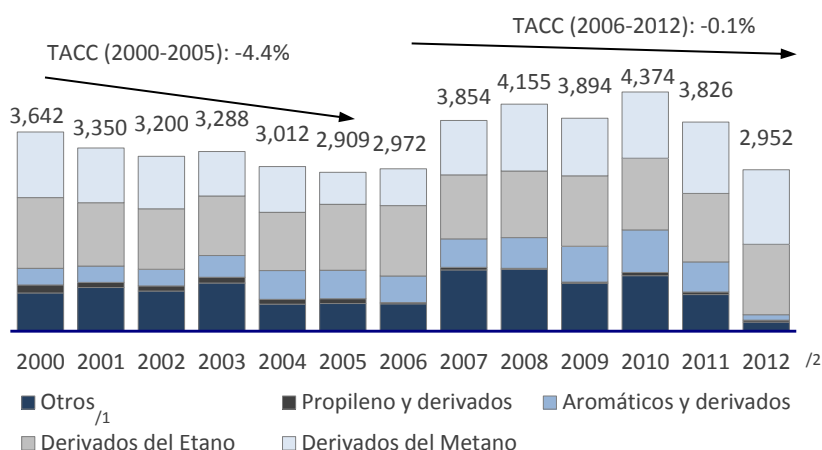


## Producción de petroquímicos

En 2012 la producción neta de petroquímicos disminuyó 23 por ciento, al pasar de 3,826 a 2,952 miles de toneladas respecto al año pasado. Esta disminución se debe principalmente a que las corridas de prueba de la planta CCR, que se programaron para iniciar en la segunda quincena de marzo, no se efectuaron en este período. A continuación se presenta la explicación por cadena:

- Cadena de derivados del metano: aumentó la producción neta de la cadena en 5 por ciento debido a la entrada en operación de la Planta de Amoniaco V en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, la cual reanudó operaciones en Octubre de 2012.
- Cadena de derivados del etano: incrementó la producción destinada a ventas en 3 por ciento, debido a que en 2011 la planta de etileno Morelos salió a mantenimiento mayor, durante 2012 no se realizaron mantenimientos mayores a las plantas de etileno.
- Cadena de aromáticos y derivados: disminuyó en 82 por ciento debido a que el sector de aromáticos permaneció fuera de operación por la interconexión de la nueva planta de CCR; a partir de septiembre de 2012 se operó con reformado importado.
- Cadena de propileno y derivados: la producción destinada a ventas descendió en 21 por ciento comparada con la del año anterior, a raíz de la operación intermitente de la planta de acrilonitrilo por disminución en el abasto de materia prima, así como la caída del mercado internacional de los derivados de dicho producto.
- El decremento en otros productos está ligado principalmente a la disminución de la producción en el sector de aromáticos.

**3.10. Producción neta de petroquímicos (Mt)**



1/ Incluye gasolina amorfa, gasolina base octano, butanos, pentanos de desisohexanizadora (DiC6) y nafta pesada, no se considera la producción neta de petroquímicos de PR.

2/ A partir de la programación de 2010, a petición de PPQ, se formó el grupo de petrolíferos y se reagruparon las corrientes que forman parte de los segmentos de aromáticos (589) y otros petroquímicos (418).

## Logística y comercialización

### Logística de crudo

Durante 2012 se cumplieron las metas volumétricas de acondicionamiento de crudo pesado en la Región Marina Noreste para contar con los volúmenes de crudo ligero (310 miles de barriles diarios) requeridos para la mezcla, además de mantener la capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado de 450 miles de barriles diarios de crudo pesado. Lo anterior debido a los avances en las adecuaciones de la infraestructura programada para ello, así como a la modernización de equipos de compresión y adquisición oportuna de químicos requeridos en el proceso.

El volumen de crudo entregado a PEMEX Refinación durante 2012 se situó en 1,211 miles de barriles por día. El crudo ligero, promedió 705 miles de barriles por día y representó el 58.2 por ciento del volumen total, el crudo pesado, registró un promedio de 506 miles de barriles por día que representa el 41.8 por ciento del volumen transferido. El crudo Istmo, continúa predominando en las entregas a PEMEX Refinación con un 55 por ciento, mientras que el crudo tipo Maya, representó un 35.3 por ciento. Con respecto a los crudos no exportables, que son producidos en la Región Norte de PEMEX, el pesado Marfo participa con el 4.9 por ciento y el ligero Pozóleo con el 2.7 por ciento. Estos cuatro tipos de crudo representan el 97.9 por ciento del suministro total de crudo de PEP a PEMEX-Refinación.

### Logística de gas natural y gas licuado del petróleo

#### Sistema de transporte de gas natural

PEMEX Gas y Petroquímica Básica cuenta con dos sistemas de transporte de gas natural: el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Sistema Naco-Hermosillo (SNH). Entre 2008 y 2012, la demanda promedio de transporte de gas natural de estos sistemas se incrementó en 252 millones de pies cúbicos diarios, al pasar de 4,453 millones de pies cúbicos diarios en 2008 a 4,705 millones de pies cúbicos diarios en 2012, equivalente a una tasa media de crecimiento anual de 1.4 por ciento. Sin embargo, la capacidad de los sistemas de transporte permaneció constante en 5,068 millones de pies cúbicos diarios.

En 2012 el volumen de gas natural transportado a través del SNG se ubicó en 4,625 millones de pies cúbicos diarios, es decir, 43 millones de pies cúbicos diarios por arriba del volumen transportado en 2011. Lo anterior implica un nivel de utilización promedio anual del SNG superior al 93 por ciento, el cual puso en riesgo la operación debido a que es superior al 85% de utilización que se considera que permite compensar, mediante mayor capacidad de transporte y manejo adecuado del empaque, las variaciones de demanda no coordinadas de los distintos usuarios. Por su parte, el SNH transportó 80 millones de pies cúbicos diarios, cifra superior en 11 millones de pies cúbicos diarios con respecto a 2011.

#### Transporte y almacenamiento de gas LP

Derivado de la reducción paulatina de la demanda, el transporte de gas LP ha venido enfrentando retos importantes, lo que ha provocado la pérdida de grados de libertad en el sistema debido a que algunos tramos se encontraban cerca del nivel operativo mínimo de diseño, situación que ocasionó que se hicieran algunas modificaciones en el sistema de bombeo para adecuarlo a las nuevas condiciones operativas.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica cuenta con dos sistemas de transporte para este hidrocarburo: el

En 2012 el volumen promedio transportado de gas LP fue de 200 Mbd, decremento marginal con respecto a 2011.

LPG ducto Cactus-Guadalajara y el ducto Hobbs-Méndez. Durante 2012 el volumen promedio transportado de gas LP fue de 200 miles de barriles diarios, lo que representó un decremento marginal promedio de 500 barriles diarios respecto al 2011. De este volumen, 183.5 miles de barriles diarios se transportaron a través del LPG ducto Cactus-Guadalajara, volumen ligeramente inferior al transportado el año anterior y 58.5 miles de barriles por debajo de su capacidad de diseño (242 miles de barriles diarios). Por su parte, el ducto Hobbs-Méndez transportó 16.5 miles de barriles diarios.

## Logística de petrolíferos

### Sistema de transporte de petrolíferos

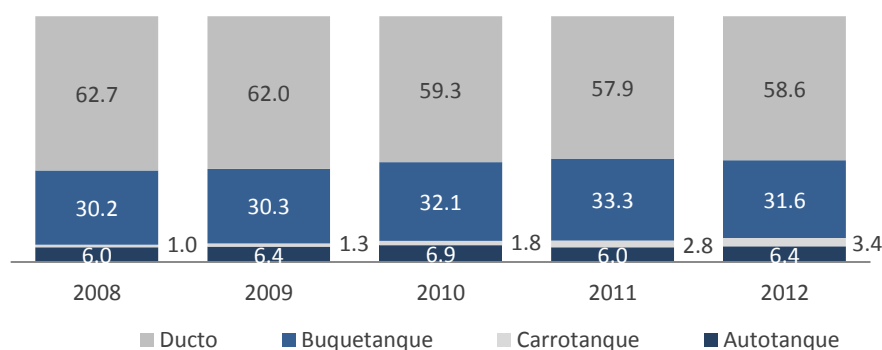
En el contexto de modernización de la infraestructura para el transporte de petrolíferos, destaca la renovación de la flota mayor, que actualmente cuenta con 21 embarcaciones, de las cuales, 10 han entrado en operación entre mayo de 2011 y mayo de 2013. En ductos, durante 2011 y 2012 se dio inicio a las operaciones del incremento de capacidad en el sistema de transporte por poliducto Tuxpan-Azcapotzalco y el ramal a Pachuca, fortaleciendo la infraestructura para el suministro de petrolíferos a la zona centro del país.

Con la puesta en marcha de la nueva infraestructura, se espera garantizar el abasto de petrolíferos en el país, cuyo volumen transportado se incrementó en 0.85 por ciento entre 2011 y 2012, con un incremento en costo total de transporte de 9.7 por ciento entre ambos periodos.

La reducción en las tasas de crecimiento de las ventas de destilados, 0.5 por ciento en promedio anual entre 2008 y 2012 con respecto de lo observado en el periodo 2002 - 2008, cuyo crecimiento fue de 5.7 por ciento en promedio, han reducido la presión sobre los sistemas de transporte, al tiempo que ha permitido que los proyectos de infraestructura en la cadena de suministro maduren y garanticen el abasto de petrolíferos en el país.

### 3.11 Participación relativa por medio de transporte<sup>1/</sup> (%)

Mayor participación de transporte carro tanque y auto tanque



1/ Transporte de crudo y productos petrolíferos

Respecto al mercado de combustóleo, las acciones para habilitar rutas de transporte para su desalojo han permitido resolver la problemática de altos inventarios en las refinerías. Las rutas habilitadas permiten el transporte desde las refinerías de Tula y Salamanca hasta los puertos de Lázaro Cárdenas, Michoacán, Manzanillo, Colima, y Pajaritos, Veracruz.

## Exportación de crudo y ventas

### Exportación de crudo

En 2012 el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación se ubicó en 101.8 dólares por barril.

En ese año, el volumen de petróleo crudo disponible fue de 2,521 miles de barriles por día, de los cuales 49 por ciento se destinó a refinerías y 51 por ciento a exportación. El volumen de las ventas de crudo al exterior fue superior al 2011 debido a la mayor disponibilidad para exportación derivado de los menores requerimientos de crudo de PEMEX Refinación. De esta manera, las exportaciones de petróleo promediaron 1,256 miles de barriles diarios: 75.2 por ciento crudo Maya, 15.4 por ciento Olmeca, 7.9 por ciento Istmo y el 1.5 por ciento restantes, de Altamira. El crudo a exportación se suministró a 24 compañías internacionales.

### Demanda y comercio exterior de gas natural

Durante el periodo 2000-2012, las ventas internas de gas natural de PGPB se incrementaron a una tasa promedio anual de 4.3 por ciento, debido en gran medida al crecimiento del principal consumidor, el sector eléctrico, que creció a una tasa de 6.7 por ciento anual, seguido del sector Industrial y otros (1.9 por ciento).

### Mercado de gas LP

En el periodo 2000-2012 la oferta nacional de gas LP ha disminuido a una tasa media anual de 0.9 por ciento, al pasar de 229 a 206 miles de barriles diarios. La oferta de gas LP está compuesta por la producción de PGPB y la de PEMEX Refinación.

En 2002 se alcanzó un máximo en el volumen de ventas internas de gas LP en el periodo, con 333 miles de barriles diarios; a partir de entonces, el comportamiento de la demanda ha mostrado una tendencia descendente, llegando a 282 miles de barriles diarios en 2009. Para 2012, el volumen de las ventas internas fue de 286 miles de barriles diarios.

### Petrolíferos

Durante el periodo de 2002 a 2012, las ventas internas de los principales petrolíferos tuvieron un incremento promedio del 1.3 por ciento anual, cifra que combina un crecimiento en los mercados de destilados y una contracción del mercado de combustóleo, esto último derivado de la sustitución de gas natural por combustóleo en los sectores eléctrico e industrial. Durante 2012 las ventas aumentaron con una tasa superior al promedio del periodo, ascendiendo a 2.6 por ciento con relación a 2011. El volumen comercializado fue de 1,478 miles de barriles diarios, destacando que:

- Las ventas de gasolinas automotrices totalizaron 804 miles de barriles diarios, lo que representó un crecimiento de 0.5 por ciento con respecto a lo realizado en 2011. Este crecimiento moderado de las ventas, aunado a un incremento en la producción interna, condujeron a una menor participación relativa de las importaciones en las ventas nacionales de este petrolífero, al descender a 49 por ciento, desde un nivel de 51 por ciento registrado durante el año anterior.
- El mercado interno de destilados intermedios tuvo mayor actividad al crecer a una tasa de 4.6 por ciento con respecto a 2011. Destaca el mercado de diesel, que se ha mantenido creciendo a una tasa superior al 3.7 por ciento anual después de 2009, lo que ha conducido a un incremento en sus importaciones, las cuales representaron el 33 por ciento de las ventas

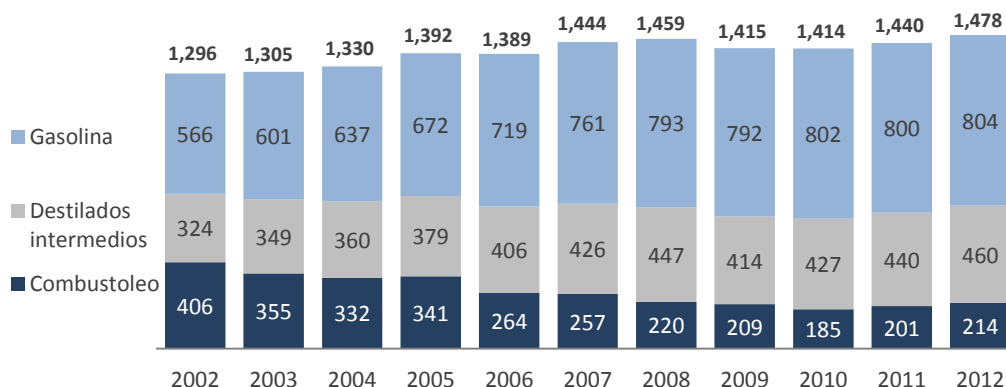


internas durante 2012.

- Las ventas de combustóleo alcanzaron un registro superior a 214 miles de barriles diarios, 6.9 por ciento superior al año anterior, siendo la Comisión Federal de Electricidad el principal consumidor de éste, cuyas ventas representaron el 92 por ciento del total.

### 3.12. Ventas internas de petrolíferos<sup>1/</sup> (Mbd)

*Durante 2012 las ventas internas fueron mayores 2.6% respecto a 2011. Destacan las mayores ventas de destilados intermedios y combustóleo*



1/ No considera ventas interorganismos PEMEX

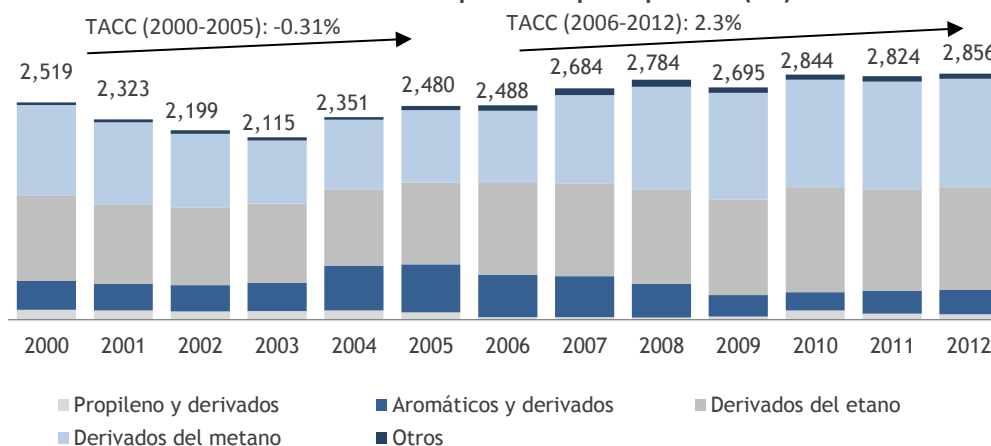
### Petroquímicos

En 2012 PEMEX Petroquímica comercializó un volumen total de 2,921 miles de toneladas, de las cuales 2,678 fueron al mercado nacional y 243 fueron al mercado de exportación. A nivel global las ventas fueron 2 por ciento menores respecto al año anterior. Las ventas nacionales fueron inferiores en 5 por ciento respecto a 2011, mientras que las ventas de exportación fueron mayores en 83 miles de toneladas.

Los resultados anteriores se deben principalmente a que las ventas nacionales se vieron afectadas primordialmente por la disminución en las ventas de estireno debido a la baja demanda de los clientes de gas nafta por disponibilidad de producto, asimismo, se tuvo menor demanda de amoníaco y de anhídrido carbónico.

### 3.13. Ventas internas de productos petroquímicos (Mt)

*Durante 2012 las ventas nacionales fueron menores 5% respecto a 2011 y las de exportación fueron mayores en 83 miles de toneladas.*



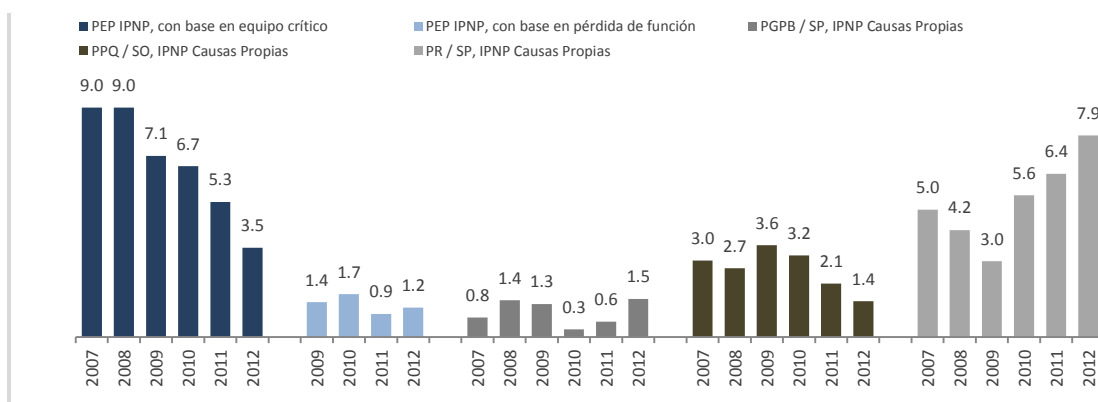
## Temas Transversales

### PEMEX Confiabilidad

#### Sistema PEMEX Confiabilidad

En los resultados obtenidos en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos por la implantación del sistema PEMEX-Confiabilidad, medido a través del Índice de Paros no Programados (IPNP) y comparado con las metas, se observa que, PEP y PPQ lograron alcanzar lo comprometido, para el caso de PGPB su IPNP se incrementó ligeramente en el último trimestre; sin embargo estos organismos se encuentran cerca de los estándares internacionales del 1 por ciento.

#### 3.14. Índice de paros no programados (%) <sup>1/</sup>



1/ IPNP-FOMRSP = IPNP por Fallas de Operación, Mantenimiento, Retrasos y Servicios Principales.

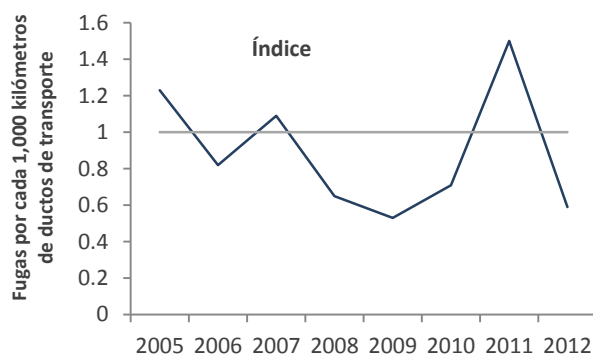
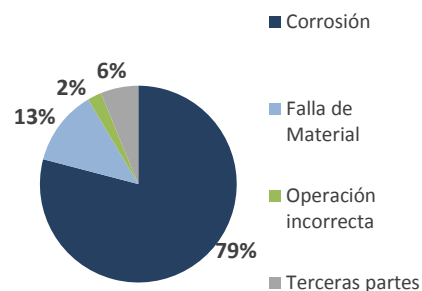
En el Sistema Nacional de Refinación, los resultados del indicador de IPNP se han incrementado, esto debido principalmente a deficiencias en la ejecución de prácticas operativas tales como fallas en equipos, fallas de servicios principales, fugas en líneas, salida de plantas por falta de carga, atrasos en los programas de ejecución de rehabilitaciones y altos inventario, así como de causas externas.

*El índice de paros no programados (IPNP) es uno de los principales indicadores establecidos para medir el grado de evolución en la aplicación de la confiabilidad operacional*

#### Administración de integridad y confiabilidad de la infraestructura logística de Petróleos Mexicanos

La infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución de Petróleos Mexicanos para satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y derivados del petróleo, se compone de 37,651 kilómetros de ductos de transporte, 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto, 12 Terminales de Distribución de Gas Licuado y 16 representaciones comerciales, 6 Terminales Marítimas, así como instalaciones en ambos litorales del país que tienen como principal función la carga y descarga de productos transportados por Buques Tanque. También, incluye la distribución secundaria que se realiza con el apoyo de Autos y Carros Tanque propios y/o rentados.

Como resultado de la aplicación del Programa para la Administración de la Integridad en Ductos (PAID), el índice de fugas y derrames se redujo en casi 3 veces pasando de 1.5 en 2011 a 0.59 en 2012. La principal causa sigue siendo la corrosión (79 por ciento), tanto interior como exterior, seguida por la falla de material (13 por ciento), el 8 por ciento de las fugas y derrames restantes corresponde a la falta de aplicación de procedimientos u operación incorrecta y a terceras partes.

**3.15. Índice anual de fugas y derrames (índice)****3.16. Fugas y derrames por causa**

Por su parte, la implantación del Programa de Administración de Integridad y Confiabilidad en Instalaciones Logísticas (PAICIL), permitirá a Petróleos Mexicanos contar con un proceso homologado para administrar la integridad y confiabilidad del resto de la infraestructura vinculada con el proceso logístico integral (instalaciones para transporte marítimo y por ruedas, almacenamiento y distribución), que proporcione una mayor coordinación y vinculación de actividades de planeación, ejecución y evaluación del mantenimiento y operación que optimicen los recursos.

**Seguridad, Salud y Protección Ambiental**

*La consolidación del SSPA se ha reflejado en la reducción de accidentes personales en un 42% respecto al inicio de la implantación del sistema en 2005*

El Sistema para la Administración de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA) de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, tiene como finalidad la transformación de la cultura organizacional que permita lograr mejoras en los principales indicadores de accidentabilidad, reducir la gravedad de los accidentes, 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.

Como parte de la consolidación del Sistema PEMEX-SSPA, se han reducido los accidentes personales en un 42 por ciento respecto al inicio de la implantación del sistema, habiéndose eliminado las causas que los provocaban. En la actualidad el enfoque se realiza hacia la seguridad de los procesos.

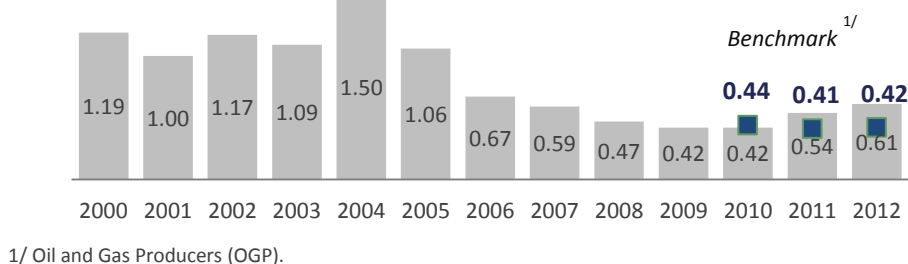
**Índice de frecuencia de accidentes**

En 2012 el índice de frecuencia de accidentes acumulado se ubicó en 0.61 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, cifra 13 por ciento mayor a la obtenida en 2011.

El índice de frecuencia en PEMEX Exploración y Producción por línea de negocio se situó en 0.56 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con un incremento del 44 por ciento respecto a 2011, por su parte, para PEMEX Refinación se tuvo una disminución del 5 por ciento, al registrar 0.76 accidentes por millón de horas-hombre laboradas, PEMEX Gas y Petroquímica Básica presentó un aumento del 75 por ciento al registrar 0.35 accidentes por millón de horas-hombre laboradas y PEMEX Petroquímica registró una disminución del 28 por ciento en el mismo periodo, registrando 0.49 en 2012.

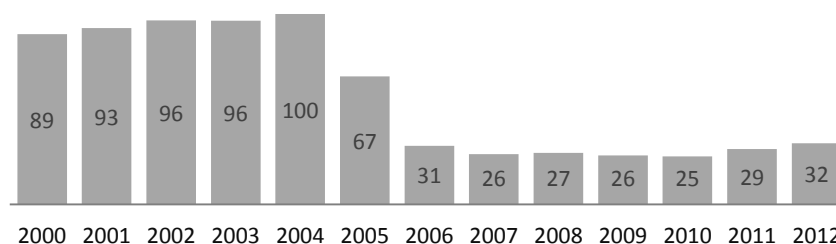
**3.17. Índice de frecuencia de accidentes**

*En seguridad industrial PEMEX alcanzó índices de accidentes comparativos con los estándares internacionales*

**Índice de gravedad de accidentes**

Durante 2012 el índice de gravedad de accidentes tuvo un incremento del 10 por ciento al registrar 32 días perdidos por millón de horas - hombre laboradas respecto a 2011.

PEMEX Exploración y Producción registró un aumento del 20 por ciento, mientras que PEMEX Refinación tuvo un incremento del 3 por ciento, PEMEX Gas y Petroquímica Básica presentó una variación desfavorable del 17 por ciento, mientras que PEMEX Petroquímica registró un aumento del 7 por ciento respecto a 2011.

**3.18. Índice de gravedad de accidentes****Protección ambiental**

Por la naturaleza misma de su actividad, PEMEX tiene una intensa y estrecha interacción con el entorno natural y el mandato de maximizar el valor de los hidrocarburos en beneficio de México. La misión de PEMEX contempla la sustentabilidad como resultado de dicha interacción.

**3.19. Emisiones a la atmósfera y uso de agua**

	2008	2009	2010	2011	2012
Emisiones a la atmósfera (Mt)	1,125	1,006	806	648	578
Uso de agua cruda (MMm <sup>3</sup> )	187	178	179	177	180
Inventario de residuos (Mt)	49.70	42.30	35.86	24.99	34.3
Inventario de pasivos ambientales	Áreas afectadas (Ha)		1,269	1,139	1,103
	Presas (No)		36	315	160
				1,055 <sup>1/</sup>	1,023
				164	88

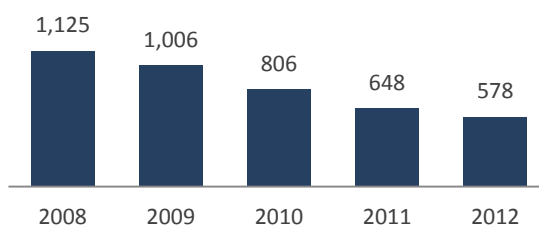
1/ En el Informe de Responsabilidad Social 2011 se reportaron 1,063 hectáreas afectadas, sin embargo debido a la revisión del inventario de PEMEX Refinación cerró en 1,055 ha.

Entre 2011 y 2012 se registró una disminución de 11 por ciento en las emisiones totales de contaminantes a la atmósfera. Las emisiones de SOx se redujeron 57.7 miles de toneladas,

equivalentes al 12 por ciento, los NOx disminuyeron 4.6 miles de toneladas (4 por ciento), las partículas suspendidas totales (PST), se redujeron 4.3 miles de toneladas (22 por ciento), los COT's se redujeron 5.3 miles de toneladas (13 por ciento) y los COV's 3.0 miles de toneladas (7 por ciento).

### 3.20. Emisiones a la atmósfera (Mt) <sup>1/</sup>

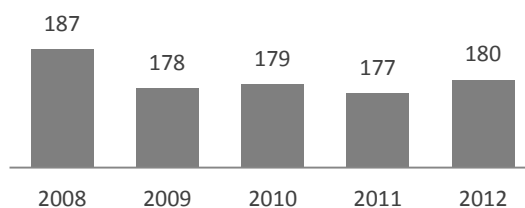
*Reducción de 11% en emisiones a la atmósfera en 2012 con respecto a 2011*



1/ No incluye CO<sub>2</sub> equivalente

El agua cruda representa el 78 por ciento del uso total del agua y proviene de fuentes superficiales y subterráneas, su uso se concentra en las actividades industriales. El uso total de agua cruda en PEMEX tuvo un incremento del 1.7 por ciento en 2012, en relación con 2011. Es importante resaltar que el reuso de agua en PEMEX Refinación se incrementó de 38 millones de metros cúbicos en 2011 a 41 millones de metros cúbicos en 2012 (8 por ciento).

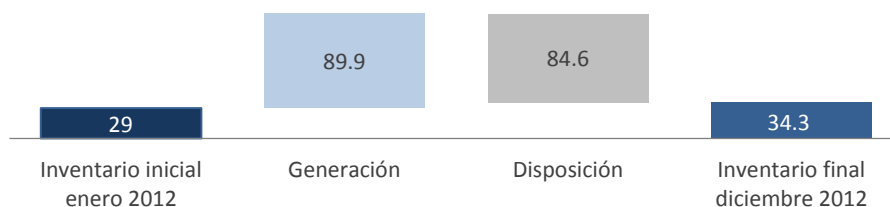
### 3.21. Uso de agua cruda (MMm<sup>3</sup>)



Durante 2011 se generaron 88.4 miles de toneladas de residuos peligrosos y en 2012, 89.9 miles de toneladas, de los cuales PEMEX Refinación generó el 59 por ciento. Destacan las sosas gastadas (34.5 por ciento), los lodos aceitosos (26.4 por ciento), los residuos sólidos impregnados con hidrocarburos (9.2 por ciento) y los catalizadores gastados (6.6 por ciento). Estos cuatro representan el 77 por ciento de la generación de residuos peligrosos de PEMEX Refinación.

### 3.22. Balance de residuos peligrosos 2012 (Mt)

*El incremento en el inventario final de residuos peligrosos fue del 18.2% con respecto al inventario inicial.*

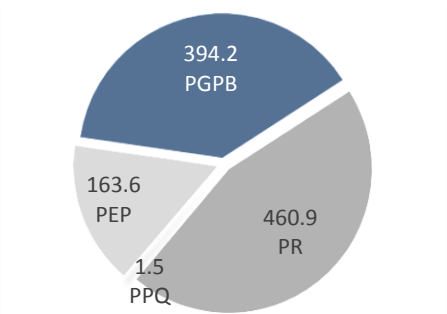


PEMEX Refinación concentra el 45 por ciento de los sitios contaminados, seguido por PGPB con 39 por ciento (incluye el pasivo asignado en Texistepec de 382 hectáreas), PEP con 16 por ciento del

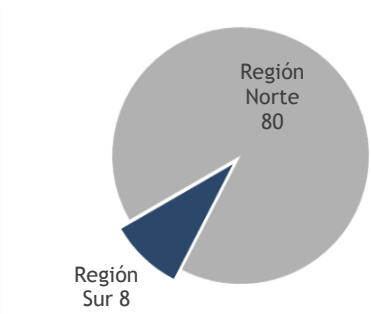


pasivo y PPQ con afectaciones menores al 1 por ciento del total. Todas las presas pertenecen a PEP (88) y se encuentran localizadas principalmente en la Región Norte (80).

3.23. Áreas contaminadas (has)

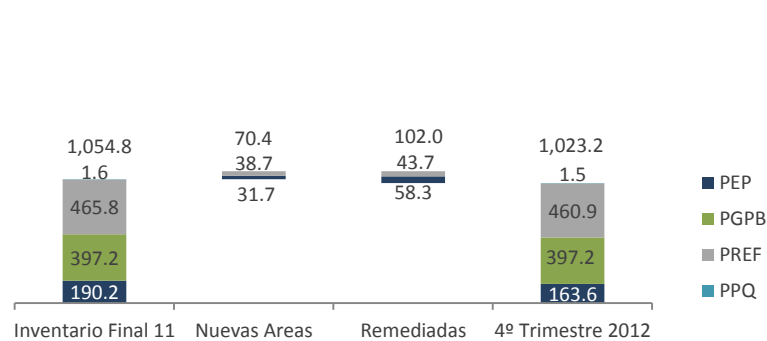


3.24. Presas (número)

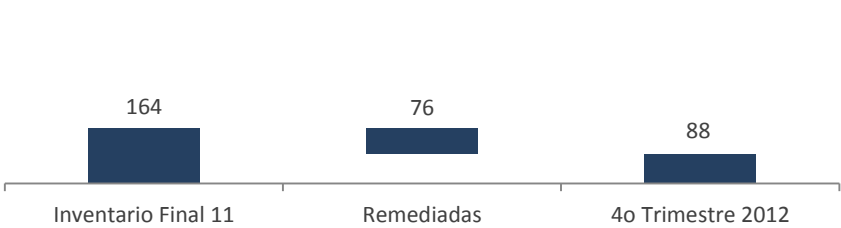


Al cierre de 2012, el inventario de suelos afectados es de 1,023 hectáreas y 88 presas que representan una disminución de 3 por ciento con respecto a las hectáreas afectadas en 2011 y 46 por ciento con relación a las presas contaminadas durante el mismo periodo.

3.25. Áreas contaminadas (has)



3.26. Presas (número)



## Desarrollo sustentable

### Cambio Climático

En los últimos tres años, las emisiones de gases de efecto invernadero de PEMEX han representado cerca del 10 por ciento de las emisiones totales del país, sin embargo, sus metas de reducción alcanzan 20 por ciento de la meta nacional en el Programa Especial de Cambio Climático (PECC).

#### 3.27. Comportamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>

Emisiones de CO <sub>2</sub> (MMt)	Real					Meta PECC
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Emisiones totales	54.82	50.24	45.44	41.46	39.58	
Reducciones totales vs 2008 (año base)		4.58	9.38	13.36	15.15	14.70
Intensidad de emisiones PEMEX, (t/t)	0.1785	0.1655	0.1491	0.1423	0.1320	
PEP (emisiones CO <sub>2</sub> /crudo y gas producido)	0.1375	0.1215	0.0966	0.0821	0.0688	
PR (emisiones CO <sub>2</sub> /crudo procesado)	0.2356	0.2213	0.2261	0.2367	0.2316	
PGPB (emisiones CO <sub>2</sub> /hidrocarburo producido)	0.1374	0.1383	0.1415	0.1295	0.1289	
PPQ (emisiones CO <sub>2</sub> /petroquímicos producidos)	1.0593	1.0447	0.8010	0.8453	1.0734	

*En 2012 se redujeron en 15.15 MMt de emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a 2008, lo que representa el cumplimiento del 153% del compromiso adquirido en el PECC para 2012*

PEMEX concentra esfuerzos para reducir las tres principales fuentes de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que genera su operación. En primer lugar, se busca mejorar los índices de eficiencia energética en los equipos de combustión, estos equipos emitieron en 2012, 34.13 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, lo que representa el 86 por ciento de las emisiones totales.

Alineado al PECC, PEMEX lleva a cabo su Plan de Acción Climática (PAC), con el cual formaliza, implementa y monitorea ejes y líneas de acción en materia de mitigación, adaptación, vulnerabilidad y temas transversales con el objetivo de maximizar el valor de forma sustentable y minimizar la vulnerabilidad de las operaciones e instalaciones frente a los efectos del cambio climático. Dicho plan se encuentra en su fase de implementación a través de tres ejes rectores y ocho líneas de acción.

#### Proyectos de conservación de la biodiversidad y de restauración forestal en áreas de influencia petrolera

Desde hace varios años PEMEX se ha involucrado en el desarrollo de proyectos de conservación de la biodiversidad y de restauración forestal en diversas regiones con influencia petrolera.

Los objetivos de los proyectos son contribuir a la conservación de la biodiversidad, la educación ambiental, el funcionamiento hidrológico, el mejoramiento de los servicios ambientales (como la cosecha de agua o la captura de carbono) y la reducción del impacto en sus instalaciones provocado por los fenómenos meteorológicos extremos.

### 3.28. Principales proyectos de conservación y restauración forestal

*Se ha alcanzado un 28% de cobertura de áreas naturalmente protegidas en las zonas petroleras*

Conservación de la biodiversidad	Restauración forestal
<ul style="list-style-type: none"> <li>Selva Lacandona, Chiapas               <ul style="list-style-type: none"> <li>Montes Azules</li> <li>Marqués de Comillas</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sierra Tamaulipas</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Humedales de Tuxpan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los Tuxtlas, Veracruz</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Humedales de Alvarado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pico de Orizaba, Cofre de Perote y Cañón del Río Blanco, en Veracruz</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Parque ecológico Jaguaroundi, Veracruz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cañón del Usumacinta, Tabasco</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sierra de Otontepec</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pantanos de Centla, Tabasco</li> </ul>

### Principales aportaciones y logros 2012

- Se llevaron a cabo 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 Responsabilidad Corporativa. Se acordó que el GPC continuará evaluando el desempeño de la empresa con base en los temas de interés planteados por el Grupo.
- Durante 2012 la tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> se mantuvo a la baja, presentando una reducción anual de 4.7 por ciento respecto a 2011, originada principalmente por la administración de los volúmenes de hidrocarburos producidos (cierre temporal de pozos con alta relación gas-aceite) y la operación de módulos de inyección de gas al yacimiento en el Activo de Producción Cantarell.

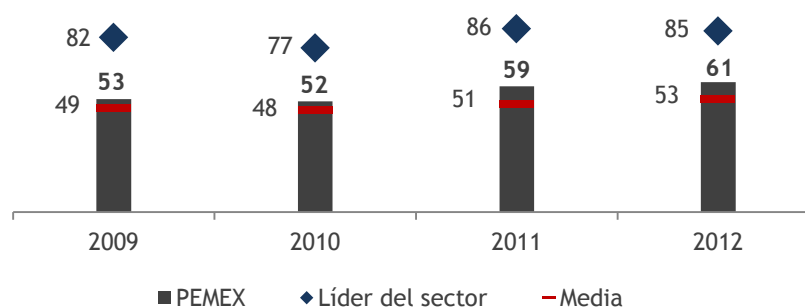
### Planeación Sustentable

El medio ambiente brinda al menos cuatro servicios a la sociedad: (1) forma parte de la función de producción de gran cantidad de bienes económicos, (2) actúa como un receptor de residuos y desechos, (3) proporciona bienes naturales (paisajes, parques, entornos naturales) que son demandados por la sociedad y (4) es un sistema integrado que proporciona los medios para sostener toda clase de vida.

### Desempeño comparativo en términos de los componentes de sustentabilidad de la metodología Sustainable Asset Management (SAM)

Para tener una referencia respecto al desempeño de PEMEX en términos de desarrollo sustentable, durante 2012, el Organismo participó por cuarto año consecutivo de forma voluntaria en el *benchmark* basado en la metodología de SAM que da origen al comparativo del *Dow Jones Global Index*, que distingue al 10 por ciento de las empresas con mejor calificación, en un cuestionario anual elaborado por SAM.

### 3.29. Sustainable Asset Management (%)



En esta evaluación los resultados presentan a PEMEX con una calificación global de 61 puntos en el contexto de la triple línea base (ambiental 55 con media de 41, social 62 con una media de 51 y económica 63 con una media de 61). El promedio del sector está calificado con 53 puntos, y el líder obtuvo una calificación de 85 puntos.

### Responsabilidad Social

Como muestra del compromiso con la transparencia y rendición de cuentas, el Informe de Responsabilidad Social de Petróleos Mexicanos (IRS) obtuvo por sexto año consecutivo la máxima calificación otorgada por la *Global Reporting Initiative (GRI)*: *A+GRI CHECKED*, con base en el suplemento sectorial *Oil and Gas* de *GRI*, con lo cual PEMEX mantiene y consolida su posición de liderazgo en el ámbito empresarial nacional y en el sector petrolero internacional.

*PEMEX cuenta con un valioso antecedente de colaboración en proyectos y acciones orientados al desarrollo social y comunitario de las regiones donde opera*

Asimismo, con el objetivo de mejorar su desempeño en términos de sustentabilidad y reforzar la colaboración con la sociedad civil, PEMEX trabaja, en conjunto con el Grupo de Participación Ciudadana (GPC), en seis temas prioritarios para el grupo y la organización, los cuales forman parte de los criterios SAM:

1. Estrategia de cambio climático.
2. Eco-eficiencia operacional.
3. Estándares para proveedores y contratistas.
4. Código de conducta, corrupción y soborno.
5. Impacto social en comunidades.
6. Compromiso con los grupos de interés.

### Recursos Humanos

En materia de Recursos Humanos y Relaciones Laborales (RHyRL) el gran desafío está en la construcción de una empresa basada en el talento que reúna y mantenga todas las capacidades para competir. Es esencial apoyar el logro de los objetivos planteados en el Plan de Negocios y apuntalar la transformación cultural a través de las personas, para ello, RHyRL continúa trabajando en la ejecución de sus cuatro líneas prioritarias, con las que busca orientar acciones para atender los requerimientos estratégicos del negocio y los derivados de la relación obrero-patronal.

#### 1.- Desarrollar el capital humano

##### Gestión del Talento

- Con el propósito de facilitar la toma de decisiones, se puso en operación el Directorio de Talento de trabajadores de confianza, el cual contiene información personal y académica del 95 por ciento del personal. Además, se modificaron los procedimientos para la cobertura de vacantes y promociones, evaluación del desempeño, otorgamiento de becas y de préstamos administrativos, en los cuales se establece como requisito la actualización del mismo.
- Se puso en operación, inicialmente para puestos clave, el programa de identificación de remplazos por retiros inminentes que busca cuadros de remplazo calificados y de alto potencial para el personal de confianza en condiciones de jubilación. En 2012 se identificaron a 5,403 trabajadores en puestos clave, de los cuales 530 alcanzaron las condiciones de jubilación y se identificaron posibles remplazos para 479 casos. (90 por ciento)

*Las acciones de RH y RL se orientan a través de cuatro líneas prioritarias para atender los requerimientos estratégicos del negocio*

## Desarrollo de ejecutivos y mandos medios

- Se implantaron programas de desarrollo de ejecutivos y mandos medios

## Reclutamiento y Selección

- En PEP, PR y PGPB se puso en operación el programa de reclutamiento y selección que tiene por objeto atraer a los mejores estudiantes, seleccionar a los candidatos idóneos, prepararlos en cursos de formación de nuevos talentos y contratar a los mejores; para lo cual se llevaron a cabo pláticas con diversas universidades (IPN, UNAM, Olmeca, UANL, UAM, ITAM e ITESM):
- Para promover la participación, la sana competencia y transparencia en los procesos de promoción de los trabajadores, en 2012 se implantó la publicación de vacantes de confianza en el Corporativo, en una primera etapa para niveles 39 y 41, así mismo los Directores de PEP, PGPB y PR firmaron acuerdos de publicación de vacantes para impulsar esta iniciativa.

## Desarrollo de competencias del personal

- En 2012 se invirtieron 913 millones de pesos en capacitación; lo que significó un incremento del 17.2 por ciento respecto al año anterior.
- Se impartieron 13,533 cursos para 177,840 asistentes, de los cuales 4,819 se basaron en los planes de carrera (Esquemas Modulares) con la participación de 53,437 trabajadores sindicalizados. En promedio se impartieron 58.8 horas de capacitación anual por trabajador, cifra que contrasta con las 32 horas que reporta la *American Society for Training and Development (ASTD)* para las empresas líderes.
- Se aplicaron 15,612 evaluaciones diagnósticas con base en los planes de carrera bajo esquemas modulares para personal sindicalizado y así identificar las brechas de desarrollo de cada trabajador con relación a su puesto o al que podría aspirar de acuerdo con el escalafón.

*El constante cambio en la tecnología y la rapidez con la que se presenta, aunado a la complejidad de las tareas de los procesos productivos actuales; requieren de trabajadores con alta especialización en un menor tiempo*

## Planes de Carrera, Retiro y Sucesión

- Arrancó el proyecto de Planes de Carrera que establece la curricula de conocimientos y competencias que se deben cubrir para aspirar a algún puesto. En 2012 se elaboraron los Planes de Carrera para 15 especialidades: producción de refinados, petroquímicos y gas (1), fuerza y servicios principales (1), comercialización (1), recibo (1), reparto (1), almacenamiento y distribución (1), operación de sistemas de transporte por ducto (1), mantenimiento (4), seguridad, salud y protección ambiental (3) y recursos humanos y relaciones laborales (1).

## Administración del Conocimiento

- Inició la primera etapa de la Universidad PEMEX, que es un medio para desarrollar las habilidades y conocimientos de los trabajadores mediante soluciones de aprendizaje acelerado para incrementar el valor del negocio y de las personas.
- Se construyeron los modelos de gobernabilidad, el educativo y el de administración académica, que definen los roles y políticas generales, la forma de desarrollar las competencias con un enfoque práctico y las reglas de funcionamiento de la Universidad.

## 2.- Transformar la cultura organizacional

## Cultura centrada en resultados



- Se aplicó la encuesta 2012 de Clima y Cultura Organizacional de la Administración Pública Federal, donde se tuvo una calificación de 80.2 puntos sobre 100, 1.3 puntos arriba de los resultados de 2011. Asimismo, superó por 0.2 décimas el promedio general de la Administración Pública Federal.
- Se constituyó el Comité de Ética de PEMEX, como el órgano de consulta y asesoría especializada, para coadyuvar en la emisión, aplicación y cumplimiento del Código de Conducta.
- Se actualizó y difundió el Código de Conducta y se capacitó a 5,513 trabajadores de confianza a través del curso *e-learning* “Filosofía Institucional y Código de Conducta”.

#### Liderazgo Transformador

Para apoyar la transformación cultural se implementaron programas para modificar y mejorar los comportamientos y estilos de liderazgo del personal:

- Se capacitaron 4,625 trabajadores de confianza mediante el curso *e-learning* “Desempeño Superior”.
- Por otro lado, para fortalecer el desarrollo personal de los trabajadores y las habilidades para trabajar como equipo y ejercer un buen liderazgo, se impartieron 632 cursos con la participación de 11,061 trabajadores de confianza y sindicalizados. Este programa fue reconocido por el Gobierno Federal como Mejor Práctica de Recursos Humanos en el Sector Público.
- Reforzamiento del estilo personal de liderazgo con la impartición de los talleres de Efectividad Gerencial.

#### Soporte a la gestión del Modelo SSPA

- Con la participación de especialistas de los Organismos Subsidiarios y de seguridad industrial y de salud ocupacional, se desarrolló el nuevo procedimiento para la “Calificación de los Accidentes de Trabajo”, a fin de mejorar el análisis de las causas raíz, promover el cumplimiento de acciones de mejora y prevenir la ocurrencia de accidentes. Este procedimiento se aplicó en fase piloto de septiembre a diciembre de 2012 para 8 centros de trabajo.

#### Evaluación del Desempeño Individual

- La Evaluación del Desempeño busca coadyuvar al logro de los resultados del negocio y mejorar el desempeño individual como uno de los elementos para transformar la cultura organizacional. En 2012 se alinearon los objetivos individuales a las metas del negocio y se implantó la plataforma tecnológica e-SIADI para llevar a cabo el proceso de administración del desempeño individual a nivel institucional para el personal de confianza nivel 30 y superior.
- En la revisión final de 2012 se alcanzó la participación de 21,894 <sup>2</sup>trabajadores de 23,600 totales (93 por ciento), de los cuales el 51.6 por ciento obtuvieron una calificación mayor al promedio. Estos resultados sirven como base para el otorgamiento de estímulos y reconocimientos dentro de PEMEX.

---

*El reforzar las habilidades de liderazgo así como poner en operación esquemas de compensación diferenciada, en línea con la responsabilidad y atribuciones de cada posición laboral, son temas clave para el cambio en la cultura organizacional*

---

<sup>2</sup> Fuente: SIADI; Cifras al 28 diciembre del 2012.

#### Compensación Variable basada en el Desempeño

- El Consejo de Administración aprobó la propuesta del nuevo tabulador de mando en PEMEX el cual resuelve los traslapes originados por los incrementos salariales.
- Se llevó a cabo el estudio de mejores prácticas, *Benchmark*, para el pago de la compensación variable basada en el desempeño, se presentó al Comité de Remuneraciones y se aprobaron las métricas y la reglamentación del modelo. Así, el Consejo de Administración autorizó el pago de la compensación variable basada en el desempeño para personal de mando (Niveles del 44 al 48). Dicho pago se realizará con ahorros generados en el presupuesto autorizado en el rubro de servicios personales, por lo que no representa una erogación adicional.
- Se pagó la Compensación Variable para personal de confianza de nivel 41 e inferior, con base en los resultados obtenidos en las evaluaciones de desempeño individuales. Este pago no representa erogación adicional en el rubro de servicios personales.

#### Sistema Institucional de Consecuencias

- Con el propósito de otorgar beneficios y reconocimientos a los trabajadores que contribuyan en mayor medida con los resultados del negocio y desincentivar a los que tengan un menor desempeño, se desarrolló el Sistema Institucional de Consecuencias.
- Como parte de dicho sistema y con el propósito de estandarizar el otorgamiento de los actuales y nuevos reconocimientos no monetarios, tales como “Reconocimiento de Antigüedad”, “Empleado del Mes”, se elaboraron los criterios generales para su aplicación.

### 3.- Incrementar la productividad laboral

#### Desarrollo de la agenda laboral

- Desde 2010 se cuenta con una agenda laboral que contiene los asuntos estratégicos del negocio a petición de los Directores Corporativos, de los Organismos Subsidiarios y el propio Director General, además de los temas que plantea el STPRM.

#### Operación de las Comisiones Nacionales Mixtas

- Con el propósito de mejorar la productividad en la institución y orientar las acciones y acuerdos con el STPRM, se plantea que el vehículo para su cumplimiento sean las Comisiones Nacionales Mixtas con la participación de los representantes sindicales.

#### Reacomodo de personal sin materia de trabajo

- A fin de mejorar la productividad y aprovechar al personal sindicalizado que se encuentra sin materia de trabajo, hasta diciembre del 2012 se han reacomodado a 1,365 trabajadores de las 2,731 plazas totales.

#### Redimensionamiento de Plantilla Sindical

- La dinámica de la institución con frecuencia requiere abrir nuevas áreas o centros de trabajo que demandan un incremento en plazas y trabajadores; adicionalmente en otras áreas de la institución se contratan a compañías para realizar trabajos con personal externo con lo que se evita el crecimiento en plazas y trabajadores de la institución. Por este motivo, durante 2012 se reubicaron 1,879 trabajadores como parte del programa de redimensionamiento de la plantilla sindical. Dichos trabajadores, sumados a los 1,365 sin materia de trabajo, hacen un total de 3,244 trabajadores reacomodados, con lo que se

*3,244 trabajadores fueron reacomodados en 2012, incluyendo trabajadores sin materia de trabajo y redimensionamiento de la plantilla sindical*

contuvo el crecimiento en plazas y trabajadores para las nuevas áreas o centros de trabajo y adicionalmente se redujeron los contratos a compañías externas al asignar los trabajos al personal de PEMEX.

- Con estas dos acciones, entre otras inscritas en el acuerdo de Productividad Laboral firmado con el STPRM durante la revisión contractual de julio de 2011, se obtuvieron ahorros superiores a los 1,000 millones de pesos anuales.
- Concluyó satisfactoriamente la revisión salarial conjuntamente con el STPRM y se firmó un nuevo acuerdo de productividad para obtener ahorros por 2,000 millones de pesos para el período de agosto 2012 a Julio 2013.

#### Reorganización Institucional

- Conforme a los acuerdos de los Consejos de Administración, se llevó a cabo el diseño y aplicación de las estructuras de organización, entre las cuales destaca la reorganización de PEP y la integración de las áreas de Tecnologías de Información a la Dirección Corporativa de Tecnologías de Información y Procesos de Negocio.

#### Control de Plazas y Mano de Obra

- Se redujo de 18.1 por ciento a 16.2 por ciento los costos de mano de obra de los procesos de soporte (Administración, Finanzas, RH, Suministros y TI) que equivale a un monto aproximado a los 1, 800 millones de pesos.

#### Reglamentos de Labores y Perfiles de Puestos

- Concluyó el proceso de actualización y protocolización de los 784 Reglamentos de Labores.
- Se simplificaron los puestos de confianza y se desarrolló un nuevo catálogo institucional que alinea las funciones y responsabilidades de los puestos con los procesos.

#### 4.- Implantar el nuevo modelo de operación de recursos humanos y relaciones laborales

##### Implantación de la estructura de RH y RL

- Como parte del nuevo modelo de operación de RH y RL, se establecieron roles estratégicos, tácticos y operativos para atender oportunamente los requerimientos estratégicos, mejorar el servicio que se otorga a los trabajadores y contar con un solo canal de atención para los funcionarios sindicales, Asimismo, se aplicó la micro estructura de RHyRL a nivel regional y se concluirá a nivel central en el 2013.
- Se realizó una evaluación de los servicios de recursos humanos que se proporcionan a las áreas con la participación del 67 por ciento de los funcionarios, alcanzando como resultado general que un 84 por ciento considera que los servicios de RH son regulares, buenos o excelentes.

*Esfuerzos importantes  
en la implantación del  
modelo de operación  
de RHy RL*

##### Inteligencia del negocio

- Para contar con información oportuna para facilitar la toma de decisiones, se construyó un tablero de control para la Dirección Corporativa de Administración en los temas de plazas y mano de obra.

##### Solución Institucional de RH y Nómina (SIRHN)

A finales de 2010 existían múltiples sistemas de nómina y transaccionales de recursos humanos, motivo por el cual se estableció como meta contar con un sistema único institucional de recursos

humanos y nómina; por ello, en enero de 2011 se puso en operación el SIRHN en el Corporativo y en PGPB. Sin embargo, la solución de SAP presentó problemas operativos por lo que a partir del 2012 fue necesario realizar las siguientes acciones:

- Conjuntamente con los consultores de Deloitte y SAP de México, se elaboraron propuestas para resolver los problemas de vinculación financiera con la nómina.
- Se diseñó el Prototipo con la Funcionalidad Crítica necesaria para disminuir riesgos en la implantación del Sistema de Recursos Humanos y Nómina (SIRHN) y se definió la estrategia de migración de datos.

#### Automatización de Trámites y Servicios

- Se restableció la funcionalidad de los trámites y servicios automatizados de Recursos Humanos, contando a la fecha con 26 trámites y servicios de un total de 80 identificados.

## Programa Estratégico Tecnológico

En 2012 Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo trabajaron de manera conjunta para actualizar el Programa Estratégico Tecnológico (PET) de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios. Lo anterior buscando mejorar la alineación estratégica de los procesos de planeación de PEMEX y el IMP mediante la identificación de las necesidades tecnológicas derivadas del Plan de Negocios de PEMEX.

En este ejercicio se actualizaron las áreas tecnológicas estratégicas para cada Organismo Subsidiario quedando como siguen:

#### Exploración

1. Diseño de adquisición y procesamiento de sísmica 3D enfocada a la caracterización y desarrollo de campos.
2. Física de rocas.
3. Interpretación estructural compleja.
4. Modelado del sistema petrolero.
5. Caracterización de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.
6. Monitoreo sísmico 4D de yacimientos.
7. Exploración de recursos no convencionales.
8. Métodos potenciales.

#### Producción

1. Sistemas submarinos de producción con instalaciones de procesamiento.
2. Sistemas flotantes de producción en instalaciones de procesamiento.
3. Ductos, risers de producción y umbilicales.
4. Recuperación secundaria y mejorada en yacimientos fracturados.
5. Caracterización y modelado estático y dinámico en yacimientos naturalmente fracturados.
6. Caracterización y modelado estático y dinámico en yacimientos areno-arcillosos.
7. Mejoramiento de la imagen del subsuelo para propósitos de explotación.
8. Recuperación secundaria y mejorada de yacimientos areno arcillosos.
9. Perforación y terminación de pozos horizontales, multilaterales y alcance extendido.
10. Perforación y terminación en formaciones altamente depresionadas y/o fracturadas.

*Se ha avanzado en la implementación del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos mediante la actualización del PET.*

11. Perforación y terminación en campos HPHT/LPHT.
12. Perforación y terminación en aguas profundas.
13. Productividad de pozos.
14. Instalaciones superficiales de producción.

#### Refinación

1. Confiabilidad operativa.
2. Producción de gasolinas y destilados intermedios.
3. Conversión de residuales.
4. Descuellamiento y optimización de las instalaciones.
5. Acondicionamiento de materia prima.
6. Uso eficiente de energía.
7. Integración ambiental.
8. Seguridad y salud ocupacional.
9. Logística de almacenamiento, transporte y distribución.

#### Gas y Petroquímica Básica.

1. Recuperación y fraccionamiento de licuables.
2. Acondicionamiento, endulzamiento y recuperación de azufre.
3. Eficiencia energética.
4. Seguridad y riesgo.
5. Ductos.
6. Almacenamiento.
7. Conservación del medio ambiente.
8. Desarrollo de nuevos productos y servicios.

#### Petroquímica

1. Tecnologías para el suministro competitivo de etileno para las plantas de la cadena.
2. Tecnologías para la producción de amoníaco.
3. Tecnologías para la producción de polietileno lineal baja densidad.
4. Tecnologías para la producción de polietileno Baja Densidad.
5. Tecnologías para la producción de polietileno de Alta Densidad.
6. Tecnologías para la producción de óxido de etileno.
7. Valuación y tecnología ambiental.
8. Tecnologías para la producción de aromáticos.
9. Tecnologías para servicios auxiliares.

Como resultado de los talleres de integración del Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027, se identificaron las necesidades tecnológicas de los Organismos Subsidiarios y los expertos de PEMEX estimaron el mecanismo de atención de las mismas, como se muestra en la tabla:



### 3.30. Necesidades tecnológicas identificadas y sus mecanismos de atención <sup>1/</sup>

Organismos Subsidiarios	Adquisición	Asimilación	Desarrollo Tecnológico	Servicio Tecnológico	Total de necesidades
Exploración	50%	18%	24%	8%	67
Explotación	9%	11%	61%	19%	247
Refinación	23%	7%	16%	54%	256
Gas y Petroquímica Básica	6%	31%	9%	55%	139
Petroquímica	18%	1%	44%	36%	136

1/ Si se consideran las necesidades tecnológicas de transporte y distribución, auditoría, seguridad industrial y protección ambiental de PEP, así como, las necesidades tecnológicas identificadas a largo plazo (mayor a 15 años), el total de necesidades asciende de 845 a 1,017 necesidades.

El Programa Estratégico Tecnológico 2013-2027 se aprobó por el Consejo de Administración en Noviembre de 2012, a partir de ese momento se ha trabajado en la implantación del segundo subproceso del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos, que es el de Identificación de Alternativas Tecnológicas para el que se ha desarrollado una estrategia que consta de cuatro etapas:

1. Enfoque a temas prioritarios
2. Identificación de alternativas tecnológicas
3. Mapeo tecnológico y de ruta tecnológica
4. Elaboración de bases para proyectos tecnológicos

Esta estrategia se dirigió inicialmente a PEP obteniendo los siguientes avances:

- Identificación de las alternativas tecnológicas para atender las necesidades tecnológicas de cuatro proyectos seleccionados de exploración y cuatro de explotación.
- Elaboración de mapas tecnológicos y de ruta para una selección de proyectos prioritarios:
  - Exploración: Golfo de México B, Área de Perdido, Campeche Oriente y Comalcalco
  - Explotación: Ku-Maloob-Zaap, ATG, Crudo Ligero Marino, Delta del Grijalva
- Elaboración de un manual y lineamientos para la integración de los mapas de ruta en PEP para que los activos apliquen la metodología en el resto de sus proyectos prioritarios

## Suministros y desarrollo de proveedores

### Suministros

La implementación del modelo de negocios único integral de suministros registró un avance del 33 por ciento por debajo de la meta esperada de 40 por ciento. Se redefinió la Iniciativa PLUS (Plataforma Única de Suministros) integrada por proyectos y líneas de acción enfocadas a la instrumentación y operación del Modelo de Negocio Único Integral de Suministro (MNUIS). A continuación se presentan los principales avances 2012:

#### Marco Normativo:

- Autorización y publicación en el Diario Oficial de la Federación de las Políticas, Bases y Lineamientos en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios para Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (POBALINES).

*Ahorro anual  
estimado en  
Contratos  
Preparatorios  
Nacionales y  
Marco vigentes y  
en operación en  
2012: 468.4 MM\$*

- Elaboración de proyecto de mejora al marco normativo de las Disposiciones Administrativas de Contratación (DAC), que Integra propuestas relativas a aspectos del negocio.
- Atención del Programa Nacional de Rendición de Cuentas, Transparencia y Combate a la Corrupción, contando con el detalle del Índice de Percepción de Transparencia 2012.

#### **Proceso y Tecnología:**

- En el proyecto de Implementación de la Solución de Negocio para el Subproceso de Suministros a nivel Institucional, de las V fases por desarrollar, la Fase I: Planeación y Preparación del Proyecto, está concluida y la Fase II: Diseño, dispone de cinco entregables concluidos de los seis correspondientes a esta fase (está pendiente el entregable “Análisis de Brechas”).
- Derivado de la vinculación natural del proyecto de Suministros con el de Finanzas, en lo relativo a definiciones de integración y sincronización de algunas actividades comunes en los planes de implementación de ambos proyectos y ante la falta de éstas, el contrato fue suspendido desde el 9 de noviembre de 2012; sin embargo se continuaron actividades de negocio con personal de PEMEX.
- Se estima la implementación hacia septiembre de 2014 con el requisito previo de definiciones acordadas y planes de implementación armonizados.

#### **Datos Maestros:**

- **Proveedores:** Se concluyó el piloto de Evaluación Comercial y de Riesgo con resultados de 1,251 reportes, se vincularon dichos resultados al histórico de contrataciones como inicio del Registro de Proveedores y Contratistas establecido en el artículo 47 de las DAC. Se rediseño el Directorio Institucional de Proveedores y Contratistas (DIPC) a fin de garantizar la confidencialidad como opción del proveedor desde su auto-registro. Se concluyó la participación en el diseño de los temas del registro maestro y de la evaluación externa de proveedores, así como en la definición de los roles organizacionales en la materia.
- **Bienes:** Formalización del contrato de los servicios para la “Depuración, Homologación y Estandarización de Datos Maestros de Materiales a nivel Institucional de 800,000 registros provenientes de los Sistemas Transaccionales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios” con la empresa Intellego S.C. Se inició la integración con la Gerencia de Normalización a fin de establecer el alineamiento integral de las especificaciones a las normas, los productos y los proveedores.
- **Servicios:** Se está diseñando el modelo para la operación de datos maestros de servicios.

#### **Suministro Estratégico:**

- Operación de 18 Contratos Preparatorios Nacionales, de los cuales 8 se formalizaron durante 2012. Se encuentran en concertación seis contratos preparatorios y 24 en análisis de factibilidad.
- Formalización del Contrato Marco para suministro de ropa de trabajo. Ahorros totales estimados para 2012 con los precios obtenidos en las subastas: precio unitario más bajo (contrataciones vigentes o estudios de mercado) 250.8 millones de pesos (45.2 por ciento).
- Formalización del Contrato Marco para suministro de Calzado de Protección. Ahorros totales estimados anuales con los precios obtenidos en las subastas: precio unitario más bajo (contrataciones vigentes o estudios de mercado) 50.7 millones de pesos (34 por ciento).
- Planeación y ejecución de iniciativas vinculadas al rubro de Agregación de Demanda, con ahorro estimado anual de 154.7 millones de pesos.

**Gobernabilidad:**

- Premisas Estratégicas: Se revisaron y actualizaron las premisas y del modelo operacional, en conjunto con actores clave del Proceso de Suministros de PEMEX, Organismos Subsidiarios y PMI. Modelo Organizacional: Se llevó a cabo el diagnóstico de la situación actual y el entendimiento de los requerimientos derivados de los proyectos de la Iniciativa PLUS. Modelo de Competencias: Se inició la identificación de las competencias actuales. Modelo Coordinación: Se llevó a cabo la definición del mapa de interacciones entre las distintas áreas internas y externas que intervienen en la gestión del MNUIS. Modelo de Evaluación: Interrelaciones con los demás proyectos de la Iniciativa PLUS y con los Organismos Subsidiarios, para la definición de reportes e indicadores clave de desempeño, descripción detallada del diseño, métodos de medición y cálculo, así como mecanismos para su funcionamiento, con roles, responsabilidades y reglas asociadas. Gestión del Cambio: Se definió la estructura, objetivo y reglas de operación de la Oficina Central de Gestión del Cambio, así como los lineamientos en la materia para los demás proyectos de la Iniciativa PLUS, asimismo se definió la estrategia para promover la instrumentación de los elementos de conducción central, análisis de impacto de los proyectos, sus interrelaciones y dependencias.
- Desarrollo de objetos de aprendizaje virtual.- Se formalizó un contrato con Sistemas CBT, S.A. de C.V.
- CON-Suministros.- Se realizaron las definiciones de mejora a las DAC, se desarrollaron 17 directrices institucionales para facilitar la aplicación del REC. Se elaboró una propuesta de mejora a los Estatutos Orgánicos de los Organismos Subsidiarios. Se impartió la formación de “Promotor de cambio e instructor interno” a un grupo de especialistas.
- Otros.- Se liberó el Portal del Proceso de Suministros (eSUM). Desde la Subdirección de Suministros se coordinaron diversos foros institucionales. Se impulsa en los Organismos Subsidiarios y el Corporativo, el uso de la herramienta denominada SICOLI Sistema de Comités en Línea. Entró en funcionamiento la “Nueva Versión” del SIES en PEMEX Corporativo y sus Organismos Subsidiarios, así como la implementación y automatización en productivo del esquema de “Cargas delta” y “Cadenas de proceso” para PEMEX Corporativo, PEMEX Exploración y Producción, y PEMEX Gas y Petroquímica Básica
- La Subdirección de Suministros coordinó diversos foros institucionales: Sub-cuerpo de Gobierno para la Mejora Institucional del Subproceso de Suministros de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios; Comisión Consultiva Mixta de Abastecimiento; Comité de Reservas de los Tratados de Libre Comercio; Comité de Consolidación y Macro Función de Transparencia de Adquisiciones.

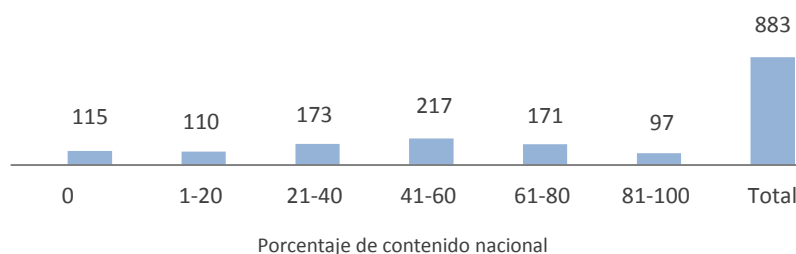
**Desarrollo de proveedores y contenido nacional**

Con el propósito de incrementar el contenido nacional en las contrataciones de PEMEX, en 2012 se utilizaron tres estrategias preponderantes: la solicitud de mínimos de contenido nacional en contratos de obra pública, el despliegue de una estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas, y la definición de estrategias de contratación a largo plazo.

En 2012 se solicitó contenido nacional en 87 por ciento de las licitaciones de obra pública que llevó a cabo PEMEX, mientras que en 2011 la cifra fue de 73 por ciento. Dicho incremento obedeció al esfuerzo de PEMEX por aumentar los mínimos de contenido nacional en las licitaciones.

**3.31. Número de licitaciones, 2012**

En 2012, 87% de las licitaciones de obra solicitaron mínimos de contenido nacional



Se actualizó el Pronóstico de Demanda de Bienes y Servicios para el periodo 2012-2016, que contiene la estimación de los bienes y servicios que PEMEX adquirirá directamente a través de contratos de adquisiciones y de servicios, así como para proyectos de inversión, que se comprarán a través de terceros mediante contratos de obra pública. Este pronóstico permite a los proveedores y contratistas realizar una planeación a mediano plazo con base en las necesidades de PEMEX.

A diciembre de 2012, se registraron 5,871 usuarios en el Sistema de Pronóstico de Demanda, 11,847 accesos, 7,932 descargas de información de demandas consolidadas, 36,450 consultas de información detallada de un bien o servicio y 17,314 descargas de información detallada de un bien o servicio.

**Desarrollo de proyectos**

- Durante el ejercicio de 2012, 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 comenzaron los trabajos para emitir la cuarta versión del Manual del SIDP. Dicha versión se encuentra actualmente en desarrollo y se enviará como propuesta para autorización por parte del Grupo de Liderazgo del SIDP durante 2013.
- Como parte del proceso de implantación del SIDP, actualmente se cuenta con la propuesta del Manual para la incorporación de proyectos de mantenimiento capitalizable (procesos, listados de entregables y anexos metodológicos), dicha propuesta se encuentra en proceso de autorización por parte del Grupo de Liderazgo del SIDP.
- Además se han desarrollado los elementos para incorporar la metodología para el desarrollo de los proyectos de seguridad, salud y protección ambiental en el Manual del SIDP, dichos elementos se emitirán con la cuarta versión de dicho sistema durante 2013.
- Durante el segundo semestre de 2012, se ejecutó un contrato con la empresa *Independent Project Analysis* con el fin de llevar a cabo un *benchmarking* de la operación del SIDP referenciado a las mejores prácticas internacionales para proyectos industriales, los resultados fueron emitidos en el reporte final denominado *PEMEX downstream Project delivery process evaluation*. Asimismo, las recomendaciones emanadas de dicho reporte se encuentran en proceso de integración y se mostrarán en la cuarta versión del SIDP durante 2013.
- Durante el ejercicio 2012, se encuentran en desarrollo de alguna de sus etapas FEL, dentro del marco de desarrollo de la metodología establecida en el SIDP, respectivo a la fase de diseño y acreditación:
- Durante el ejercicio 2012, un proyecto de PEMEX Gas y Petroquímica básica ha acreditado la etapa FEL I, uno ha acreditado la fase FEL II y uno ha acreditado la fase FEL III; respecto a PEMEX Refinación, un proyecto ha acreditado la etapa FEL III. Siendo los siguientes:

## Gestión por procesos

En materia del Sistema de Gestión por Procesos se han logrado avances mediante la contratación e inicio de la implantación de las iniciativas de Finanzas, Suministros y Seguridad Salud y Protección Ambiental (SSPA). Con lo cual se busca contar con procesos optimizados y soluciones estandarizadas en una plataforma tecnológica única.

En el avance en la implementación de las iniciativas, durante 2012 se alcanzó lo siguiente:

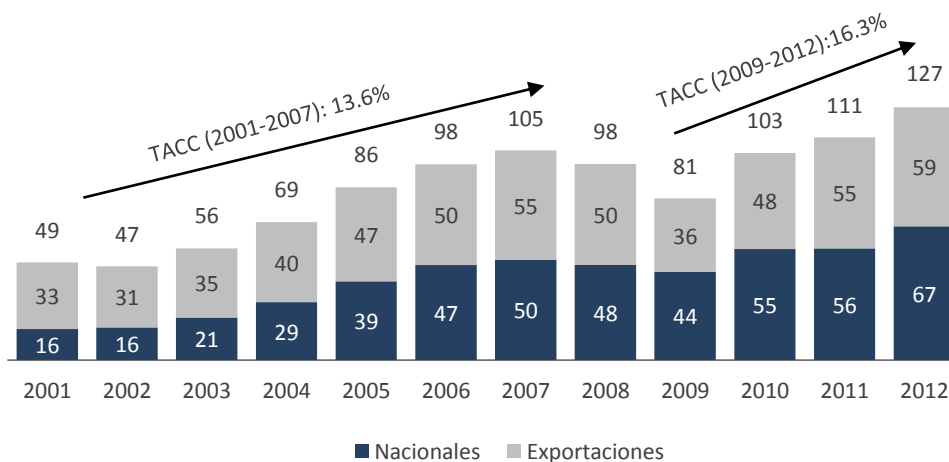
- Finanzas: Se obtuvieron los planes de negocio de la solución que servirán de base para la fase de realización (configuración y desarrollo).
- Solución Institucional de Recursos Humanos y Nómina (SIRHN): Se trabajó en la estrategia y plan de acción para el rediseño de la solución.
- Suministros: Se concluyó el diseño del subproceso homologado a nivel institucional y dio inicio la fase de realización.
- SSPA (ASP): En marzo de 2012 dio inicio el proyecto para la implementación de la solución. Se entregó para aprobación los planos de negocio.
- En julio de 2012 se determinó implementar una iniciativa denominada Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial (MPP) para la configuración básica de los procesos de Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial en la plataforma tecnológica única que permita la salida en productivo de las iniciativas de Finanzas y Suministros. En diciembre de 2012 concluyó la fase de preparación.

## Resultados financieros e inversión

Los resultados financieros corresponden a los reportes financieros dictaminados.

**3.32. Ingresos por ventas totales (MMMUS\$ corrientes)**

Durante 2012 el precio de la mezcla mexicana de exportación promedió 101.86 US\$/b



### Ventas

En 2012 las ventas netas consolidadas de PEMEX ascendieron a 126.6 miles de millones de dólares, lo que significó un incremento de 14.1 por ciento respecto al 2011, debido principalmente a la estabilidad en la producción de crudo, los precios internacionales de hidrocarburos, así como a los incrementos registrados en el volumen y precios de ventas de productos en México. Así, PEMEX ha mantenido un ritmo promedio anual de crecimiento mayor al 16 por ciento en los últimos cuatro años, y un nivel record en ingresos por ventas en el 2012.

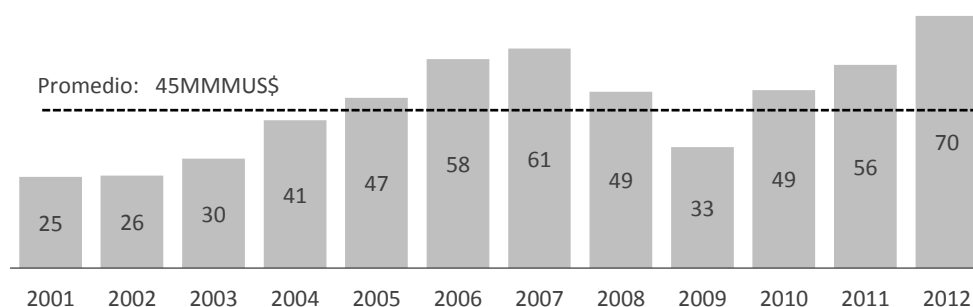
Las ventas nacionales, que representan más del 50 por ciento de las ventas totales, aumentaron 19.6

por ciento durante el 2012, como consecuencia del incremento en los precios de las gasolinas y el diesel.

### Costo de ventas

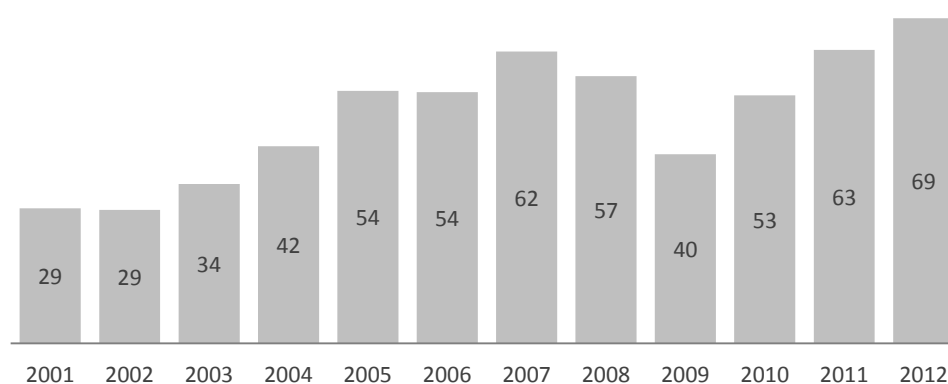
Por su parte, el costo de ventas registró un incremento de 15 por ciento, al pasar de 56 a 64 miles de millones de dólares, lo cual es el resultado de diversos efectos tales como un aumento de 13 por ciento en compra de productos para reventa como resultado del incremento en precios de hidrocarburos y sus derivados, y un incremento de 55 por ciento en depreciación y amortización, entre otros.

### 3.33. Rendimiento antes de impuestos y derechos (MMMUS\$ corrientes)



En 2012 el rendimiento antes de impuestos y derechos se incrementó 24 por ciento en comparación con el monto registrado en el 2011, para ubicarse en 69.6 miles de millones de dólares. Considerando la cifra anterior, este rubro ha mostrado un crecimiento constante a partir de 2009.

### 3.34. Impuestos y derechos pagados (MMMUS\$ corrientes)



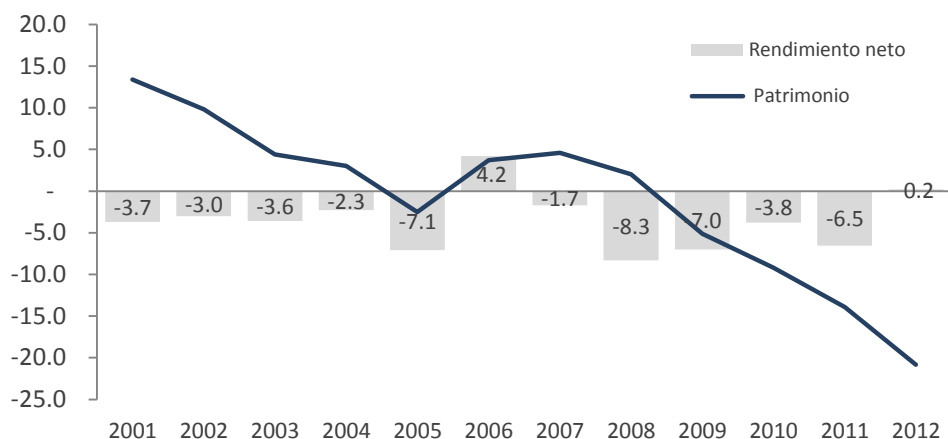
*Los impuestos y derechos registraron un crecimiento en 2012, como consecuencia del incremento en el valor de la producción*

Con relación a los impuestos y derechos, durante 2012 PEMEX registró un nuevo máximo histórico de 69.4 miles de millones de dólares, superando por 6.8 miles de millones de dólares las contribuciones realizadas durante 2011. El monto anterior representó el 54.8 por ciento de las ventas y el 99.9 por ciento de la utilidad de operación. Este aumento se debe principalmente al incremento marginal de 0.76 por ciento en el precio de la mezcla mexicana de exportación.

Cabe destacar que respecto al pago anual que realiza PEMEX, relacionado con el derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía, éste representa la oportunidad para impulsar la asimilación, el desarrollo de tecnología y la formación de los recursos humanos especializados que PEMEX requiere para soportar sus metas en el mediano y largo plazos.



### 3.35. Rendimiento neto<sup>1/</sup> y patrimonio de PEMEX (MMMUS\$ corrientes)



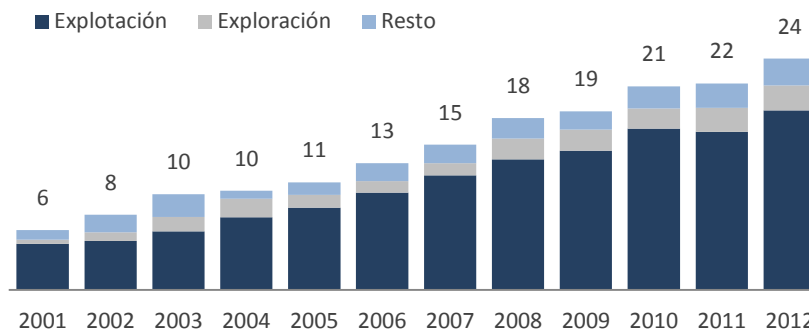
1/ Incluye efecto de adopción inicial por nuevos principios contables.

En 2012 el rendimiento neto se ubicó en 0.2 miles de millones de dólares. Lo anterior contrasta con la pérdida neta obtenida en el 2011 de 6.5 miles de millones de dólares y representa una mejora en este rubro, respecto los niveles registrados en su historia reciente, ya que desde 2007 y hasta el 2011 PEMEX había registrado niveles negativos en su utilidad neta. Entre los factores que impulsaron ese resultado destacan los mayores ingresos por ventas en el país, un incremento en otros ingresos neto y una variación positiva en el resultado integral de financiamiento.

Por su parte, en 2012 PEMEX registró un patrimonio negativo y con una tendencia a la baja desde el 2007; el resultado consolidado en este rubro fue de 20.8 miles de millones de dólares negativos.

En 2012 el rendimiento neto vuelve a mostrar resultados positivos, en contraste con los resultados a la baja del patrimonio

### 3.36. Inversión<sup>1/</sup> (MMMUS\$ corrientes)



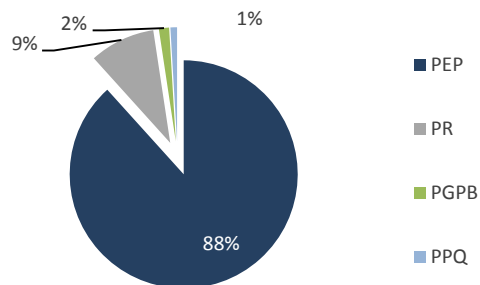
1/ Inversión física. Exploración: Reporte SEC (hasta el 2009). Para 2012, tipo de cambio promedio anual 2012 12.90 \$/US\$.

En los últimos años PEMEX ha elevado consistentemente el nivel de sus inversiones de capital lo que ha redundado en importantes beneficios. En materia de exploración y explotación PEMEX ha logrado

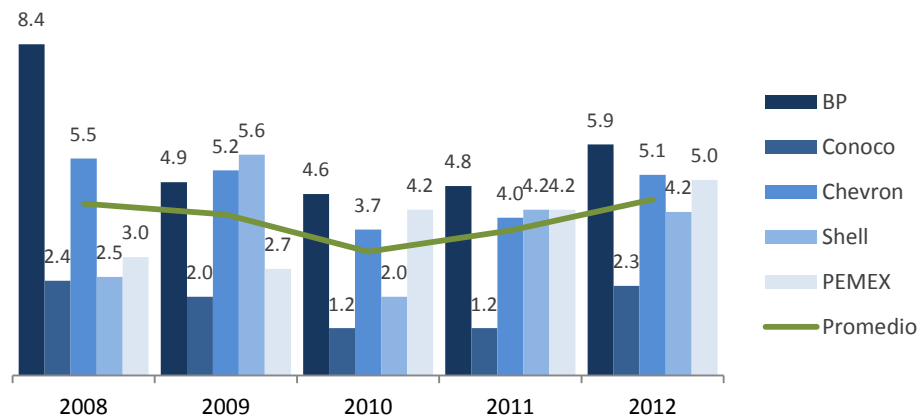
*En la última década PEMEX ha elevado de forma considerable el monto de sus recursos ejercidos.*

estabilizar la producción de crudo, reducir la tasa de declinación de sus principales yacimientos e incorporar reservas 3P en promedio por 1,601 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en los últimos cuatro años. En relación con los organismos industriales el incremento en el nivel de inversiones les ha permitido poner en marcha nuevas iniciativas tendientes a cerrar las brechas de oportunidad y continuar con proyectos relevantes para la industria y que se detallan en el cuerpo del presente documento.

### 3.37. Distribución de la inversión por Organismo Subsidiario



### 3.38. Inversión por barril procesado (US\$/b)

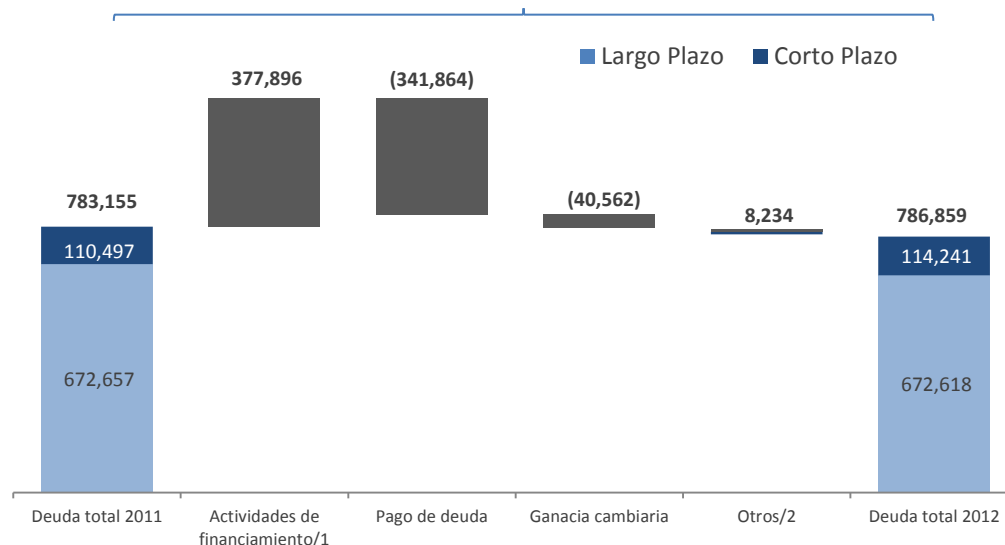


Fuente: Informes anuales de las empresas (*Capital expenditure and acquisitions*).

En 2012 PEMEX invirtió alrededor de 2.2 miles de millones de dólares en materia de refinación con objeto, entre otros, de implementar un agresivo programa de mantenimiento de sus plantas y equipos, continuar con la reconfiguración de Minatitlán y realizar otros proyectos. En términos de la inversión por barril de crudo procesado, PEMEX continúa destinando mayores recursos que el promedio de algunos participantes internacionales.

**3.39. Deuda (MM\$) + 0.5%**

La deuda total 2012 de PEMEX se incrementó 0.5% respecto a su nivel de 2011.



1/ Excluye Contratos de Obra Pública Financiada (COPF).

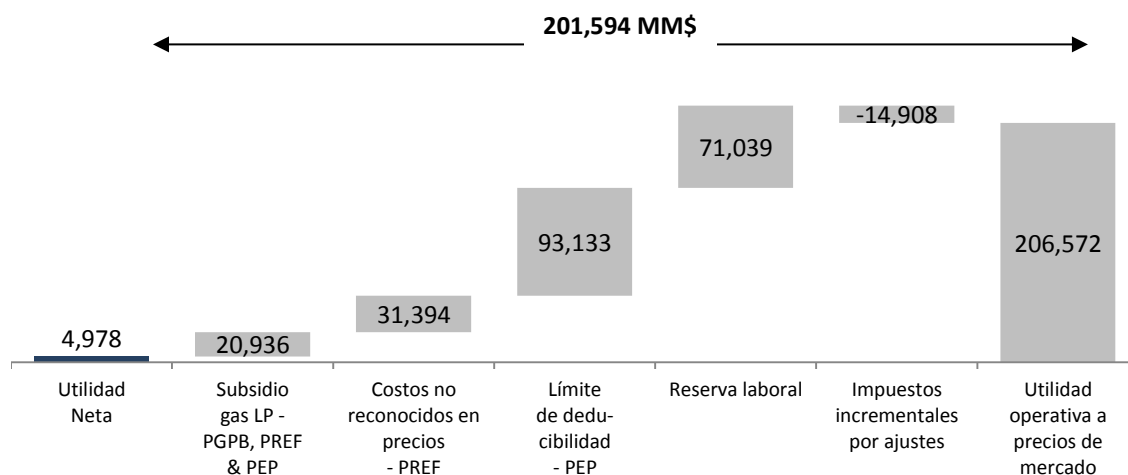
2/ Incluye intereses devengados, comisiones y gastos por emisión de deuda, pérdidas sobre par, COPF y costo de amortización.

La deuda total contraída por PEMEX en 2012 aumentó 0.5 por ciento con respecto al 2011, como resultado de actividades de financiamiento equivalentes al pago de deuda y la ganancia cambiaria. Por su parte, la deuda neta registró una ligera disminución respecto al año previo, para ubicarse en 51.3 miles de millones de dólares. Cabe señalar que por tipo de moneda, al 31 de diciembre del 2012 la deuda contraída por PEMEX tuvo la siguiente composición: 79.4 por ciento en dólares americanos, 19.0 por ciento en pesos mexicanos y el resto en euros y Udis. En relación con el tipo de tasa, la estrategia de PEMEX implicó mantener una composición en la deuda de dos tercios a tasa fija y el resto en flotante.

**Resultados operativos a precios de mercado**

En este apartado se presenta un análisis de la utilidad neta histórica de PEMEX que refleja los precios de mercado. Cabe mencionar que este análisis únicamente incluye el impacto de externalidades y no se considera la captura de valor al mejorar las prácticas operacionales actuales, lo cual se estima que en el caso de algunas actividades de transformación industrial pudiera ascender a cerca de 70 miles de millones de pesos. A continuación se muestra una descripción breve de cada uno de los elementos considerados:

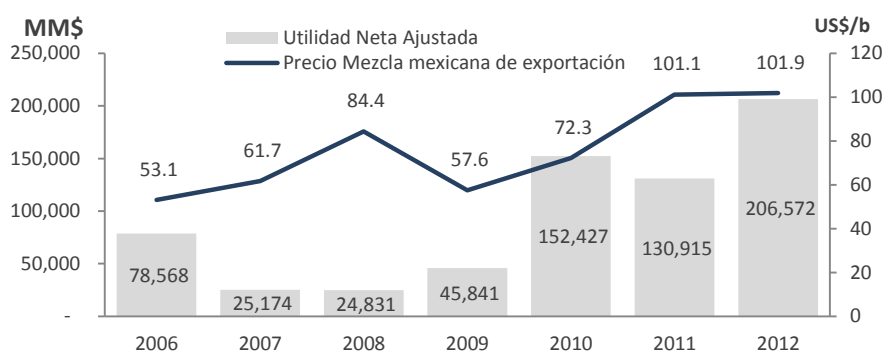
<b>Subsidio al gas LP</b>	Costo de oportunidad de venta del gas LP en territorio nacional, calculado a partir del diferencial entre el precio de referencia internacional y el precio máximo al público fijado por decreto presidencial.
<b>Costos no reconocidos en política de precios de gasolinas y diesel</b>	<p><b>Costos netos de logística:</b> los ductos están saturados, lo que obliga a recurrir a medios de transporte de mayor costo unitario, que no se reconocen en los precios de gasolinas</p> <p><b>Costos reales en costos marítimos nacionales:</b> las referencias internacionales que se utilizan para calcular los costos de transporte marítimo nacionales de gasolinas y el diesel, no reflejan los costos que realmente tiene PEMEX.</p> <p><b>Paridad importación diesel:</b> impacto por no reflejar un balance importador en la logística de diesel.</p> <p><b>Calidad en gasolinas y diesel:</b> efecto por la no actualización en el precio productor derivado de ajustes en la calidad de los combustibles automotrices.</p> <p><b>Merma suministro gasolinas:</b> efecto por la no acreditación de la merma por enajenación de gasolinas.</p> <p><b>Costo de manejo:</b> efecto por la no actualización de costos de manejo que no se revisan desde 1997 y están definidos a partir del diferencial de precios <i>rack</i> y <i>spot</i> en Houston.</p>
<b>Límite de deducibilidad</b>	Impacto de eliminar el límite máximo para los costos a deducir contemplado en el régimen fiscal vigente de PEMEX Exploración y Producción. Equivale al monto de impuestos en exceso por haber podido deducir todos los costos, gastos e inversiones permitidos en el periodo.
<b>Reserva laboral</b>	Efecto de asumir que el pasivo laboral se encuentra fondeado, por lo que la única obligación laboral que afectaría los estados de resultados sería el costo laboral del servicio del periodo (se elimina el impacto del costo financiero, el rendimiento esperado de los activos del plan, la amortización del servicio pasado, carrera salarial y la pérdida/ganancia actuarial).
<b>Impuestos incrementales por ajustes</b>	<p>Al reconocer alguno o algunos de los efectos anteriores, la base impositiva se incrementa y por tanto se generarían mayores impuestos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Particularmente en PEP al eliminar el subsidio del gas LP la base gravable para los derechos a los cuales está sujeto se incrementaría y en el mismo sentido los derechos correspondientes, principalmente por su monto el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH).</li> <li>• Para los Organismos Industriales y el Corporativo la eliminación de alguno de los efectos anteriores (salvo el límite de deducibilidad) aumentaría la base gravable para el Impuesto sobre Rendimientos Petroleros (IRP).</li> </ul>

**3.40. Utilidad operativa a precios de mercado<sup>1/</sup>, 2012 (MM\$)**

1/ La utilidad operativa a precios de mercado aquí presentada puede diferir con lo reportado para otros propósitos. Para fines del Plan de Negocios 2014-2018, el pasivo laboral se define como el costo neto del periodo de beneficios a empleados, menos el costo laboral del servicio actual.

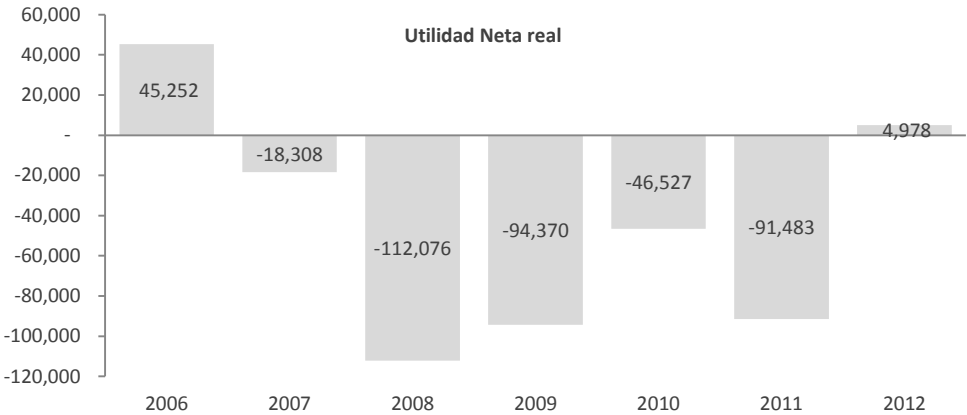
La brecha existente entre la utilidad neta y la utilidad operativa a precios de mercado en 2012, es de 202 miles de millones de pesos.

En cuanto a la utilidad histórica, al ser ajustada por factores no operativos, presenta el siguiente comportamiento.

**3.41. Utilidad operativa a precios de mercado (MM\$ corrientes)**

Lo anterior contrasta con la utilidad neta real registrada en el periodo 2006-2012.

3.42. Utilidad Neta Real  
(MM\$ corrientes)





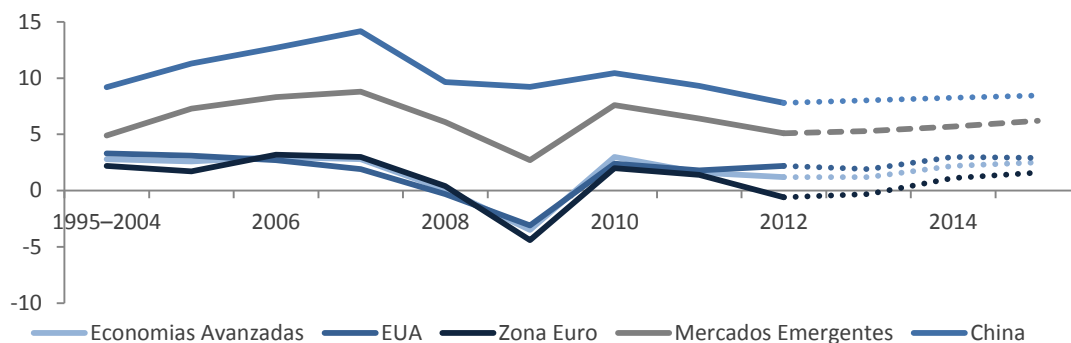
# Análisis del entorno

## Entorno Económico

### Internacional

La economía mundial experimenta un lento crecimiento, derivado de una recuperación lenta en Estados Unidos, recesión en la mayoría de los países de la Zona Euro y a una desaceleración de las principales economías emergentes, en particular de China y Brasil.

#### 4.1. Variación porcentual del producto interno bruto (PIB)



*Se espera un lento crecimiento de la economía mundial, derivado de la lenta recuperación en EUA, la recesión en la Zona Euro y la desaceleración de la economía china*

Fuente: International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2013

### Zona Euro

La Zona Euro se encuentra estancada en una crisis de deuda que se traduce en tasas de crecimiento negativas, niveles históricos de desempleo y en el rescate de cinco países de la región. Se ha dado una contracción del crédito y el alto desempleo ha mermado el consumo.

El Banco Central Europeo continúa apoyando la recuperación de la Zona Euro mediante el relajamiento de las políticas monetarias. Recientemente anunció que disminuiría la tasa de interés interbancaria y que continuará proveyendo liquidez a los bancos que lo soliciten, al menos hasta mediados del 2014.

### Estados Unidos

Otro país que contribuye en la desaceleración mundial es Estados Unidos, que ha mostrado un lento crecimiento y una elevada tasa de desempleo.

Para incentivar el crecimiento económico, el crédito y el consumo, la Reserva Federal (Fed) ha aplicado una política monetaria no convencional que consiste en introducir dinero en el sistema financiero



mediante la compra de activos financieros, principalmente bonos del gobierno. Esta política complementa a la política monetaria de reducción de la Tasa Federal de Fondeo que actualmente se encuentra en un nivel mínimo histórico.

### China

El crecimiento económico de China se ha reducido de manera importante desde el 2010; sin embargo el Fondo Monetario Internacional (FMI) espera que para el 2014 el crecimiento se recupere, reflejando el crecimiento de la demanda nacional tanto en el consumo como en la inversión.

## Nacional

Actualmente, la economía mexicana se encuentra en un periodo de estabilidad macroeconómica, sin embargo, el lento crecimiento de la economía norteamericana y la reducción generalizada del comercio internacional, afectan el desempeño de nuestra economía. Por otro lado, está disminuyendo el dinamismo del mercado interno por la caída en los salarios reales y la disminución de las remesas, que no han recuperado su nivel anterior al 2008.

México ha logrado mantener finanzas públicas sanas. El porcentaje de la deuda pública respecto del PIB es de 43 por ciento para 2012, muy por debajo del de EUA y España cuya deuda pública es de alrededor de 100 por ciento del PIB y de Brasil, Alemania y Francia que se encuentran entre el 65 y 80 por ciento. Adicionalmente, el país mantiene un balance fiscal equilibrado y un nivel de reservas internacionales favorable.

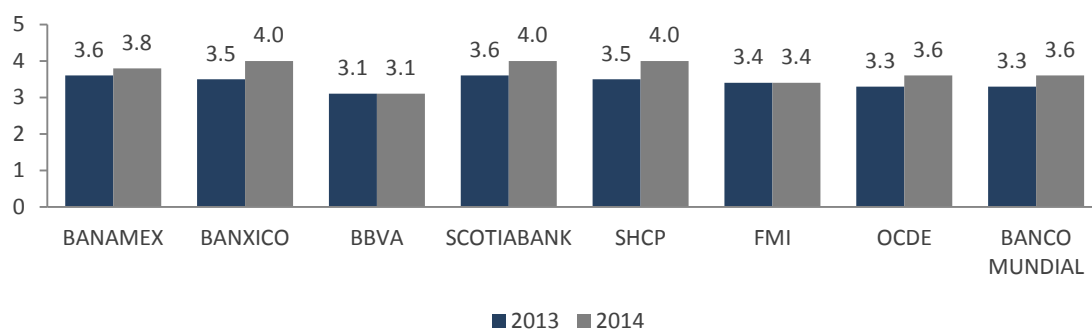
El exceso de liquidez y las bajas tasas de interés en Estados Unidos, han generado que parte de estos recursos ingresen a nuestro país a través de la compra de activos financieros y bonos gubernamentales que ofrecen una mayor rentabilidad relativa, ocasionando la apreciación del tipo de cambio situándose en niveles menores de los 12 pesos por dólar en marzo de 2013.

En el presupuesto de ingresos 2013 se tiene establecido un tipo de cambio promedio de 12.9 pesos por dólar, sin embargo, actualmente se ubica cerca de 12.0, lo cual podría generar presiones a las finanzas públicas, principalmente por la disminución en los ingresos por exportación de petróleo.

### Perspectivas de la economía mexicana

Derivado del desempeño y las perspectivas de la economía internacional, diversos analistas han comenzado a disminuir sus proyecciones de crecimiento para México en el 2013 y 2014.

#### 4.2. México proyecciones: variación porcentual del PIB.



Fuente: Banamex: Estudios Económicos, Abril 2013. Banxico: Encuesta Sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado: Marzo de 2013, Abril 1, 2013. BBVA: Previsiones México, Servicio de Estudios Económicos, Febrero 2013. Scotiabank: Perspectivas Económicas, 4 de Abril de 2013. CAPEM: Boletín Semanal, Abril 15, 2013. SHCP: Documento Relativo al Cumplimiento de las Disposiciones Contenidas en el Artículo 42, Fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, 2013. Fondo Monetario Internacional: *World Economic Outlook, April 2013*. OCDE: *OECD Economic Outlook, November 2012*. Banco Mundial: *Global Economic Prospects, January 2013*.

## Mercados

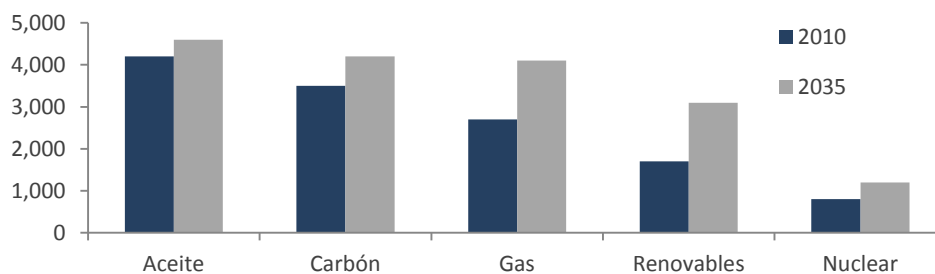
### Mercado Internacional

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) y considerando las perspectivas de Exxon Mobil y BP, se observan las siguientes tendencias en materia de energía:

1. Incremento en las necesidades energéticas mundiales derivado de una expansión de la economía mundial y un incremento en la dinámica poblacional. Se estima que la demanda por energía primaria se incrementará 35 por ciento entre 2010 y 2035.
2. La dinámica de los mercados energéticos estará determinada por las economías emergentes.
3. Los combustibles fósiles continuarán satisfaciendo la mayoría de nuestras necesidades energéticas.
4. Los combustibles de mayor crecimiento serán los renovables (incluyendo biocombustibles).
5. Los altos precios del crudo estarán soportando la expansión de la oferta, tanto de fuentes convencionales como de las no convencionales, principalmente del *shale gas* y *tight/shale oil*.
6. Los altos precios de los combustibles fósiles han incrementado la oferta de energía renovable, la cual se triplicará entre 2011 y 2030.

*La demanda por energía seguirá creciendo en los próximos años, dominada por los países emergentes, quienes utilizarán principalmente combustibles fósiles. Las fuentes renovables de energía crecerán rápidamente pero tendrán una proporción baja en la mezcla energética mundial*

#### 4.3. Demanda mundial de energía por combustible (Mte)



Fuente: Energy Information Administration

### Mercado de crudo

#### Demanda

La lenta recuperación de Estados Unidos, la recesión de la Zona Euro y la desaceleración de la economía china, afectan la demanda y precio del crudo. Estados Unidos está disminuyendo de manera radical sus importaciones de crudo, principalmente de ligero dulce, por una mayor oferta de *tight/shale oil*. Esta situación ha generado que el precio del crudo Brent haya disminuido, situándose por debajo de los 100 dólares por barril, por primera vez desde julio de 2012.

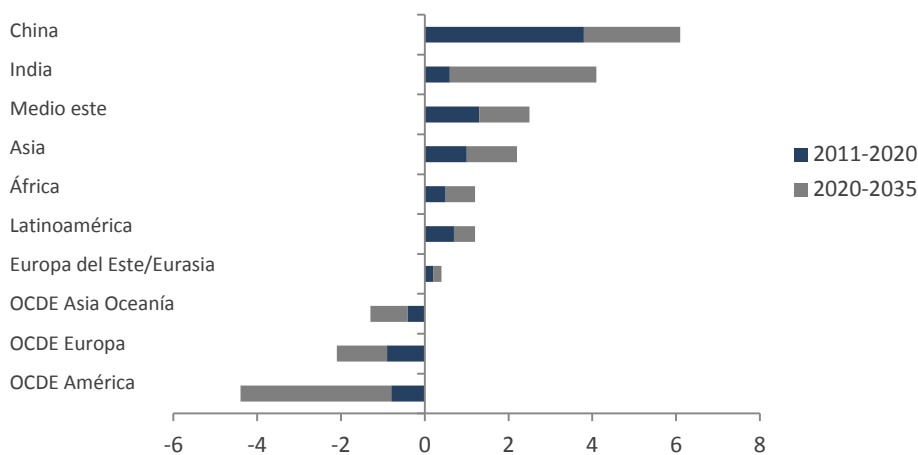
Se espera una caída de 8.8 millones de barriles diarios entre 2011 y 2035 en la demanda de crudo de los países de la OCDE, a consecuencia de ganancias en eficiencia, cambios en el comportamiento del consumidor, saturación del mercado y la disminución estructural en el uso del crudo tanto para calefacción como para uso industrial.

Para los países que no forman parte de la OCDE se espera un incremento en la demanda de crudo de 18.8 millones de barriles diarios en el mismo periodo.

Se estima que Asia será el principal promotor del incremento en la demanda de crudo al incrementar su consumo de 9.0 en 2011 a 15.1 millones de barriles diarios en 2035.

*La demanda por crudo disminuirá en los países OCDE y aumentará en los países no-OCDE, en particular por la demanda de combustibles del sector transporte (ligeros y de carga) en China y otros países emergentes*

#### 4.4. Crecimiento de la demanda de aceite por región (MMbd)



Fuente: IEA

#### Oferta

La AIE estima que la capacidad de producción de crudo se incremente 9.3 millones de barriles diarios para alcanzar un volumen de 102 millones de barriles diarios en 2017. Alrededor del 20 por ciento del crecimiento de la producción de líquidos provendrá de Irak, y 40 por ciento de las arenas bituminosas de Canadá y de la producción de crudo ligero *tight* en Estados Unidos.

Se espera que la participación de la producción en aguas profundas como porcentaje de la oferta mundial se incremente de 6 por ciento en 2011 a cerca del 8 por ciento en 2017, donde la mayor parte provendrá de Brasil. Los desarrollos tecnológicos en sistemas submarinos están ayudando a incrementar la producción en aguas profundas, especialmente en el Golfo de México, Brasil, Nigeria y Angola.

#### Producción no-OPEP

En el escenario base de la AIE, la producción no-OPEP crece en el mediano plazo a más de 53 millones de barriles diarios y después declina gradualmente a cerca de 50 millones de barriles diarios para 2035. Sin embargo, hay un cambio relevante en el balance y en el tipo de producto. Los mayores incrementos en la oferta no-OPEP ocurren en Brasil, Canadá, Kazajistán y EU. La producción cae en la mayoría de los demás países, notablemente en China, Reino Unido, Noruega y Rusia. La producción de crudo en países latinoamericanos no miembros de la OPEP se estima crezca, principalmente en Brasil, Perú y Colombia. Derivado de importantes descubrimientos en aguas profundas, se espera que Brasil se convierta en el país con mayor incremento en su producción después de Medio Oriente.

#### Producción OPEP

Se espera que la producción de los países de la OPEP se incremente de forma considerable en el largo plazo, resultado de la amplia base de recursos petroleros con los que cuentan, así como por los bajos costos relativos de descubrimiento y desarrollo. En el escenario base de la AIE, la producción de la OPEP crece lentamente en el mediano plazo de 35.7 millones de barriles diarios en 2011 a 38.5 millones de barriles diarios en 2020 y después se incrementa más rápido para llegar a 46.5 millones de barriles diarios en 2035. La mayor parte del incremento se estima provendrá del Medio Oriente, principalmente de Irak.

*La oferta de crudo adicional en los próximos años provendrá de fuentes no convencionales como las arenas bituminosas en Canadá, el tight oil de Estados Unidos y de aguas profundas en el Golfo de México y Brasil, principalmente.*

*La oferta de crudo OPEP será la que sostendrá la producción mundial en los próximos años, en particular la que provenga del Medio Oriente*

## Producción de crudo *tight* y *shale* en Norteamérica

Los diferenciales de precios entre el gas natural y el crudo han llevado a un incremento importante en la producción de *tight oil* y *shale oil* en Estados Unidos, reorientando la actividad de perforación, de gas seco a crudo. La mayor producción de crudo no convencional está llevando a un fuerte crecimiento en la producción de Estados Unidos de 2.6 millones de barriles diarios entre 2008 y 2019.

Esta mayor producción generará una reducción en las importaciones de crudo, principalmente de crudo ligero dulce, de hecho desde mediados de 2010, Estados Unidos ha venido reduciendo sus importaciones de Nigeria y Angola, estos barriles tendrán que buscar nuevos clientes como India, China, Europa y Corea.

A pesar de la abundancia del crudo ligero y dulce en Estados Unidos, la demanda de crudo pesado y amargo de ese país continuará siendo elevada en los próximos años. En caso de aprobarse el ducto Keystone XL de la empresa TransCanada, Canadá exportará 1.5 millones de barriles diarios de crudo pesado y amargo a la Costa del Golfo para el 2015, por lo que México, Arabia Saudita y Venezuela estarán compitiendo contra un crudo más barato.

Ante la disminución de los volúmenes de exportación a su principal mercado (Estados Unidos), Canadá está realizando varias inversiones en ductos para enviarlo a los mercados de Asia, principalmente, lo cual incrementará la competencia en el mercado asiático de todos los tipos de crudo.

Por otro lado, también se esperan incrementos en los costos de todos los insumos y servicios para la producción de crudo y gas natural con mayores costos unitarios de exploración y desarrollo por el cemento, el acero y otros materiales de construcción y equipo, así como personal capacitado, *rigs* de perforación y servicios contratados. En el escenario base de la AIE, los costos reales se incrementan en promedio en 16 por ciento al 2035.

## Perspectivas del mercado de gas natural

### Demanda

De acuerdo con la AIE, se espera que el consumo de gas natural continúe expandiéndose hasta el 2035, además de que siendo el combustible menos contaminante se vería menos afectado por políticas que busquen reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En el escenario base de la AIE, la demanda de gas natural crece de cerca de 3.4 billones de metros cúbicos en 2011 a poco menos de 5 billones en 2035, un crecimiento promedio anual de 1.6 por ciento.

Los países no-OCDE continuarán generando los principales cambios en la demanda futura del gas natural, reflejando sus mayores tasas de crecimiento económico y la relativa inmadurez de sus mercados de gas. En el escenario base de la AIE, el consumo de gas se expande en cada región del mundo entre 2010 y 2035, pero el crecimiento es casi tres veces más rápido en países no miembro de la OCDE (2.3 por ciento anual) que en los países miembros (0.8 por ciento), por lo que los países no miembros contabilizarán el 80 por ciento del incremento mundial en el consumo de gas natural.

### Tendencias sectoriales

El sector eléctrico será el mayor demandante de gas natural en la mayoría de las regiones. En el escenario base de la AIE, el uso de gas natural para este sector se incrementa en 50 por ciento entre 2010 y 2035, principalmente para alimentar las plantas de ciclo combinado. Para el sector transporte, se estima que el uso mundial de gas para vehículos continuará expandiéndose rápidamente, en promedio en 4.7 por ciento anual, aunque su participación en la mezcla de combustibles para transporte apenas llegará al 4 por ciento en 2035.

---

*La mayor oferta de crudo ligero dulce de las fuentes no convencionales en EU y la posible aprobación del ducto Keystone XL, presionarán al mercado de crudo Maya, por lo que se requerirá buscar mercados alternativos en Asia, principalmente.*

---



---

*Aspectos climáticos y de menor actividad de perforación llevaron a un incremento importante en los precios del gas natural en EU*

---

## Oferta

De acuerdo con la AIE, la producción de gas crecerá en línea con la demanda, pasando de 3.3 billones de metros cúbicos en 2010 a 5.0 billones de metros cúbicos en 2035. Los países no miembros de la OCDE continúan dominando la producción de gas y el gas no convencional contabilizará una proporción creciente de la oferta mundial.

Entre los países de la OCDE, se espera que la producción de Estados Unidos continúe su expansión, principalmente por el gas de *shale*. La producción total de EU crecerá de alrededor de 650 miles de millones de metros cúbicos en 2011 a 800 miles de millones de metros cúbicos en 2035 en el escenario base de la AIE. El *shale gas* contabilizará la mayor parte del incremento en la producción en EU, en donde la producción de gas convencional y de *coalbed methane* permanecerá cerca de los niveles actuales en 2035 y el *tight gas* mostrará una declinación gradual.

### Perspectiva de los recursos de *shale gas*

#### Estados Unidos

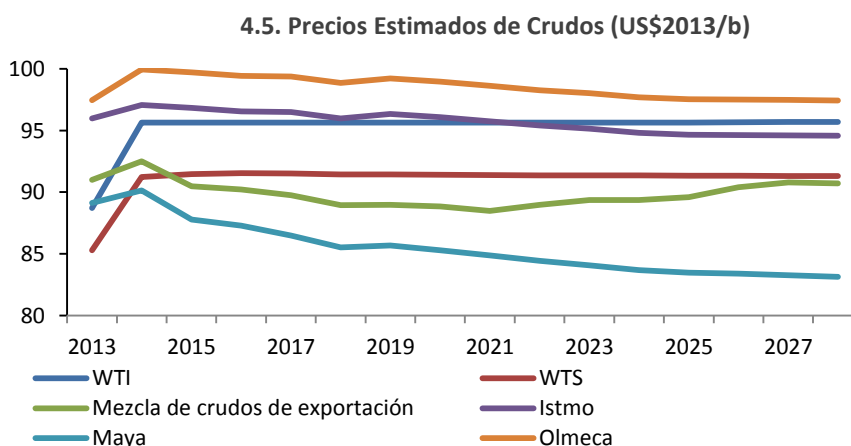
El uso de la tecnología del *fracking* junto con la perforación horizontal, han generado un incremento importante en la producción de *shale gas*, la cual será la fuente principal de suministro de gas natural en los próximos años.

La AIE espera que el incremento en la producción de *shale gas* llevará a Estados Unidos a una situación de exportador neto de gas natural en el 2020, lo que implicará para México oferta disponible para importar a precios competitivos, aprovechando el auge en Norteamérica.

### Proyecciones de precios de crudo y gas natural

Con base en las expectativas del entorno se definen premisas de precios de referencia de largo plazo para los crudos de referencia, los crudos mexicanos y el gas natural para el ejercicio de planeación. Para el crudo WTI se espera un precio promedio de 95.22 dólares por barril en el periodo 2013 a 2028 a precios de 2013, para el crudo WTS se espera un precio promedio de 91.01 dólares por barril, y para el crudo Maya de 85.48 dólares por barril. Para el gas natural, se espera un precio promedio de 5.35 dólares por millón de Btu's.

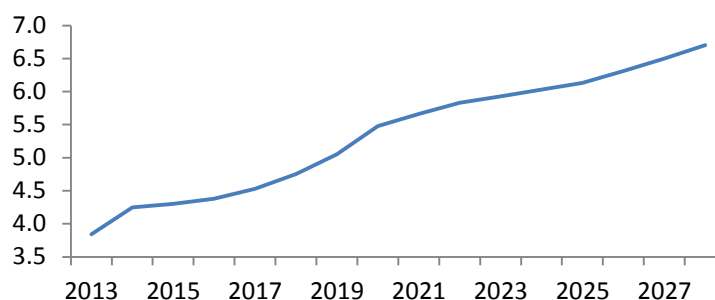
En lo que respecta a los precios de referencia del crudo, se espera un promedio de US\$95.22 pb para el WTI y de US\$85.48 pb para el Maya en el periodo 2013-2028



Por su parte, el precio de referencia del gas tenderá a incrementarse, una vez que se establezca el balance oferta-demanda

#### 4.6. Precios del Gas Natural, Henry Hub (US\$2013/MMBtu)

Para el gas natural se espera un precio de US\$5.35 por millón de Btu's para el periodo 2013-2028



Fuente: PEMEX

#### Industria de la refinación

##### Situación actual de la industria de refinación en Estados Unidos y Europa

Desde el inicio de 2012, los márgenes de refinación alrededor del mundo han mostrado una importante recuperación. Europa, cuya industria de refinación se ha visto presionada por una reducción en la demanda y capacidad excedente, ha mejorado sus márgenes debido a la racionalización de activos, lo que ha permitido elevar el rendimiento de los productos.

Aunque la reciente recuperación en los márgenes europeos ha sido relevante, es menor a la rentabilidad que han experimentado los refinadores en EU, quienes se han beneficiado de la disponibilidad de crudo a precio descontado y de los reducidos precios del gas. En 2012, los márgenes de la Costa Norte del Golfo de México mejoraron debido a mayores márgenes del diesel y de la gasolina.

##### Tendencias en la capacidad de refinación

Después de tres años de disminución en la capacidad de refinación por la racionalización que se dio en Europa y EU, se espera que las adiciones de capacidad de refinación a nivel mundial alcancen los 7 millones de barriles diarios, ligeramente por encima del crecimiento de la demanda, estimado en 6.7 millones de barriles diarios.

De acuerdo con la AIE, los planes de expansión mundial de la capacidad de refinación adicionarán 7 millones de barriles diarios de capacidad de destilación después de 2011, para alcanzar un nivel de 100.5 millones de barriles diarios en 2017. Se estima que el crecimiento en capacidad en los países no miembros de la OCDE se vea compensado parcialmente por una aceleración en los cierres de refinerías en los países miembros, que equivaldrá a 1.1 millones de barriles diarios.

Dentro de los países no miembros, Asia contabilizará más del 50 por ciento de las adiciones, liderada por China, que se espera aumente su capacidad de destilación en 2.8 millones de barriles diarios.

Se espera que hasta un tercio del crecimiento de la demanda se satisfaga por oferta distinta a la del sistema de refinación, incluyendo los biocombustibles, los líquidos del gas natural, el gas a líquidos, el carbón a líquidos y el crudo para su combustión directa. Como resultado, se estima que la capacidad excedente de refinación logre un incremento neto cercano a los 3 millones de barriles diarios.

La racionalización de refinerías en Estados Unidos y Europa ha mejorado los márgenes de refinación.

Se espera que derivado de los planes de incremento de capacidad de refinación en China, India y el Medio Oriente, la capacidad neta sea mayor a la demanda de refinados

### Efectos de la mayor oferta de crudo ligero dulce en la industria de la refinación en Estados Unidos

Se estima que el crecimiento en la producción de crudo ligero en Estados Unidos implicará una mayor producción de gasolina y una reducción en la oferta de diesel en los próximos años, por lo que ese país podría convertirse en un exportador neto a partir de 2015. Esta disponibilidad de crudo ligero de los *plays* de *tight oil* genera un reto para las refinerías de esa nación ya que actualmente no están equipadas para procesar ese tipo de crudo.

### Perspectivas del mercado de petroquímicos

Los mercados en donde PEMEX participa pueden agruparse de acuerdo con la cadena petroquímica de la cual se derivan y son metano, etano, propano y aromáticos.

#### Derivados de Metano

##### Amoniaco

La capacidad mundial de amoniaco se estima en 229 millones de toneladas al año y actualmente opera alrededor del 78 por ciento, se tienen planeados incrementos de capacidad que sumarán 30 millones de toneladas al año hacia el 2020.

La producción en 2012 fue de 172.2 millones de toneladas a una tasa de operación del 81 por ciento. Las regiones con mayor producción son Asia y la Comunidad de Estados Independientes con 83.2 y 22.0 millones de toneladas que equivalen al 63 por ciento de la producción total.

En EUA se espera un incremento en la capacidad de producción para los próximos tres años de 2,400 miles de toneladas anuales; en África 3,000 miles de toneladas anuales y Medio Oriente 1,500 miles de toneladas anuales; esto presionará a la baja los precios internacionales.

Cerca del 83 por ciento se utiliza en el sector agroquímico ya sea para producción de fertilizantes nitrogenados como la urea y sulfato de amonio o para aplicación directa en los cultivos.

##### Metanol

El mercado del metanol había sido impactado negativamente debido al mandato de remoción de MTBE en la mezcla de gasolinas en Estados Unidos y por la severa recesión económica de 2008 y 2009. Actualmente se pronostica que la demanda de metanol se incremente más de 76 millones de toneladas en los próximos 10 años. La nueva demanda será para atender el mezclado como componente de gasolinas, biodiesel, dimetil éter (DME) y Metanol a Olefinas (MTO) y contabilizará el 70 por ciento del crecimiento.

Se proyecta una tasa de crecimiento promedio anual de 8.4 por ciento en el período de 2012 a 2022. El crecimiento de la demanda es liderado por China a través de los derivados y los combustibles; se espera que la industria pase a una posición más equilibrada entre 2015-2016, una vez que la demanda haya repuntado tras la prolongada crisis económica.

#### Derivados del etano

##### Etileno

El mercado del etileno se comporta de una manera cíclica, con periodos de alta rentabilidad que se reflejan con una alta utilización de la capacidad instalada. Los periodos cíclicos del etileno varían de región en región y también son dependientes del tipo de materia prima para su elaboración. En la actualidad el gas natural es una materia prima competitiva en las regiones de Medio Oriente por sus abundantes reservas de gas y en Norteamérica a consecuencia del efecto del *shale gas*.

---

*El mercado mundial del metanol crecerá principalmente como componente de gasolinas, biodiesel y otros*

---



*En el mercado mundial del etileno aumentará la producción en Norteamérica para satisfacer la creciente demanda de Medio Oriente y China*

Se espera un volumen de nueva capacidad del orden de 32.7 millones de toneladas hacia el 2017, en su mayoría estarán ubicadas en las regiones de Asia 61 por ciento, Medio Oriente 21 por ciento y Norteamérica 17 por ciento originados por los bajos precios de materia prima.

El cambio de los productores de etileno de EU de nafta a etano se reflejará en mayores rendimientos de etileno, que son de 77.5 por ciento en promedio para el etano, comparado con 30.3 por ciento para la nafta. Además, el etano es significativamente más ligero, por lo que se pueden mantener los mismos volúmenes de producción mientras se reduce el consumo de petróleo en términos volumétricos.

Los reportes técnicos estiman que los márgenes de etano de la cadena industrial etileno-polietileno de alta densidad son hasta del doble que los de la cadena nafta-polietileno de alta densidad. Los costos de insumos para el etileno en Norte América son 50 por ciento menores que en el noreste de Asia, región que establece el precio mundial para la cadena de etileno.

### Biocombustibles

La reducción de incentivos y subsidios a los biocombustibles en varios países y el aumento de producción de crudo y gas en Estados Unidos han debilitado sus prospectos para los próximos años.

En EU existe un mandato para mezclar etanol en una proporción de 10 por ciento en la gasolina de todo el país. La disminución estructural en el consumo de gasolina en EU ha tenido implicaciones para la demanda de etanol.

En el lado de la oferta, el rebote sorpresivo en la producción de crudo en EU después de décadas de declinación ha debilitado la atención en los combustibles alternativos, mientras que la abundancia de gas natural barato lo hace más atractivo para combustible de transporte en el futuro. Todo esto significa que se ha vuelto más difícil para los biocombustibles, y de hecho para otras formas de energía alternativa como viento y solar, competir con combustibles tradicionales.

### Mercado Nacional

#### Mercado de gasolinas

Entre 2013 y 2028, se pronostica un crecimiento promedio anual de la demanda de gasolina de 4.1 por ciento, mayor a la tasa de crecimiento de la demanda entre 2000 y 2012, debido principalmente al crecimiento en el parque vehicular a gasolina. Sin embargo, derivado de la mejora gradual en la eficiencia del parque vehicular (por la incorporación de nuevos vehículos con un uso generalmente más eficiente de combustibles y la salida de unidades que llegaron al final de su vida útil) se pronostica que entre los años 2013 y 2028, la demanda de gasolinas (4.1 por ciento) crecerá a un ritmo menor que el parque vehicular a gasolina (5.4 por ciento).

#### Demanda regional de gasolina

En el periodo 2013-2028, se espera que las regiones con la mayor tasa de crecimiento de demanda de gasolina sean la Noroeste y la Centro-Occidente, ambas con una tasa de crecimiento promedio anual de 5.2 por ciento.

#### Mercado de diesel

Se espera que la demanda nacional de diesel se incremente en 280 mil barriles diarios entre 2013 y 2028, lo que implica un crecimiento promedio anual de 3.6 por ciento, promovido fundamentalmente por el aumento de vehículos a diesel. Al igual que en el caso de las gasolinas, como resultado de las mejoras en

*La reducción de incentivos y subsidios a los biocombustibles en varios países y el aumento de producción de crudo y gas en Estados Unidos han debilitado sus prospectos para los próximos años*

*Se espera un incremento en la demanda nacional de gasolina del 4.1 % anual en el periodo 2013-2028*

*Se espera un aumento un crecimiento promedio anual de la demanda de diesel del 3.6 % en el periodo 2013-2028. 90 % de la demanda de diesel se usa en transporte*

eficiencia de los motores, la demanda de diesel en el autotransporte aumentará a un ritmo menor (3.6 por ciento) que el del parque vehicular (5.6 por ciento).

El sector autotransporte, es el principal demandante de diesel con una participación del 83.6 por ciento del total, con un requerimiento estimado de 337.3 miles de barriles diarios en el año 2013, seguido del sector industrial con una participación de 8.3 por ciento, con 33.6 miles de barriles diarios.

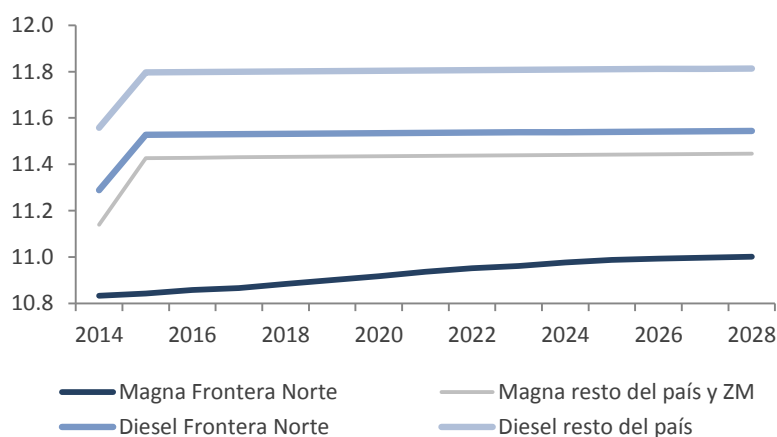
#### **Demanda regional de diesel**

Las regiones Noreste y Centro-Occidente contabilizarán en 2013 la mayor demanda de diesel con una participación en la demanda total de 25 y 24 por ciento, respectivamente; derivado del consumo en el transporte (autotransporte, ferroviario y marítimo) y en el sector industrial, principalmente. En los próximos años, se espera que esas regiones sigan teniendo la misma importancia que en la actualidad: la región Noreste pasará de 99 a 181.2 miles de barriles diarios de 2013 a 2028; por su parte, la región Centro-Occidente pasará de 95.9 a 171.7 miles de barriles diarios en 2028.

#### **Perspectiva de precios de principales petrolíferos**

Los precios al público de los principales productos petrolíferos en México (gasolina y diesel) se encuentran regulados por la SHCP. Sin embargo, los precios de gasolinas y diesel que son reconocidos a PEMEX, y que se reflejan en el desempeño del Sistema Nacional de Refinación, son precios basados en el costo de oportunidad: referidos al mercado internacional, ajustados por logística y calidad.

**4.7. Precio al público de gasolina magna y diesel (pesos/l)**



Fuente: PEMEX

#### **Mercado de turbosina**

Entre 2013 y 2028, se espera que la demanda de turbosina crezca 3.4 por ciento promedio anual, para alcanzar en 2028 un volumen de 103.7 mil barriles diarios, resultado de la recuperación de la actividad económica y su impacto en el tráfico de pasajeros y de carga, así como de la ejecución de proyectos aeroportuarios.

#### **Demanda regional de turbosina**

En 2012, la región Centro tuvo el mayor porcentaje de participación en la demanda de turbosina con 40 por ciento del total (23.7 mil barriles diarios), vinculado a las operaciones del Aeropuerto Internacional de la

*En los próximos años se espera una recuperación de la demanda de turbosina, la cual disminuyó por la crisis financiera y la salida de Mexicana de Aviación*

Ciudad de México (AICM), seguida de la región Sur-Sureste, vinculado principalmente a las operaciones del Aeropuerto de Cancún, con una participación de 24.6 por ciento.

En el 2028, se espera que la región Centro mantenga la mayor participación en la demanda de turbosina con 36.8 por ciento, seguida de la región Sur-Sureste con 20.3 por ciento. Cabe señalar que entre 2013 y 2028, aumentan su participación la región Centro-Occidente y la región Noroeste.

## **Mercado de combustóleo**

En el periodo 2013-2028, se espera que continúe la tendencia a la baja en el uso del combustóleo (-10.4 por ciento). En el sector eléctrico se seguirá utilizando el gas natural, el carbón y, en menor medida, los derivados del petróleo. En el sector industrial, el combustóleo seguirá siendo sustituido por el gas natural y el coque de petróleo, de la misma manera, en el sector petrolero se espera una reducción en el consumo de combustóleo para sustituirlo por gas natural, con el fin de reducir los costos de operación y las emisiones a la atmósfera.

### **Demanda regional de combustóleo**

En el periodo 2013-2028 se pronostica una reducción en el consumo de combustóleo en todas las regiones. En la región Centro-Occidente entró en funcionamiento en marzo de 2012 la Terminal de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado de Manzanillo, la cual abastecerá de gas a los proyectos eléctricos e industriales de la región.

En la región Sur-Sureste, los ingenios azucareros han optado por aumentar el consumo de bagazo como combustible en sustitución del combustóleo.

## **Mercado de coque de petróleo**

En los últimos años, el coque de petróleo comenzaba a sustituir al gas natural y al combustóleo en el sector industrial, debido a su menor costo relativo. Sin embargo, esta tendencia puede detenerse por los bajos precios que ha experimentado el gas natural en Estados Unidos, que es la referencia del precio en México.

El consumo nacional de coque de petróleo en el periodo 2000-2012 creció a un ritmo acelerado debido principalmente a su uso en las ramas industriales del cemento, metales básicos, química y productos metálicos eléctricos.

## **Mercado Nacional de Gas Natural**

### **Demanda interna de gas natural por sector**

El sector eléctrico continuará siendo el mayor consumidor de gas natural (excluyendo al sector petrolero). En el periodo 2014-2028 representará alrededor del 49 por ciento de la demanda interna total y la mayor parte corresponderá a la demanda de la generación para el servicio eléctrico público. La demanda en el sector industrial representará alrededor del 18 por ciento del total en el mismo periodo, destacando la demanda en las ramas de metales básicos (aceras), química y la de productos metálicos. El sector residencial tendrá una participación en la demanda total de alrededor de 2 por ciento en el periodo 2014-2028, mientras que la del sector servicios será de 0.3 por ciento. La demanda del sector autotransporte representará apenas el 0.01 por ciento del total.

### **Demanda interna de gas natural por región**

La demanda en la región Noroeste presenta el mayor crecimiento en términos porcentuales (5.3 por ciento) para el periodo 2014-2028, seguida de la región Centro-Occidente. La tasa de crecimiento de la

*El menor precio del gas natural llevará a que la demanda de combustóleo se reduzca casi a cero en el sector eléctrico en los próximos años*

*El coque compite con el combustóleo, pero no con el gas natural a los precios actuales*

*La demanda nacional de gas natural ha mostrado una tasa de crecimiento significativa*

demanda de gas natural en las regiones Sur-Sureste y Centro será de 3.8 y 3.6 por ciento, respectivamente. Por último, la Región Noreste tendrá una tasa de crecimiento de 2 por ciento.

## Mercado de Gas Licuado de Petróleo

### Demanda interna de Gas Licuado de Petróleo por Sector

El sector residencial continuará siendo el de mayor consumo de gas LP, con niveles de 183 mil barriles diarios en el periodo 2013-2028 y con una participación del 63.7 por ciento de la demanda total. Le siguen el sector de servicios, con 14 por ciento; el autotransporte, con 11 por ciento; el industrial, con 9 por ciento y el sector agropecuario, que representaría cerca del 2 por ciento del total.

De acuerdo con la proyección de demanda, se espera que todos los sectores mantengan casi el mismo nivel de demanda durante el periodo, excepto el sector agropecuario que tendrá una tasa de crecimiento promedio anual de 1.8 por ciento.

### Demanda interna de Gas Licuado de Petróleo por Región

La región Centro continuará siendo la de mayor demanda con 40.7 por ciento del total nacional en el periodo 2013-2028. Le siguen la Centro-Occidente con 22.3 por ciento; la Noreste, con una participación de 14.3 por ciento; la Sur-Sureste con 14.1 por ciento, y la Noroeste con 8.6 por ciento.

## Mercado nacional de petroquímicos

El consumo nacional aparente de productos petroquímicos en 2012 alcanzó las 16 millones de toneladas de las cuales PPQ abasteció 2.5 millones al sector. El 45 por ciento de la producción de PPQ fueron derivados de metano y 44 por ciento representó la cadena del etano y el 11 por ciento para otros productos.

En el futuro se espera un incremento moderado de la demanda interna de petroquímicos. Nuevos proyectos de incremento de capacidad estarán supeditados a la disponibilidad de materia prima.

### Derivados del metano

#### Amoniaco

Con el fin de apoyar el desarrollo del sector agropecuario en México, PPQ reiniciará actividades de plantas que estuvieron fuera de operación por condiciones adversas del mercado. En el periodo prospectivo 2014-2028 se espera que la demanda nacional de amoniaco presente una tasa de crecimiento promedio anual de 2.3 por ciento, al pasar de 1,283 a 1,714 miles de toneladas anuales de 2014 a 2028.

#### Metanol

Entre 2014 y 2028 se espera una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de metanol de 1.6 por ciento alcanzando 332 miles de toneladas anuales al final del periodo. Las condiciones favorables del mercado permiten la operación de la capacidad de PPQ de metanol la cual suma 155 miles de toneladas anuales, el resto de la demanda nacional se cubrirá con importaciones.

### Derivados del etano

#### Etileno

El crecimiento promedio de la demanda anual de etileno a nivel nacional para el periodo 2014-2028 se estima en 5.9 por ciento al pasar de una demanda en 2014 de 1,168 a 2,604 miles de toneladas anuales en 2028.

Para el periodo 2014-2028 se considera la operación de un cracker de un millón de toneladas anuales de

*Perspectiva de estancamiento de demanda de gas LP en sector residencial por mayor eficiencia, cambios en hábitos y penetración de gas natural*

*Para apoyar al campo PPQ reiniciará actividades de plantas de amoniaco*

etileno a partir del año 2015, del proyecto Etileno XXI. El proyecto se llevará a cabo por la iniciativa privada, donde PEMEX Gas y Petroquímica Básica suministrará 66 mil barriles diarios de etano como materia prima al consorcio formado por Braskem-IDESA.

*Se espera un crecimiento constante de la demanda de etileno, que en parte será abastecido mediante el proyecto Etileno XXI*

### Polietilenos

El mercado nacional de polietilenos se encuentra segmentado en tres principales grados (alta densidad, baja densidad y lineal de baja densidad) dentro de los cuales PEMEX Petroquímica cubre alrededor del 33 por ciento del consumo nacional.

Polietileno de alta densidad (PEAD): el crecimiento de la demanda de polietileno de alta densidad se estima en 2.99 por ciento promedio anual para el periodo 2014-2028 impulsado por la demanda de envases y empaques, seguido por el segmento de rotomoldeo, pasando de 810 a 1,223 miles de toneladas anuales de 2014 a 2028.

Polietileno de baja densidad (PEBD): sus principales aplicaciones son la extrusión y la producción de plásticos para empacar alimentos y plásticos para otros empaques. Se pronostica un crecimiento de la demanda interna de polietileno de baja densidad de 1.79 por ciento para el periodo 2014-2028.

Polietileno lineal de baja densidad (PELBD): Se estima que el crecimiento de la demanda de PELBD para el periodo 2014-2028 será de 2.9 por ciento anual, al pasar de 480 a 716 miles de toneladas anuales de 2014 a 2028.

### Óxido de etileno y glicoles

*PPQ es el único productor de óxido de etileno y de monómero de cloruro de vinilo, de donde se espera incremento en la demanda en los próximos años*

Debido a los riesgos asociados con su transporte y manejo, PEMEX Petroquímica es el único productor nacional de óxido de etileno suministrando el producto a las empresas nacionales IDESA, Polioles, Clariant y otras. Durante el periodo 2014-2028 se espera que la demanda de óxido de etileno crezca a una tasa anual promedio de 2.4 por ciento.

Respecto a los glicoles, PEMEX e IDESA son los únicos productores en el país. Se espera que la demanda de glicoles crezca a una tasa promedio de 2.44 por ciento anual para el periodo 2014-2028, por el consumo de glicoles para la elaboración de PET y fibra poliéster.

### Monómero de cloruro de vinilo (MCV)

PEMEX Petroquímica es el único productor nacional de este monómero para la producción de policloruro de vinilo (PVC), con una participación de mercado del 54 por ciento, cubriéndose el resto de la demanda nacional con importaciones. El crecimiento promedio de la demanda anual de MCV a nivel nacional para el periodo 2014-2028 se estima en 2.51 por ciento al pasar de una demanda en 2014 de 478 a 676 miles de toneladas anuales en 2028.

En noviembre de 2011 la Comisión Federal de Competencia autorizó una coinversión de Petróleos Mexicanos con la empresa petroquímica Mexichem, con lo cual se espera un incremento de producción de MCV.

### Derivados del propileno

#### Acrilonitrilo

Derivado de una mayor importación de productos terminados y la existencia de productos sustitutos, la fibra acrílica ha dejado de producirse en Norteamérica, disminuyendo la demanda de acrilonitrilo en esta

*A partir de 2009, PPQ ha impulsado la demanda de acrilonitrilo para plásticos y fibras, por lo que se espera que su demanda siga creciendo en los próximos años*

región. La producción remanente de acrilonitrilo se ha destinado principalmente a la elaboración de copolímeros como ABS (acrilonitrilo, butadieno, estireno) y SAN (estireno, acrilonitrilo). El mercado dominante en producción de acrilonitrilo es el asiático (China, Japón, Corea, Taiwán), donde se mantienen en operación plantas de mayor tamaño y alto nivel de integración.

A partir de 2009, un nuevo esquema técnico-comercial con el sector privado promovido por PEMEX Petroquímica incrementó la demanda de acrilonitrilo para producción de plásticos, hule sintético y fibras acrílicas. En el periodo 2014-2028 se espera un crecimiento en la demanda de acrilonitrilo a nivel nacional a una tasa promedio anual de 2.3 por ciento, al pasar de 94 a 130 miles de toneladas anuales del 2014 al 2028.

## Aromáticos y derivados

### Paraxileno

El principal isómero de los xilenos es el paraxileno, mismo que es utilizado como insumo para la producción de ácido tereftálico (TPA), que a su vez se utiliza para la fabricación de fibras y botellas de plástico.

Para el periodo 2014-2028 se estima una tasa de crecimiento promedio anual de 1.2 por ciento en la demanda nacional de paraxileno, al pasar de 989 mil toneladas en 2014 a 1,172 para el 2028; impulsada por la demanda de fibras y botellas desechables, donde PEMEX Petroquímica tendrá un 41 por ciento de participación de mercado hacia el final del periodo.

### Estireno

En el periodo 2014-2028 se espera un crecimiento de la demanda nacional de estireno de 2.9 por ciento promedio anual, al pasar de 607 mil toneladas a 910 mil toneladas; debido a la madurez del mercado y a la fuerte competencia que existe con otros productos básicos de la industria del plástico, como son el PET (polietilen tereftalato), el PVC (policloruro de vinilo) y el polipropileno, principalmente. Actualmente PEMEX Petroquímica tiene una participación del mercado del 26 por ciento a nivel nacional.

## Tecnología

El sector energético se caracteriza por su constante innovación y búsqueda de soluciones eficientes en costos, que permitan la operación rentable. A continuación se describen los principales avances y tendencias en materia energética.

### Exploración y producción internacional

#### Tendencias en la perforación de pozos

- Hacia el 2020 se prevé que la perforación y la operación de pozos podrían realizarse con frecuencia a presiones por arriba de 20,000 libras por pulgada cuadrada y temperaturas superiores a los 200 °C, lo que en combinación con altos contenidos de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, requerirá el uso de aleaciones resistentes a la corrosión.

#### En procesamiento submarino

- Nuevos desarrollos localizados lejos de la infraestructura existente o de la costa y/o campos con reservas más complejas, con crudo pesado, con cortes de agua importantes requerirán del

procesamiento submarino (separación y bombeo).

- En la actualidad no existen grandes estaciones de compresión de gas submarinas pero se prevé que habrán sido desarrolladas hacia 2020.

En la exploración de crudo y gas

- Actualmente existe tecnología denominada *Stress Field Detection* o SFD, que consiste en un sistema de evaluación remota que puede identificar características geológicas bajo la superficie, así como yacimientos potenciales.

Recuperación de crudo

- Se desarrollaron nuevos equipos y sistemas de control de pozos, para aumentar el factor de recuperación de los campos en operación.

Automatización en plataformas

- A partir del desastre de la plataforma *DeepwaterHorizon* de BP en 2010, se ha dado un impulso al uso de robots en la industria petrolera. Se estima que la automatización en plataformas *offshore* podría reducir en 50 por ciento el número de trabajadores en el pozo y ayudaría a completar los trabajos de forma más rápida.
- A su vez, otras compañías han desarrollado un *drill pipe* cableado con líneas de datos de alta velocidad para permitir al *bit* que alimente con información a los trabajadores en la superficie, así mismo se está desarrollando software que permitirá al *drill bit* pensar por sí mismo y comunicarse con el equipo en la superficie que controla la velocidad y la dirección.

Reutilización de agua en proceso de hidrofracturación hidráulica

- Para realizar la fractura hidráulica se requieren grandes cantidades de agua, por lo que el tratamiento y reutilización de la misma se harán indispensables en el mediano plazo.
- Se están desarrollando tecnologías para reusar el *frackwater* que sale de los pozos después de la fracturación hidráulica.

Tecnologías para incrementar la producción de gas natural

- Las compañías de energía están evaluando el potencial de nuevas tecnologías para lograr mayor producción de gas no convencional en Estados Unidos. En este sentido, algunas empresas están apostando en tecnologías *single-pad drilling*, que reducen los daños en la superficie y el impacto ecológico, además de que incrementan la eficiencia y la movilidad de las plataformas.
- Una innovación prometedora son los sistemas de perforación *closed-loop* que buscan eliminar el uso de contenedores que pueden contener residuos sólidos y líquidos peligrosos, ya que el material de desecho es reciclado a través de tanques de almacenamiento, permitiendo que el fluido utilizado en la perforación se use repetidamente y disminuya por tanto, el impacto en los recursos acuíferos.
- También se está desarrollando tecnología para reemplazar el diesel utilizado en las operaciones de *fracking* con gas natural. Una posibilidad es el uso de motores de aviones jet en el *fracking*, ya que generan una gran cantidad de caballos de fuerza en poco espacio y pueden operar con gas natural.

Tendencias de Refinación y Petroquímica

- En materia de integridad mecánica la industria deberá enfocarse en el desarrollo de sistemas de inspección de corrientes, desarrollo de tecnologías predictivas que permitan prevenir la corrosión de equipos y desarrollar tecnologías que permitan elevar el entendimiento de los mecanismos de degradación de materiales críticos para los procesos. Por su parte, se estima que la implantación de regulaciones ambientales cada vez más estrictas impulsará el desarrollo de nuevas tecnologías

Se han dado diversos desarrollos tecnológicos para mejorar la exploración y producción de crudo y gas natural, principalmente de fuentes no convencionales

Dada la fuerte regulación, los cambios en la calidad de la dieta de crudos en algunas regiones y a la obsolescencia de algunas refinerías, se requerirán la aplicación de nuevas tecnologías para mejorar la rentabilidad de las refinerías en Europa y algunos lugares de Estados Unidos como California



orientadas principalmente al control de emisiones altamente contaminantes generadas durante los procesos industriales.

#### Captura de carbono

- Se ha lanzado al mercado una nueva tecnología para capturar emisiones de CO<sub>2</sub> en plantas generadoras, la cual será más económica que otros procesos similares y comercialmente viables. Se estima que con esta tecnología, las plantas generadoras a gas, puedan capturar 90 por ciento de sus emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales pueden ser usadas para ser inyectadas en pozos de crudo como técnicas de recuperación mejorada.

## Marco regulatorio

En esta sección se revisan aspectos regulatorios relevantes y ajustes recientes que tienen impacto sobre las operaciones de PEMEX, así como algunos elementos de la visión para los próximos años de la industria petrolera nacional planteada por el Gobierno Federal en diversos documentos y foros:

#### Pacto por México

El Pacto por México es un acuerdo político nacional que se firmó el 2 de diciembre de 2012 por el Presidente de la República, Enrique Peña Nieto y representantes de las principales fuerzas políticas. El Pacto contempla cinco grandes acuerdos, mismos que se traducen en 95 compromisos.

El acuerdo de crecimiento económico, empleo y competitividad contiene los compromisos relacionados con la Reforma Energética que pretende enviar el Ejecutivo para discusión del Congreso en el segundo semestre de 2013. A continuación se resumen los compromisos:

- Mantener en manos de la nación, la propiedad y el control de los hidrocarburos y la propiedad de PEMEX.
- Transformar a PEMEX para que tenga la capacidad de competir en la industria hasta convertirse en una empresa de clase mundial. Ampliar la capacidad de ejecución en materia de exploración y producción de hidrocarburos.
- Crear un entorno de competencia en refinación, petroquímica y transporte de hidrocarburos, sin privatizar las instalaciones de PEMEX.
- Convertir a PEMEX en el promotor de una cadena de proveedores nacionales, reforzando su papel en la producción nacional de fertilizantes.
- Convertir a PEMEX en uno de los ejes centrales de la lucha contra el cambio climático.
- Ampliar las facultades y fortalecer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

#### Estrategia Nacional de Energía

La ENE 2013-2017 es un documento sectorial que expone las problemáticas de orden estratégico para establecer políticas públicas que mejoren el funcionamiento del sector energético; se busca sentar las bases para desarrollar un sector más ágil, que anticipe sus acciones y pueda adaptar su oferta a las tendencias de demanda con productos de calidad, a precios competitivos, y con los menores impactos posibles sobre la salud y el medio ambiente

#### Vinculación de la ENE con el Plan de Negocios

Como parte de su estructura, la ENE plantea dos objetivos estratégicos, cuatro medidas de política energética y dos elementos de integración.

El Plan de Negocios 2014-2018 se encuentra alineado integralmente con la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 en sus objetivos estratégicos, medidas de política y elementos de integración. Esta alineación se extiende homogéneamente al documento de planeación nacional superior, el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018.

## **Gas natural y gas licuado**

### **Gas Natural**

A finales de septiembre de 2011, PEMEX Gas y Petroquímica Básica remitió a la CRE la propuesta de modificaciones a los Términos y Condiciones de Venta de Primera mano de Gas Natural (TCVPM), para que dicha autoridad regulatoria apruebe y realice la consulta pública ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria. Los TCVPM incluyen Lineamientos Operativos Sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE) que a su vez reconocen los lineamientos financieros de PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

### **Transporte por ductos**

La normatividad aplicable a los sistemas de transporte de gas natural es amplia y de aplicación diversa en aspectos como la construcción de redes de gasoductos, la seguridad en sistemas propios y de terceros, y calidad del gas, entre otras; en lo referente a la calidad del producto, en 2010 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana, NOM-001-SECRE 2010, la cual especifica la calidad del gas natural en los sistemas de transporte en el país.

Esta norma exige a PEMEX Gas y Petroquímica Básica la observancia en las especificaciones de la calidad del gas, así como la implementación de acciones que permitan a la entidad reguladora, a los usuarios de los sistemas de transporte y a los adquirientes del gas natural verificar y dar seguimiento al cumplimiento de la misma.

### **Gas Licuado de Petróleo**

Con el propósito de promover el desarrollo eficiente del almacenamiento y las ventas de primera mano de gas LP y derivado del cambio en la Ley de la CRE y de la resolución RES/250/2009 relativa a la prestación de servicio de almacenamiento de gas LP de acceso abierto y de terminales de importación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica debe considerar lo siguiente en su operación:

- Realizar ventas de primera mano en plantas de suministro, sujetas a la regulación tarifaria y de condiciones generales para la prestación del servicio, de conformidad con las disposiciones regulatorias aplicables.
- Cotizar y facturar de manera desagregada el precio del gas LP objeto de la venta de primera mano.
- Responsabilizarse de la custodia, manejo y riesgo del gas LP importado que se destinará a la venta de primera mano, desde que adquiere la propiedad del combustible en la frontera o muelle.

Adicionalmente, PEMEX Gas y Petroquímica Básica presentó a la CRE una propuesta de TCVPM de gas LP con la que se busca reconocer las condiciones comerciales vigentes para la venta del hidrocarburo, a través de los requisitos, trámites, procedimientos, metodologías, formatos y criterios necesarios para la contratación, enajenación y entrega del mismo.

### **Moratoria sobre yacimientos transfronterizos**

En 2000 México firmó una moratoria con Estados Unidos para la explotación de hidrocarburos en la frontera marítima del Golfo de México, misma que fue renovada en 2010. En 2012 ambos países firmaron el “Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América relativo a los Yacimientos Transfronterizos de Hidrocarburos en el Golfo de México”. El Acuerdo ya fue ratificado por el Senado Mexicano, y actualmente se encuentra en discusión en el Congreso Norteamericano.

### **Eficiencia energética y cogeneración**

Las disposiciones regulatorias y normativas en términos de la eficiencia energética y la cogeneración se encuentran enmarcadas desde dos grandes perspectivas; la primera se establece en el sector energético e

incluye las leyes, reglamentos, normas técnicas, permisos, metodologías, modelos de contrato y criterios de acreditación que establece el Congreso de la Unión y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía y la Comisión Reguladora de Energía, como órganos desconcentrados de la SENER. La segunda perspectiva se enmarca en la normatividad ambiental y de salud pública que pueden establecer diversas leyes, reglamentos, normas, regulaciones y programas especiales que regulen ciertas emisiones contaminantes o los niveles de calidad del aire.

## Aspectos ambientales y sustentabilidad

De acuerdo con el GEO 5 (*Global Environment Outlook*), las prioridades medio ambientales en el mundo deben enfocarse en cinco temas fundamentales:

*Las prioridades medio ambientales en el mundo deben enfocarse en el uso del suelo, el agua dulce, diversidad biológica, cambio climático y gobernanza*

1. Suelo: el continuo crecimiento poblacional, así como el cambio en los hábitos de consumo han generado el uso intensivo del suelo para la producción de alimentos y generado una presión sobre los ecosistemas para extraer recursos naturales.
2. Agua dulce: México tiene un grado de presión (porcentaje de agua empleada en usos consuntivos respecto al agua renovable) de 17.5 por ciento, lo cual se considera de nivel moderado. Sin embargo, la zona centro, norte y noroeste del país experimenta un grado de presión fuerte sobre el recurso, lo que podría poner en riesgo el abasto suficiente de agua en los años por venir.
3. Diversidad biológica: la rica diversidad biológica del país se encuentra cada vez más amenazada por la destrucción, la transformación y la alteración de los hábitats. Para revertir esta tendencia es necesario aplicar políticas, que permitan proteger y recuperar los recursos biológicos que actúen sobre cuatro líneas generales:
  - Incrementar y ampliar las extensiones destinadas a áreas naturales protegidas, mejorar su gestión y crear una mayor conectividad.
  - Aplicar el enfoque de los ecosistemas a la gestión de la diversidad biológica.
  - Promover la conservación de la diversidad biológica mediante el pago de servicios ambientales.
  - Brindar a las comunidades verdaderas opciones de desarrollo y bienestar a partir de la conservación de los ecosistemas en que éstas se asientan.
4. Cambio climático: el cambio climático mundial agudiza los desafíos ambientales que enfrentamos. México es responsable del 1.5 por ciento de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, los impactos negativos del cambio climático se hacen presentes en distintas regiones del país.
5. Gobernanza ambiental: Algunos de los desafíos más apremiantes en este ámbito son:
  - La necesidad de brindar un mayor peso a los asuntos ambientales en el diseño de las políticas públicas.
  - La necesidad de dotar de mayor capacidad de ejecución a las autoridades ambientales,

particularmente en los ámbitos estatales y municipales.

- La necesidad de adaptar eficazmente las normas ambientales a los desafíos que plantea la globalización económica, financiera, comercial y tecnológica.

Por otro lado, desde una perspectiva de negocio, es indispensable atender los aspectos socio-ambientales de forma preventiva y proactiva a fin de reducir el costo de cumplimiento de la regulación y garantizar la continuidad de las operaciones. En este sentido, es conveniente que las empresas petroleras amplíen sus agendas ambientales, y fortalezcan sus mecanismos y políticas de responsabilidad corporativa particularmente en lo que tiene que ver con la vinculación con sus partes interesadas. En materia de cambio climático hay cuatro aspectos que deben ser atendidos de manera prioritaria por las empresas de petróleo y gas:

1. La consolidación de un claro liderazgo del sector empresarial, en donde las empresas han comprendido que más allá de las negociaciones de los gobiernos, el tema es un asunto estratégico para el negocio.
2. Incorporación de la captura y secuestro geológico de carbono como un elemento importante de la estrategia de mitigación directa.
3. Inclusión de la conservación y la reforestación como instrumentos críticos para la mitigación indirecta; y
4. Reconocimiento explícito de la conservación de la biodiversidad y de los servicios ambientales como eje central de los esfuerzos de adaptación.

*En materia de cambio climático, son cuatro los aspectos que deben atender de manera prioritaria las empresas de gas y petróleo*

Todo lo anterior apunta a la necesidad de transitar hacia economías menos intensivas en el uso de energías. Asimismo, con lo que se refiere a la oferta, es necesario impulsar cambios por la vía de la innovación tecnológica y el diseño de las políticas públicas.

## Cambio climático

### Internacional

De acuerdo con el Escenario de Nuevas Políticas del *World Energy Outlook 2012*, las emisiones de CO<sub>2</sub> continúan incrementándose, y se prevé alcancen 37 gigatoneladas en 2035. Ello llevaría a una trayectoria de emisiones consistente con un incremento de la temperatura global de largo plazo de 3.6 grados centígrados y a una baja probabilidad para alcanzar el objetivo de limitar el calentamiento en 2 grados centígrados, meta establecida en la Conferencia de las Partes (COP15) en Copenhague, Dinamarca, 2009.

Las modelaciones de escenarios realizados a la fecha, en conjunto con información ya observada en los cambios en el sistema climático, muestran que continuarán incrementándose las emisiones de CO<sub>2</sub> y por consiguiente el incremento de la concentración promedio mundial, lo que tendría como consecuencias de probable a muy probable, de acuerdo con el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático:

- Aumento de temperatura entre 1.8 grados centígrados a 4 grados centígrados (observado: 0.74 grados centígrados)
- Ondas de calor más intensas, más duraderas y más frecuentes
- Tormentas tropicales y huracanes más intensos, con aumento en la lluvia y mayores inundaciones en las costas
- El nivel del mar aumentará entre 18 a 59 centímetros (observado: 6 a 10 centímetros), aún si se estabilizan las concentraciones de CO<sub>2</sub>

Los eventos del accidente de la planta nuclear de Fukushima Daiichi, en Japón, han llevado a replantear el rol de la energía nuclear en la mezcla energética de los países en desarrollo, por lo que se incrementará

*Se prevé que las emisiones de CO<sub>2</sub> alcancen 37 Gt en 2035*

necesariamente la demanda y comercio del gas natural, en detrimento del cumplimiento de las metas de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **COP18**

Las obligaciones de alcanzar la meta de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel internacional han sido limitadas, se enfrentan a un debate en la negociación multilateral. Bajo ese contexto, como resultado de la décimo octava Conferencia de la Partes (COP18), celebrada en Doha en diciembre del 2012, se aprobó una enmienda por ocho años más al Protocolo de Kioto y que formaliza la entrada en vigor del segundo periodo de compromiso de ese instrumento y se avanzó en la denominada “Plataforma de Durban para la Acción Ampliada”, aun cuando algunos países tuvieron objeción en la firma del documento como: Japón, Rusia y Canadá.

### **Implicaciones para PEMEX**

- En caso de que México se adhiera al Protocolo de Kioto como país firmante, PEMEX estaría obligado a establecer y cumplir metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en concordancia con las que el país se comprometa a reducir.
- Es muy probable que en la búsqueda de metas más ambiciosas, en particular de los países que están asumiendo estos nuevos compromisos en el marco del Protocolo para el 2020, aumenten las oportunidades en el mercado de carbono, por lo que PEMEX deberá estar listo para acceder a esos mecanismos de financiamiento (IC, IET, etc.), que continuarán a partir del 2013 a través del Fondo Verde del Clima, así como para el desarrollo y transferencia de tecnología y la formación de recursos humanos.
- PEMEX deberá informar, en forma anual, sus inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero para que se integren en los comunicados a nivel nacional, por lo que se deberá fortalecer su sistema de medición, reporte y verificación.

### **Nacional**

El Gobierno de México reconoce que el cambio climático además de ser el principal problema ambiental global, representa una gran amenaza para el proceso de desarrollo y el bienestar humano, por lo que deben continuarse las acciones de mitigación y de adaptación. En este sentido, en octubre de 2012 entró en vigor la Ley General de Cambio Climático, la cual estableció las disposiciones legales para enfrentar los efectos adversos del cambio climático, así como los criterios para reducir las emisiones antropogénicas y de adaptación. Los aspectos más sobresalientes son:

- Se crea el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), que retomará las tareas y atribuciones de lo que venía haciendo el Instituto Nacional de Ecología (INE) y enfocará sus recursos en implementar parte de las propuestas de la Ley y dar un monitoreo a las emisiones de GEI
- Se establece el Registro Nacional de Emisiones como el instrumento donde las personas, físicas y morales responsables de los establecimientos sujetos a reporte, deberán inscribir el reporte anual de emisiones directas e indirectas y de absorciones por sumideros de gases de efecto invernadero
- Se construirá un sistema de comercio de emisiones en el cual la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, fungirá como organismo regulador con el objeto de que los participantes obtengan derechos de emisión o reducciones de emisiones. Este mecanismo de mercado se espera funcione bajo el esquema de *cap & trade*

Durante 2013 se actualizará la Estrategia Nacional de Cambio Climático 2013-2027 y se publicará el Reglamento de la Ley General de Cambio Climático.

#### **Implicaciones para PEMEX**

PEMEX deberá destinar recursos para reforzar sus actividades en el tema de mitigación, por ejemplo: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones petroleras; promover la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la mitigación indirecta; disminuir la intensidad de carbono de la oferta energética. En materia de adaptación: aminorar la vulnerabilidad de las operaciones petroleras ante los efectos provocados por el cambio climático; minimizar la vulnerabilidad de los asentamientos y los ecosistemas que influyen en la continuidad operativa.

Las acciones de PEMEX son fundamentales en la estrategia del Gobierno Federal contra el cambio climático, por ello anualmente se actualiza el Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos (PAC).

#### **Eficiencia energética y cogeneración**

La eficiencia energética y la cogeneración presentan amplios potenciales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera y, por ello, representan mecanismos fundamentales para alcanzar las metas que se establezcan en el Programa Especial de Cambio Climático y podrán ser proyectos candidatos para mecanismos de apoyo de orden nacional a través de lo que establezca el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático en México, de acuerdo con la Ley General de Cambio Climático y de otros mecanismos internacionales como los del UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*).



# Objetivos y estrategias

El Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018 es el resultado de un esfuerzo por concentrar la atención y las capacidades del organismo en una serie de objetivos estratégicos orientados al cumplimiento de su mandato. Cada uno de los objetivos se ha planteado tras un análisis de la situación interna actual, de la revisión de la relación que guarda PEMEX con su entorno y de la evaluación de cómo se ve afectado por los factores no operativos.

El conjunto de objetivos conforma un marco de referencia para la alineación de la organización en torno a una visión común del presente y futuro de PEMEX, y es la base para la programación de operaciones, actividades a nivel individual y planeación de las áreas a lo largo de la cadena de valor.

Para cumplir cada uno de los objetivos se han diseñado estrategias específicas con un alcance definido para los siguientes cinco años. Las estrategias obedecen al análisis particular y su diagnóstico, y definen el énfasis que se dará a cada aspecto relevante para la transformación de PEMEX, es decir en dónde se concentrará la actividad de la organización en los próximos años. Además, las estrategias establecen los vehículos por medio de los cuales esta actividad será ejecutada, el ritmo y los mecanismos para su realización.

Dando continuidad a lo establecido en 2010, los 15 objetivos estratégicos del Plan de Negocios 2014-2018 se organizan bajo cuatro líneas de acción a fin de permitir un entendimiento sintético de objetivos y estrategias.

A continuación se incluye un listado de los objetivos y estrategias que conforman el Plan; la numeración de las estrategias se mantuvo respecto a la versión 2013-2017:

Objetivos estratégicos		Estrategias	Página
1	Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación	1.1 Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en aguas someras y áreas terrestres	70
		1.2 Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo	71
		1.3 Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas húmedo no asociado	72
		1.4 Intensificar la actividad en delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas	73
		1.5 Intensificar la actividad de la evaluación del potencial correspondiente al aceite y gas en lutitas	74



Objetivos estratégicos		Estrategias	Página
2	Incrementar la producción de hidrocarburos	2.1 Implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos a través de recuperación primaria	76
		2.2 Implementar prácticas de recuperación secundaria y mejorada	77
		2.3 Desarrollar campos de crudo extrapesado	78
		2.4 Acelerar la entrada a producción de campos nuevos	79
3	Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción	3.1 Desarrollar infraestructura necesaria para aumentar el aprovechamiento de gas	81
		3.2 Optimizar costos asociados a producción, descubrimiento, desarrollo y transporte de hidrocarburos	82
4	Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación	4.1 Incrementar la eficiencia operativa en PR	85
		4.2 Incrementar la eficiencia operativa en PGPB	86
		4.3 Adoptar estándares internacionales de eficiencia bajo criterios de sustentabilidad en PPQ	87
		4.4 Impulsar la eficiencia energética y la cogeneración	88
5	Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico	5.1 Modernizar la refinería de Salamanca	90
		5.3 Construir la infraestructura para producir gasolina y diesel con ultrabajo contenido de azufre en el SNR	91
		5.4 Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los Centros Procesadores de Gas	92
		5.5 Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas	93
		5.6 Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura necesaria de proceso y transporte	94
6	Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria	6.1 Impulsar el desarrollo tecnológico y las economías de escala de las cadenas petroquímicas	97
		6.2 Integrar las cadenas productivas en PPQ	98
		6.3 Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes	99
7	Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos	7.1 Optimizar la logística de petrolíferos	103
		7.2 Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural	104

Objetivos estratégicos		Estrategias	Página
8	Fortalecer la orientación a los clientes	7.3 Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre	105
		7.4 Mejorar la flexibilidad en el sistema de distribución de crudo mediante nueva infraestructura en zonas críticas	106
		7.5 Incrementar el valor y calidad de hidrocarburos por medio de segregación y mezclado de corrientes	107
		8.1 Modernizar el proceso comercial de PR	110
9	Garantizar la operación segura y confiable	8.2 Posicionar a PPQ como líder en productos seleccionados en el mercado nacional y participar en mercados internacionales	111
		8.3 Consolidar la relación con los clientes de gas natural, gas LP y petroquímicos básicos y azufre	112
		8.4 Abrir nuevos mercados de gas natural	113
		9.1 Consolidar y promover la mejora continua del sistema PEMEX-SSPA	116
10	Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades	9.2 Implantar el sistema PEMEX Confiabilidad	117
		10.1 Consolidar la mejora del desempeño ambiental	121
		10.2 Fortalecer la sustentabilidad del negocio	122
		10.3 Fortalecer los mecanismos de vinculación y desarrollo social	123
11	Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral	11.1 Desarrollar el capital humano	126
		11.2 Transformar la cultura organizacional	127
		11.3 Incrementar la productividad laboral	128
		11.4 Mejorar el proceso de Recursos Humanos y Relaciones Laborales	129
12	Incrementar la generación de valor y la eficiencia del proceso de suministros y fortalecer la proveeduría nacional	12.1 Diseñar e implantar un modelo de negocio único integral de suministros	132
		12.2 Promover el desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional	133
13	Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante el desarrollo tecnológico	13.1 Implantar el Programa Estratégico Tecnológico	136

Objetivos estratégicos		Estrategias	Página
<b>14</b>	Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos	<b>14.1</b> Mejorar el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP)	139
		<b>14.2</b> Mejorar el Sistema de Gestión por Procesos (SGP)	140
<b>15</b>	Desarrollar negocios internacionales	<b>15.1</b> Identificar y participar en negocios internacionales en Exploración y Producción	143

# Exploración y Producción

## Objetivo 1

## Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación

Se estima que México cuenta con 54.6 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos convencionales. El 49 por ciento se concentra en aguas profundas del Golfo de México, que se caracterizan por contar con un tirante de agua mayor a 500 metros. Estos recursos pueden convertirse en reservas mediante la actividad exploratoria exitosa. No obstante, la exploración, descubrimiento y eventual desarrollo de los campos en aguas profundas requiere capacidades técnicas y de ejecución significativas, con riesgos importantes para la inversión.

El 51 por ciento restante de los recursos prospectivos del país se encuentra en áreas terrestres y en la plataforma continental (aguas someras), donde destacan las Cuencas del Sureste, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz; regiones en las que deben intensificarse los esfuerzos en exploración y desarrollo, aprovechando las capacidades existentes y el uso de tecnologías conocidas en PEMEX.

En materia de exploración y explotación en aguas profundas del Golfo de México, la estrategia propone llevar a cabo actividades que permitan conocer con mayor precisión su potencial y desarrollar las habilidades e infraestructura requeridas para su exploración y explotación dentro de los estándares más altos de seguridad.

Con relación al avance en la estrategia de aguas profundas se han identificado siete áreas geológicas (Provincia Salina del Bravo; Cinturón Plegado Perdido; Cordilleras Mexicanas; Cinturón Plegado Catemaco; Provincia Salina del Istmo; Escarpe de Campeche y Planicie Abisal), con rocas generadoras del Jurásico, almacenadoras del Terciario y Mesozoico principalmente; destacan por su complejidad las provincias afectadas por tectónica salina.

En materia de gas, las principales cuencas productoras de gas no asociado son Burgos y Veracruz, destacando la primera por su volumetría. De las reservas 3P incorporadas en los últimos 6 años, el 5.6 por ciento provienen de dichas cuencas gasíferas. En la Cuenca de Burgos es necesario optimizar los diseños y costos de los pozos, así como hacer más rigurosa y selectiva la propuesta de localizaciones. En lo que respecta a la Cuenca de Veracruz, se elaboró un programa intensivo de adquisición sísmica tridimensional durante el periodo 2012-2015 y a partir de 2013, se ajustó la estrategia hacia un enfoque a encontrar gas húmedo no asociado en ambas cuencas.

Se estima que en México existen varias provincias precursoras de aceite y gas en lutitas; el Departamento de Energía de los Estados Unidos publicó en 2011 a través de la EIA (*Energy Information Administration*) que México tiene un potencial técnicamente recuperable de 681 billones de pies cúbicos.

Por otra parte, PEMEX ha estimado un potencial de 60 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos no convencionales de lutitas.

En el *play Eagle Ford* se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo con la perforación de los pozos Emergente-1 y Habano-1, respectivamente; en el área de Sabinas con el pozo Percutor-1 se probó la extensión del *play Eagle Ford* al resultar productor de gas seco; los pozos Nomada-1 y Montañés-1 resultaron productores de aceite y gas húmedo, respectivamente; para probar el *play Jurásico* se perforó el pozo Arbolero-1 con resultados de aceite y gas. Se continúan los estudios de sistemas petroleros y *plays* no convencionales en las provincias de Tampico-Misantla y Veracruz.

El incremento en la inversión en actividades de exploración y producción en los últimos años se ha traducido en un aumento en la tasa de restitución de reservas probadas y en la estabilización de la producción de crudo. En 2012 PEMEX logró una tasa de restitución de reservas 1P de 104 por ciento, por segundo año consecutivo superior a 100 por ciento, situación que incrementa la viabilidad de largo plazo de la industria nacional. No obstante, en comparación con la industria internacional, la capacidad para incorporar hidrocarburos por encima de la producción aún es menor, razón por la cual es necesario continuar con los esfuerzos en ese sentido.

A inicio de 2014 se dispondrá de 13.871 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas y en el periodo 2014 a 2018 se incorporarán 6.866 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas tanto de actividades exploratorias como de desarrollo. En ese mismo periodo, como resultado de la producción de hidrocarburos, se extraerán 6.644 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de tal forma que para fines de 2018 se dispondrían de 14.092 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo, al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.

**Objetivo 1**

Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 1.1**

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

Incorporar un recurso medio de 4,483 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el periodo 2014-2018.

**Justificación**

Las Cuencas del Sureste y de Tampico-Misantla contienen 41% de los recursos prospectivos del país.

Del total de los recursos prospectivos en estas cuencas, 90% corresponde a aceite y gas-condensado y 10% a gas no asociado.

De los 7,886 MMbpce de reservas 3P incorporadas totales en el periodo 2008-2012, el 82% provienen de descubrimientos en las Cuencas del Sureste tanto en su porción de aguas someras como terrestre.

**Principales hitos**

Adquisición de 4,751 km de sísmica 2D <sup>1/</sup>	2018
Adquisición de 25,663 km <sup>2</sup> de sísmica 3D <sup>1/</sup>	2018
Perforación de 231 pozos exploratorios <sup>1/</sup>	2018

1/ Datos que comprende periodo 2014-2018.

**Alcance**

- En las Cuencas del Sureste:
  - Continuar la exploración en los *plays* establecidos del Cretácico Brechas, Cretácico Fracturas, Kimmeridgiano y Oxfordiano en la búsqueda de aceite ligero, gas y condensado y aceite pesado.
  - Consolidar los estudios de AVO e inversión sísmica para reducir el riesgo y la incertidumbre en los *plays* del Terciario asociados a aceite.
  - Evaluar el potencial petrolero en *plays* hipotéticos subsalinos y presalino con procesado PSDM (*Pre Stack Deep Migration*).
- En la Cuenca Tampico-Misantla se busca reactivar la exploración en *plays* del Mesozoico en búsqueda de aceite ligero.
- Adquirir sísmica 3D con tendidos largos y alta densidad (incluyendo distribución de Azimuth Amplio), enfocada a los objetivos petroleros del Mesozoico y Subsalinos.
- Continuar el desarrollo y calibración de la metodología de enfoque integral para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados.
- Asegurar la disponibilidad y continuidad de las operaciones de los equipos de perforación para las actividades exploratorias.
- Mejorar el proceso de trámite de permisos y construcción de infraestructura para pozos en la porción terrestre.

**Objetivo 1**

Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 1.2****Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo**

Evaluar el potencial de las áreas prioritarias y mejorar el conocimiento del tamaño, distribución y tipo de hidrocarburos, privilegiando las inversiones a las áreas con potencial de aceite.

**Justificación**

De acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha, se estima que en la Cuenca del Golfo de México Profundo se descubrirán los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos.

Entre 2000 y 2012 se han adquirido 122,727 km<sup>2</sup> de sísmica 3D; además, se han terminado 25 pozos exploratorios, de los cuales 10 incorporaron reservas: siete de gas y tres de aceite que han incorporado 1,327 MMbpce de reservas 3P.

Los recursos prospectivos son cercanos a 26.5 MMMbpce, de estos, el 62% corresponden a localizaciones y oportunidades exploratorias y el 38 % corresponde a *plays*.

**Principales hitos**

Adquisición de 14,020 km <sup>2</sup> de sísmica 3D <sup>1/</sup> , incluye procesado sísmico especial en áreas de geología compleja y/o afectadas por tectónica salina	2017
---	------

Perforación de 49 pozos exploratorios <sup>2/</sup>	2018
---	------

1/ Dato acumulativo en el periodo 2014-2017

2/ Periodo comprendido de 2014-2018.

**Alcance**

- Confirmar la extensión de los *plays* del Paleógeno en las provincias Cinturón Plegado Perdido y Salina del Bravo, y evaluar el potencial de los *plays* mesozoicos.
- Continuar la evaluación de los *plays* terciarios y mesozoicos en la provincia Salina del Istmo.
- Terminar de cuantificar el potencial de la provincia gasífera con mayor potencial en gas húmedo y aceite ubicadas al sur de las Cordilleras Mexicanas y en el Cinturón Plegado Catemaco.
- Asegurar el acceso a centros de procesamiento sísmico especial para aplicar algoritmos de última generación para mejorar la imagen del subsuelo en áreas de geología compleja.
- Desarrollar una metodología de acuerdo a estándares internacionales y su aplicación para la predicción de presión de poro.
- Cumplir con las disposiciones de seguridad dictadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en enero de 2011.
- Fortalecer la cartera de localizaciones privilegiando las áreas con presencia de hidrocarburos líquidos o gas húmedo.
- Desarrollar mecanismos de colaboración y participación de terceros de acuerdo al marco regulatorio vigente a través de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).

**Objetivo 1**

Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 1.3****Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas húmedo no asociado**

Enfocar la exploración en búsqueda de gas húmedo no asociado, jerarquizando las áreas mediante estudios de sistemas petroleros, *plays* e información sísmica para fortalecer el portafolio de oportunidades exploratorias e incrementar la incorporación de reservas.

**Justificación**

Actualmente, la actividad exploratoria de las principales cuencas productoras de gas no asociado, como son Burgos-Sabinas y Veracruz, tienen identificados recursos prospectivos del orden de 4,900 MMbpce; 78% corresponde a oportunidades y localizaciones y el restante 22% corresponde a *plays*. Se pretende redireccionar el enfoque en estos campos en oportunidades de gas húmedo no asociado que agregan mayor valor.

**Principales hitos**

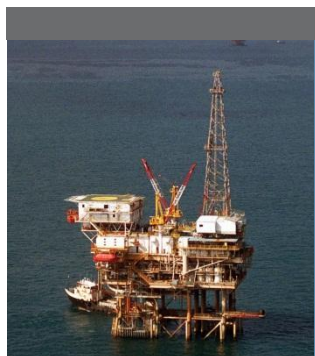
Estudios geológicos	4 por año
Adquisición de 3,704 km <sup>2</sup> de sísmica 3D en Activo Burgos <sup>1/</sup>	2018
Adquisición de 3,000 km <sup>2</sup> de sísmica 3D en Activo Tampico-Misantla-Golfo <sup>1/</sup>	2018
Perforación de 108 pozos exploratorios <sup>1/</sup>	2018

1/ El periodo comprendido es 2014-2018. Cabe mencionar que esta sísmica y pozos también están incluidos en la estrategia 1.1.

**Alcance**

- Continuar con la aplicación de procesamiento sísmicos especiales de AVO e inversión sísmica, multiatributos, etc.
- Intensificar la adquisición de información geológica-geoquímica.
  - Adquirir e interpretar información sísmica tridimensional y multicomponente (3D-3C) en las cuencas de Burgos-Sabinas y Veracruz.
  - Definir a detalle modelos geoquímicos, estratigráficos y estructurales de los *plays* de aceite y gas húmedo.
  - Mejorar el entendimiento de los sistemas petroleros de la porción sur en la cuenca de Veracruz.
  - Asegurar que la exploración en la porción marina se enfoque en los *plays* del Mioceno Inferior principalmente.
- Incrementar la cartera de localizaciones aprobadas.
  - Acelerar la generación y aprobación de localizaciones.
  - Identificar nuevas oportunidades exploratorias sobre los alineamientos de los campos productores de gas húmedo en los *plays* Oligoceno Frío y Vicksburg en la cuenca de Burgos-Sabinas.
  - Determinar con modelos predictivos la calidad de roca almacén y el tipo de fluidos.



**Objetivo 1**

Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación  
**PEMEX Exploración y Producción**

**Estrategia 1.4**

**Intensificar la actividad en delimitación para acelerar el desarrollo de reservas probadas**

Intensificar la actividad en delimitación con la finalidad de dar mayor certidumbre al desarrollo de los campos y reducir el tiempo entre descubrimiento y puesta en explotación.

**Justificación**

La delimitación de los nuevos campos está enfocada en dar certidumbre para sustentar un desarrollo óptimo y coadyuvar al cumplimiento de la meta de restitución de reservas probadas.

En el periodo 2008 a 2012 se delimitaron 12 campos, los cuales reclasificaron un volumen de 1,363 MMbpce e incorporaron 2,187 mmbpce de reservas 3P.

Por su volumen y área, los campos a delimitar se encuentran principalmente en las Cuencas del Sureste y Aguas Profundas.

**Principales hitos**

Ocho estudios de caracterización y delimitación en aguas profundas <sup>1/</sup>	2018
Ocho estudios de caracterización y delimitación en Tampico-Misantla <sup>1/</sup>	2018
Ocho estudios de caracterización y delimitación en cuencas del sureste <sup>1/</sup>	2018

<sup>1/</sup> El periodo comprendido es de 2014-2018.

**Alcance**

- **Intensificar la adquisición de información geológica-geofísica:**
  - Adquirir información de los yacimientos con probadores dinámicos de formación para optimizar pruebas de presión-producción.
  - Reprocesar los cubos sísmicos tridimensionales, para apoyar la delimitación.
  - Adquirir los núcleos necesarios para la caracterización inicial de los yacimientos.
- **Caracterizar y delimitar los campos:**
  - Realizar los estudios de inversión sísmica, AVO, fracturamiento, diagénesis, y otros que permitan mejorar la caracterización del yacimiento.
  - Construir y poblar los modelos estáticos de los campos a delimitar.
  - Definir los modelos conceptuales de infraestructura del posible desarrollo.
  - Documentar técnica y económicamente los pozos delimitadores.
- **Acelerar el proceso de caracterización –certificación de reservas – delimitación de los nuevos descubrimientos.**
- **Actualizar la cedula electrónica de evaluación Volumétrica CERYD incorporando los criterios económicos para la toma de decisiones.**
- **Mejorar el proceso desde la generación de prospectos hasta la entrega de los campos descubiertos a desarrollo de campos.**

**Objetivo 1**

Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 1.5****Intensificar la actividad de la evaluación del potencial correspondiente al aceite y gas en lutitas**

Evaluar el potencial de yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas, que permita en el mediano plazo contribuir a mantener y/o incrementar la plataforma de producción de hidrocarburos.

**Justificación**

Se han identificado en México cinco provincias geológicas precursoras de aceite, gas y condensado shale: Sabinas-Burro-Picachos (SBP), Burgos Mesozoico, Tampico-Misantla (TM), Veracruz y Chihuahua.

Con la perforación de los pozos Emergente-1, Habano-1 y Percutor-1, se probó la presencia del *play* no convencional de la Formación *Eagle Ford* en la provincia Burro-Picachos-Sabinas, y con los pozos Anhelido-1 y Arbolero-1 se confirmó el concepto en rocas del Jurásico Superior Pimienta, el primero productor de aceite y gas y el segundo productor de gas seco. Paralelamente se están realizando estudios de sistemas petroleros y *plays* no convencionales en las provincias de Tampico-Misantla y Veracruz.

Chihuahua se encuentra en etapa de visualización, con un potencial estimado preliminarmente de 138 MMMMpc y 31 MMMbbls en la media.

**Principales hitos**

Adquisición de 2,050 km <sup>2</sup> de sísmica 3D	2018
--	------

Perforar 324 pozos exploratorios <sup>1/</sup>	2018
--	------

1/ El periodo comprendido es de 2014-2018.

**Alcance**

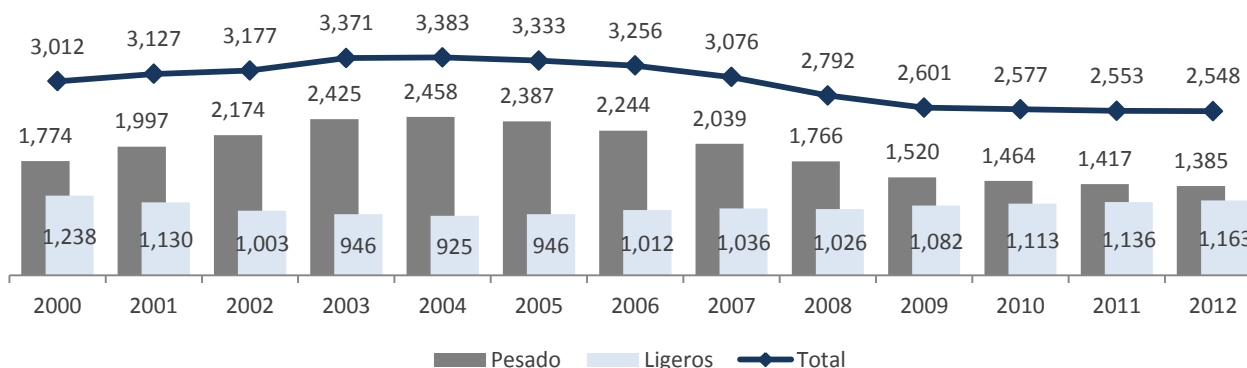
- Realizar estudios geológicos, geoquímicos, petrofísicos y geomecánicos de los *plays* no convencionales
- Asegurar que el diseño de los levantamientos sísmicos 3D sea el adecuado para estos tipos de *plays*.
- Jerarquizar los *plays* y definir áreas prioritarias
- Calibrar los modelos geológicos y geoquímicos con la información de los pozos perforados
- Para cada una de las tareas se aplicarán las tecnologías necesarias para solventar los retos técnicos y ambientales
- Realizar estudios de impacto social y ambiental para planificar el desarrollo masivo bajo un marco de desarrollo sustentable

**Objetivo 2****Incrementar la producción de hidrocarburos**

Las cuencas petroleras promisorias, tanto a nivel nacional como internacional, se encuentran cada vez más en áreas de geología compleja o en aguas profundas, lo que requiere nuevas formas de adquisición sísmica; nuevas herramientas de perforación y terminación de pozos; tecnologías para la perforación de pozos no convencionales (horizontales, multilaterales, de alcance extendido, tecnología de perforación para ambientes de alta presión-alta temperatura, entre otros); nuevas tecnologías para explotar campos de aceite pesado y extrapesado; tecnologías para explotar campos en aguas ultraprofundas, entre las más importantes.

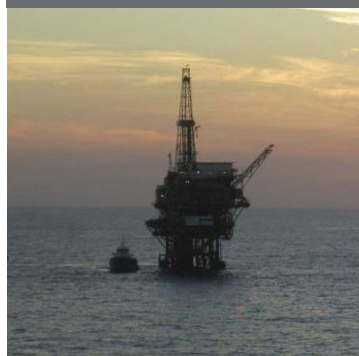
Por otra parte, se estima que en nuestro país, una parte significativa de la producción de crudo en el futuro provendrá de campos maduros. Por ello, la aplicación de tecnologías para procesos de recuperación secundaria y mejorada en muchos de los campos petroleros que producen en la actualidad, desempeñarán un papel relevante en el incremento de la producción y la recuperación final. Asimismo, se espera una mayor actividad en campos de menor tamaño en comparación con los que se explotan actualmente, así como en campos con mayor complejidad, por lo que su desarrollo representa un reto de gran envergadura.

En este contexto, el uso de herramientas tecnológicas de vanguardia busca mejorar la producción en campos de alta complejidad, así como continuar con la producción y extender la vida útil de campos con un estado avanzado de desarrollo, en los que las condiciones de extracción ya no son óptimas.

**5.1.1. Producción de crudo (Mbd)**

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) cuenta con grandes recursos petroleros, lo que lo convierte en un proyecto estratégico para el país. Por sus características, requiere del desarrollo de capacidades tecnológicas especializadas para su explotación eficiente, por lo que resulta de particular relevancia la incorporación de un plan tecnológico dirigido específicamente a estas necesidades.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo, al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.

**Objetivo 2**

Incrementar la producción de hidrocarburos

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 2.1**

Implementar mejores prácticas para administrar la declinación de campos a través de recuperación primaria

Definir e implementar un nuevo enfoque de productividad de pozos para impulsar proyectos de mejora que permitan contribuir para alcanzar las metas de producción establecidas.

**Justificación**

Alrededor de 80% de los campos productores son maduros y se encuentran en etapa avanzada de explotación, por lo que es fundamental optimizar su producción a través de la implementación de mejores prácticas y tecnología para el mejoramiento de resultados.

En 2011 se culminó la visualización y análisis a nivel PEP del concepto de productividad que aplica en cada uno de los Activos, identificando brechas de mejora: funciones, estructura, procesos y tecnología. Logrando la cobertura de la Fase 1 del Plan Estratégico Nacional de Productividad de Pozos en PEP.

**Principales hitos**

Conformación de Centros de Soporte Técnico Regionales	2014
Realización de foros tecnológicos	1/año
Cartera de propuestas de mejoramiento de producción por Activo de PEP	2015
Reactivación de pozos cerrados	2016

**Alcance**

- Identificar áreas de oportunidad de mejoramiento de producción en cada uno de los Activos de PEP y establecer soluciones con una visión integral.
- Documentar e implementar mejores prácticas y tecnologías para mejorar la productividad de los pozos, los sistemas artificiales, la medición de pozos y la infraestructura superficial.
- Conformar una cartera de propuestas de optimización y reactivación de pozos con mayores ingresos por cada unidad de costo
- Homologar los procesos e impulsar los proyectos de productividad.
- Implementar un nuevo modelo de productividad para revertir y/o mantener la declinación de la producción de los campos de los Activos de producción.
- Crear equipos de productividad para fortalecer la función, estructura, gobernabilidad y toma de decisión para la operación de pozos.
- Mejorar el nivel de competencias de personal técnico en el área de productividad de pozos.

**Objetivo 2**

Incrementar la producción de hidrocarburos

PEMEX Exploración y Producción

**Estrategia 2.2****Implementar prácticas de recuperación secundaria y mejorada**

Incrementar el factor de recuperación de aceite entre 3 y 8 por ciento del volumen original mediante la implementación de prácticas de recuperación secundaria y mejorada.

**Justificación**

Durante las últimas dos décadas ha disminuido la implementación de prácticas de recuperación secundaria por la mayor rentabilidad de la producción primaria y el limitado número de especialistas en la organización. Por otra parte, los procesos, la organización y las competencias son inadecuados para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada. No obstante, la organización tiene grandes volúmenes de aceite remanente bajo esquemas de explotación actuales en los campos maduros y además se cuenta con el reconocimiento internacional en recuperación secundaria y mantenimiento de presión.

**Principales hitos**

Desarrollo e implementación de mejores prácticas de recuperación secundaria	2014
Diseño y ejecución de pruebas piloto de recuperación mejorada	2014
Cierre de brechas en competencias de recuperación secundaria y mejorada	2015

**Alcance**

- Recuperación secundaria:
  - Identificación de principales campos candidatos a procesos de recuperación secundaria.
  - Diseño de los proyectos en conjunto con los Activos.
  - Formación de especialistas.
- Recuperación mejorada:
  - Selección de proyectos, tecnologías y pilotos para la implementación de recuperación mejorada.
  - Desarrollo de estrategia de aseguramiento de fluidos de inyección.
  - Definición de procesos para aseguramiento de recursos y desarrollo de proyectos.
  - Identificación de cambios organizacionales requeridos.
  - Desarrollo de programas para cierre de brechas en competencias asociadas.
  - Formación de especialistas.
- Inicialmente, desarrollo de estudios de laboratorio, a continuación diseño y ejecución de pruebas piloto.

**Objetivo 2**

Incrementar la producción de hidrocarburos

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 2.3****Desarrollar campos de crudo extrapesado**

Desarrollar un plan maestro para la explotación y comercialización de crudo extrapesado de las Regiones Marinas implementando proyectos de mezclado de crudo ligero marino con el crudo extrapesado.

**Justificación**

El crudo pesado y extrapesado representa alrededor del 60% de las reservas probadas y su explotación presenta retos técnicos, tecnológicos y comerciales. Recientemente, se han descubierto 18 campos de crudo extrapesado en la región marina con calidades de aceite que van de 6 a 12 °API, y con altas concentraciones de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

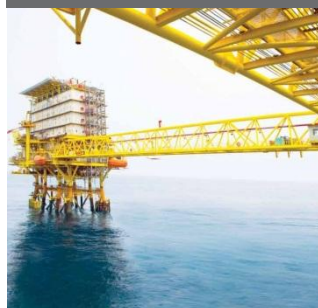
A la fecha no existe ningún campo con las características de Ayatsil-Tekel a nivel mundial.

**Principales hitos**

Primer aceite de Ayatsil-Tekel	2014
Documento Soporte de Decisión FEL-III para Pit y Kayab	2014
Documento Soporte de Decisión FEL-III para Baksha, Pohp-Tson Zazil-Ha/Yalxiltum	2015
Documento Soporte de Decisión FEL-III para Chapabil, Numan y Nab	2016

**Alcance**

- Documentar la estrategia de explotación de cada campo con la metodología FEL.
- Identificar tecnologías críticas en cada disciplina técnica y seleccionar aquellas que resuelvan el problema técnico con mejor rentabilidad.
- Desarrollar un Plan Maestro de explotación por cada campo, iniciando con Ayatsil -Tekel.
- Realizar un levantamiento sísmico de alta densidad enfocado al yacimiento Brecha Cretácico.
- Realizar pruebas de alcance extendido.
- Cuantificar las incertidumbres de variables críticas para establecer el plan de mitigación y administrar el riesgo.
- Desarrollar habilidades y competencias en las disciplinas de yacimientos, sistemas artificiales, aseguramiento de flujo, comercialización entre otras, del personal para lograr las metas del proyecto.

**Objetivo 2**

Incrementar la producción de hidrocarburos

PEMEX Exploración y Producción

**Estrategia 2.4****Acelerar la entrada a producción de campos nuevos**

Establecer acciones que permitan reducir el tiempo entre el descubrimiento y entrada a producción de un campo nuevo.

**Justificación**

Los principales campos están en proceso de declinación por lo que se requiere incorporar reservas frescas para incrementar la producción a través de la creación de nuevos proyectos. El proceso de documentación y aprobación de un proyecto para campos nuevos lleva mucho tiempo, por lo cual se requiere mejorarlo a través de la actualización y/o creación de nuevos procesos de documentación y aprobación que permitan agilizar la asignación de recursos humanos y financieros para iniciar su desarrollo.

**Principales hitos**

Diseño del documento rector único	2014
Estrategia para inicio de la delimitación en campos nuevos	2014
Implementación de acciones de mejora identificadas	2017

**Alcance**

- Realizar un diagnóstico de las causas que justifican los tiempos entre descubrimiento y la primera producción.
- Identificación y propuesta de acciones para solucionar las causas identificadas.
- Mejorar el proceso de documentación, aprobación y asignación de recursos para proyectos nuevos.
- Elaboración de los estudios de pre-factibilidad de los campos nuevos para facilitar su asignación de recursos.
- Establecer un documento rector único, para ser presentado como requisito ante las instancias que lo requieran para la asignación como proyecto, cambio de monto y alcance, beneficio costo y etapas FEL.
- Definir una estrategia para inicio de la delimitación de campos nuevos.
- Identificar los principales prospectos y establecer los mecanismos para acelerar su desarrollo y entrada a producción en el corto y mediano plazos.

**Objetivo 3****Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción**

Durante el periodo 2007-2008 se observaron niveles de venteo y quema de gas superiores a los reportados en los años previos. Para atender esta situación se tomaron acciones para la reducción de las emisiones de gas a la atmósfera en particular en la Región Marina Noreste, consiguiendo revertir la tendencia en el venteo y quema de gas a partir de 2009.

El 4 de diciembre de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Resolución CNH.06.001/09 en la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

En 2012 el aprovechamiento de gas alcanzó un valor de 98 por ciento, resultado de la instrumentación de acciones para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de compresión, de la mejora en la eficiencia del proceso de endulzamiento de gas, del incremento de las capacidades de inyección de gas amargo al yacimiento, del manejo de gas de alta presión y de compresión con equipo *Booster*, así como del cierre de pozos con alta relación gas-aceite. Cabe mencionar que a nivel mundial el nivel de aprovechamiento de gas es de 95 por ciento.

Por otra parte, los costos unitarios de producción, descubrimiento y desarrollo, se mantienen dentro de niveles competitivos con relación a estándares internacionales. A pesar de esta ventaja competitiva, en los últimos años los costos de servicios se han incrementado debido a una mayor demanda internacional asociada a precios altos del crudo. Además, la cartera de proyectos indica un cambio hacia producción en campos de mayor complejidad y niveles de costos.

Las reglas de negocio para determinación de costos están definidas por procedimientos autorizados; los costos se informan con base en normas internacionales de información financiera y deben cumplir con las reglas del Consejo de normas de contabilidad financiera.

El costo de producción de PEMEX en 2012 fue de 6.84 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, siendo éste el más bajo entre las principales empresas petroleras. El incremento con respecto a 2011 se debió principalmente a gastos asociados a intervenciones menores a pozos, mantenimiento a instalaciones, servicios generales y en la compra de petrolíferos. Adicionalmente, dicho incremento del costo se debió a la disminución de 0.6 por ciento en la producción total de hidrocarburos.

Respecto al costo de descubrimiento y desarrollo de PEMEX en 2012, éste disminuyó a 13.77 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, con respecto al año pasado, debido a que en los últimos dos años se ha mantenido el incremento de incorporación de reservas, superando las metas establecidas.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución de dicho objetivo, al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.



**Objetivo 3**

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

**PEMEX Exploración y Producción**

**Estrategia 3.1**

**Desarrollar infraestructura necesaria para aumentar el aprovechamiento de gas**

Incrementar la capacidad de manejo y aprovechamiento de gas a través de infraestructura que permita reducir el venteo y/o quema de gas asociado.

**Justificación**

Como parte de la estrategia de ser una empresa socialmente responsable y con operaciones eficientes, PEP busca mantener un aprovechamiento de gas mayor de 98%.

Para lograr este objetivo, es necesario incrementar la capacidad de manejo de gas, la confiabilidad operativa, la disponibilidad de equipos de compresión y actualización de infraestructura.

**Principales hitos**

Conclusión de obras para incrementar capacidad de manejo de gas en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste (p.ej. instalación de <i>boosters</i> y turbo compresoras, sistemas de compresión de gas, etc.)	2014
Conclusión de obras para incrementar capacidad de manejo de gas en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste (p.ej. instalación de equipos de compresión, líneas y gasoductos, complejo de producción Activo Producción Litoral de Tabasco, etc.)	2015

**Alcance**

- Instalación y repotenciación de módulos de compresión y equipos *boosters* en las Subdirecciones de Producción Región Marina Noreste y Sur.
- Adecuación de instalaciones del Complejo de producción del Activo de Producción Litoral de Tabasco.
- Construcción de líneas de transporte de gas marinas y terrestres.
- Instalación de recuperadoras de vapores en las Baterías Artesa y Girdalas de la Región Sur.
- Implementación de servicios de reinyección de gas limpio y contaminado a yacimientos en Regiones Marinas y Sur de PEP.
- Continuar con el procedimiento para control del contenido de N<sub>2</sub> en el gas entregado a plantas del Sureste de noviembre 2010, emitido por la Subdirección de Distribución y Comercialización.

**Objetivo 3**

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

**PEMEX Exploración y Producción**

**Estrategia 3.2**

Optimizar costos asociados a producción, descubrimiento, desarrollo y transporte de hidrocarburos

Mantener competitividad en costos de descubrimiento y desarrollo, y de producción, mediante la optimización de costos de perforación, infraestructura, transporte, mantenimiento y acondicionamiento de hidrocarburos.

**Justificación**

Los costos de servicios se han incrementado en los últimos años debido a una mayor demanda internacional asociada a precios altos del crudo. Por otra parte, la cartera de proyectos indica un cambio hacia campos de mayor complejidad y niveles de costos, tanto en descubrimiento como en desarrollo y producción.

Se tienen sobrecostos en las inversiones y operaciones de PEP que se podrían reducir con una mejor definición de obras, revisión de los procesos de contratación y adquisición de equipos de perforación, revisión de los procesos operativos, entre otros.

**Principales hitos**

Conclusión del análisis de costo de los servicios y suministro a pozos	2014
Actualización de los sistemas de costos de mantenimiento y logística	2014
Implementación de acciones de mejora del costo de transporte	2014
Modernización de equipos de perforación para la Región Norte y Sur	2015
Adquisición de equipos de reparación para la Región Norte y Sur	2016

**Alcance**

Mejorar posición competitiva en costos de infraestructura:

- Actualización del catálogo de obras y servicios
- Definir e implantar una estrategia para estimación de costos
- Elaborar el diagnóstico y *benchmarking* del proceso de construcción de obras, identificando áreas de oportunidad en actividades críticas y optimizar su proceso.
- Desarrollar e implantar un plan de mejora basado en el diagnóstico y *benchmarking* realizado.

Optimizar los costos de mantenimiento y transporte:

- Elaborar el diagnóstico y *benchmarking* de los servicios de mantenimiento y logística
- Desarrollo de sistema de costeo de los servicios de mantenimiento y logística
- Análisis del comportamiento histórico de costo de transporte y determinar áreas de oportunidad

Reducir los costos de perforación a través de:

- Adquisición y modernización de equipos de perforación de pozos.
- Separar la Unidad de Negocios de Perforación como una nueva entidad 'PEMEX Perforación y Servicios' para mejorar los costos y calidad de los servicios de perforación.
- Identificación de áreas de oportunidad para reducción de costos.

Optimizar el manejo del gasto de operación:

- Aplicación en los sistemas SICO y SISTER de las reglas de negocio revisadas.

# Transformación Industrial

## Objetivo 4

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

Las mejoras en el desempeño operativo implican incrementar rendimiento o eficiencia de los procesos con base en la optimización de la infraestructura existente a través de la implementación de mejores prácticas operativas, de nuevas tecnologías en procesos y servicios auxiliares o mediante el uso de mejores catalizadores y aditivos, que en conjunto reflejen un incremento en la eficiencia operativa y económica de los procesos de transformación industrial.

#### Refinación

Uno de los principales retos en la refinación de petróleo crudo es mejorar la eficiencia y el desempeño operativo en las refinерías del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Esto implica incrementar la disponibilidad y la utilización de las plantas, aumentar los niveles de confiabilidad, fortalecer las prácticas operativas y reducir la intensidad energética que, en consecuencia, garanticen la rentabilidad de las inversiones e incrementen el margen de operación de las instalaciones.

En este sentido, PEMEX Refinación busca revertir las tendencias y lograr los incrementos en los rendimientos de gasolinas y destilados intermedios, así como disminuir el índice de intensidad de energía a través de la aplicación de un proceso continuo y sistemático enfocado en la mejora de la eficiencia y la confiabilidad operacional, mediante la incorporación de tecnologías, metodologías y mejores prácticas.

#### Gas y Petroquímica Básica

PEMEX Gas y Petroquímica Básica impulsa iniciativas que mejoran la confiabilidad de los activos mediante la optimización de los programas de mantenimiento a plantas, equipos y ductos, así como acciones tendientes a incrementar la eficiencia operativa y energética en sus instalaciones. Estos esfuerzos han redundado en resultados favorables, como es el caso de la disminución de los autoconsumos, los cuales se espera sean menores al 5.4 por ciento, valor inferior a la referencia internacional.

Adicionalmente, PEMEX Gas y Petroquímica Básica se ha centrado en la generación de energía eléctrica de manera más eficiente y económica. Prueba de ello es la planta de cogeneración en el CPG Nuevo PEMEX que producirá 300 megawatts de energía eléctrica vía porteo, a diversos centros de trabajo. Esta planta dio inicio a sus operaciones el primero de abril de 2013. Este proyecto entrega energía eléctrica generada con tecnología de alta eficiencia y amigable con el ambiente, que reducirá la emisión de gases efecto invernadero (GEI).

#### Petroquímica

A nivel mundial, las empresas petroleras integradas han realizado importantes inversiones en sus divisiones petroquímicas en los últimos años. Uno de los motivadores radica en que el crecimiento de este sector históricamente ha tenido tasas de crecimiento mayores al PIB en naciones emergentes, donde los productos petroquímicos contribuyen a incrementar el nivel de vida de la población.

En México, la falta de recursos en el sector, se ha traducido en que productos como el estireno, óxido de etileno, monoetilenglicol, paraxileno y el polietileno de alta densidad, presenten rezagos tecnológicos y una capacidad instalada reducida o menor al promedio de líderes del sector a nivel mundial.

### **Potencial de eficiencia energética en PEMEX**

Los procesos productivos de Petróleos Mexicanos son altamente demandantes de energía y los sistemas de generación actuales de energía eléctrica y vapor de los OS presentan bajos índices de eficiencia energética (IIE); esto se debe principalmente a un inventario de equipos ineficientes, en estado de obsolescencia y al final de su vida útil.

Por su parte, el Artículo 7° de la Ley de Petróleos Mexicanos establece, entre otros puntos, la importancia del ahorro y uso eficiente de la energía; asimismo, el Artículo 3° de este mismo ordenamiento permite a PEMEX y sus Organismos Subsidiarios la ejecución de proyectos de cogeneración de energía eléctrica y vapor.

### **Maximización de la eficiencia en la generación de servicios principales**

Petróleos Mexicanos ha establecido un conjunto de acciones para incrementar la eficiencia en la generación de servicios auxiliares. Además de la disminución de costos, estas medidas se verán reflejadas en el tiempo en una reducción de compras de energía eléctrica a la CFE, hasta alcanzar la autosuficiencia y que incluso podría llegar a la colocación de excedentes a la red de transmisión eléctrica.

En abril de 2013 inicio la operación de la planta de cogeneración del Complejo Procesador de Gas (CPG) Nuevo PEMEX, en Tabasco, la cual consistió en la construcción de una planta con capacidad de 300 megawatts de energía eléctrica. Esta planta ha sido acreditada bajo el esquema de cogeneración eficiente de la CRE y gracias a ello surte energía eficiente y de bajo costo a otras instalaciones de PEMEX a través del porteo, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Durante el 2013 se establecerá formalmente la estructura que liderará la estrategia para impulsar la eficiencia energética y la cogeneración bajo el sistema de gestión de energía planteado en la Norma internacional ISO 50001. Este equipo elaborará como primera tarea una guía para proyectos de cogeneración en PEMEX.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo. Al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión detallada de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.

**Objetivo 4**

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

**PEMEX Refinación****Estrategia 4.1****Incrementar la eficiencia operativa en PR**

Capturar las brechas identificadas en el corto plazo, con la participación y corresponsabilidad de todas las áreas de PEMEX.

**Justificación**

La refinación de petróleo es una industria de márgenes, y para mantener la sustentabilidad de los activos es indispensable alcanzar un desempeño operativo por encima del promedio de la industria y mejorar los resultados financieros mediante la atención de las brechas operativas, administrativas y estructurales.

**Principales hitos**

Sustitución de combustóleo por gas natural en el SNR	2014
Proyecto de cogeneración en Salamanca	2014
Válvulas deslizantes en planta de coquización en Cadereyta	2015
Válvulas deslizantes en planta de coquización en Madero	2015
Planta de reformación en Minatitlán	2017

**Alcance****Operativo:**

- Incrementar el desempeño operativo de las refinerías del SNR:
  - Reducir el índice de paros no programados mediante la implantación del modelo de PEMEX Confiabilidad.
  - Alto enfoque en el elemento humano, participación intensiva del personal de PEMEX Refinación en el proceso de transformación.
  - Seguimiento a iniciativas operativas, identificación de recursos necesarios y cuellos de botella administrativos.
  - Acompañamiento a la implementación de iniciativas hasta su impacto en los estados de resultados.
  - Involucramiento directo de todas las áreas de PEMEX Refinación y Corporativo.
- Disminución de la intensidad energética en refinerías.
- Mejores prácticas en seguridad.
- Estrategia para desalojo de residuales.
- Incorporación de tecnología para optimizar la operación de las plantas de coquización en las refinerías de Cadereyta y Madero.
- Eliminar cuellos de botella para incrementar la calidad de la nafta que se incorpora a la gasolina en Minatitlán.
- Operación de una plataforma de medición moderna y confiable en las refinerías del SNR.
- Instrumentación de mejoras operativas en refinerías derivadas del programa MDO

**Administrativo:**

- Mejora de la productividad laboral.
- Mejora de procesos que afectan la eficiencia del SNR.
- Estrategia de suministro para bienes y servicios críticos.



**Objetivo 4**  
Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación  
**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**  
**Estrategia 4.2**  
Incrementar la eficiencia operativa en PGPB

Modernizar los procesos industriales, optimizar las operaciones y conservar la eficiencia energética de los CPGs.

**Justificación**

Potencial para mejorar el desempeño operativo en ahorro de energía, generación de energía eléctrica más eficiente, confiabilidad en la recepción de energía eléctrica y seguridad de las instalaciones.

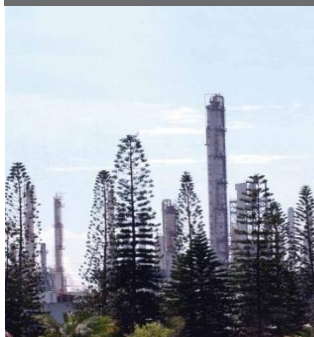
**Principales hitos**

Proyecto de confiabilidad eléctrica en CPGs	2017
Rehabilitación y modernización de calderas / áreas de almacenamiento / sistemas de seguridad y control en CPGs	2014 / 2018 / 2018

1/ La reducción en la oferta de gas lleva a operar los CPG por debajo de la carga de diseño, disminuyendo por consecuencia la eficiencia energética, lo proyectos de modernización buscan contrarrestarla.

**Alcance**

- Rehabilitación y modernización de las calderas en los CPGs Coatzacoalcos y Ciudad PEMEX.
- Modernización de las áreas de almacenamiento y movimiento de productos en Cactus, Nuevo PEMEX, Ciudad PEMEX, La Venta y Área Coatzacoalcos .
- Modernización de los sistemas de medición, control y seguridad de CPGs
- Proyecto de confiabilidad eléctrica en CPGs

**Objetivo 4**

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

**PEMEX Petroquímica**

**Estrategia 4.3**

Adoptar estándares internacionales de eficiencia bajo criterios de sustentabilidad en PPQ

Implementar los sistemas de cogeneración y modernización de los hornos de pirólisis de plantas de etileno, en los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y Morelos.

**Justificación**

Reducción de costos de producción en la generación de energía eléctrica y vapor, lo cual beneficiará la rentabilidad de las cadenas de aromáticos y etano principalmente.

Eficientar la producción de los crackers de etileno mediante la modernización de los hornos de pirólisis para sostener la producción de 600 Mta y la reducción del consumo energético de las plantas de proceso.

**Principales hitos**

Cogeneración Cangrejera -Desarrollo ingeniería FEED	2014
Cogeneración Morelos -Desarrollo ingeniería FEED	2014
Crackers de Etileno -Desarrollo ingeniería básica	2014

**Alcance****Cogeneración Morelos:**

Adquisición, instalación y puesta en operación de 2 turbogeneradores a gas para un mínimo de 144 MW de generación total para cada centro de trabajo, integración de sus respectivos recuperadores de calor con generación de vapor de 45 kg/cm<sup>2</sup> y 400 °C, sistema de monitoreo continuo de emisiones, sistema de control distribuido, tubería de vapor, agua y gas natural para interconexión con las instalaciones existentes. La demanda considera los proyectos futuros y los picos de demanda requeridos.

**Cogeneración Cangrejera:**

Adquisición, instalación y puesta en operación de 2 turbogeneradores a gas para un mínimo de 144 MW de generación total para cada centro de trabajo, integración de sus respectivos recuperadores de calor con generación de vapor de 45 kg/cm<sup>2</sup> y 400 °C, sistema de monitoreo continuo de emisiones, sistema de control distribuido, tubería de vapor, agua y gas natural para interconexión con las instalaciones existentes. La demanda considera los proyectos futuros y los picos de demanda requeridos.

**Objetivo 4**

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

**PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Petroquímica y PEMEX Exploración y Producción**

**Estrategia 4.4****Impulsar la eficiencia energética y la cogeneración**

Implementar proyectos y mejores prácticas para el aprovechamiento de las oportunidades de eficiencia energética y cogeneración en PEMEX capturando el valor vía el ahorro de combustibles, el autoabastecimiento eléctrico, con la venta de energía eléctrica y de vapor, y con la reducción de emisiones.

**Justificación**

La eficiencia energética y la cogeneración eficiente representan grandes oportunidades económicas, energéticas, ambientales y sociales; los proyectos en desarrollo: Refinería de Salamanca y Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX, representan únicamente una fracción del potencial de PEMEX en esta materia; se cuenta con oportunidades altamente rentables como el aprovechamiento de gases de combustión en las estaciones de compresión de PEP.

**Principales hitos**

Elaboración de diagnóstico actualizado	2014-I
Criterios de EE y Cogeneración para el SIDP y VCD	2014-I
Cartera integrada de proyectos	2014-I
Estudio de mecanismos de financiamientos y de asociaciones público-privadas en EE	2014
Gestión de la comercialización de excedentes de electricidad	2014-III
Inicio de proyectos de EE y cogeneración	2015

**Alcance**

- Enmarcar, vincular y colaborar sectorialmente el desarrollo de la estrategia (SENER, CONUEE, CRE, CFE (PAESE), FIDE, FIPATERM, INECC, AMESCO). Alineación con protocolo de actividades para la implementación de acciones de eficiencia energética en inmuebles, flotas vehiculares e instalaciones de la administración pública federal.
- Integrar y actualizar diagnósticos disponibles.
- Estudio de valoración de casos de negocio (venta a CFE, consumo interno local y en cargas remotas, ahorro de energía eléctrica, térmica y combustibles en el transporte, venta de electricidad a sociedades de autoabasto).
- Aprovechamiento de las lecciones aprendidas del SSPA para diseñar un sistema de eficiencia energética (SEE) que incluya aspectos de ahorro de energía, cogeneración.
- Implementar Sistema de gestión de la energía bajo los estándares del ISO 50000 y 50001
  - Énfasis en sistemas integrales y mejores prácticas de eficiencia energética
  - Establecer mecanismos de implementación y seguimiento interno
  - Funciones de asesoría, capacitación, normatividad y auditoría: Se requiere unidad de verificación de la aplicación de normas
- Gestión de recursos internos y validaciones internas y externas (SHCP, CEI, GI, CRE).
- Gestión y apoyo para modificación de contratos y convenios con CFE.
- Gestión y evaluación de acreditaciones de Cogeneración Eficiente ante la CRE.
- Evaluar mecanismos de financiamiento externos para proyectos de EE y cogeneración (arrendamiento, contratación, créditos, presupuesto, etc.).
- Evaluar el establecimiento de asociaciones público-privadas o contratos de servicio con empresas de servicios energéticos (ESCOs).
- Coordinar el suministro y despacho eléctrico que coordine a los distintos grupos asociados a proyectos de cogeneración y a los consumidores.
- Planear, ejecutar, y dar seguimiento a proyectos de EE y cogeneración.
- Desarrollar e implementar los criterios para la acreditación, desarrollo y ejecución de los proyectos de EE y Cogeneración.



**Objetivo 5****Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico****Refinación**

La expectativa de crecimiento de la economía nacional para el mediano y largo plazos implica una expansión en la demanda de productos petrolíferos con tasas superiores a las registradas durante la década pasada. El crecimiento medio anual de las ventas de gasolinas sería de 5.2 por ciento entre 2012 y 2020, que representa un volumen incremental de 402 miles de barriles diarios. Por su parte, el mercado de destilados intermedios crecería a una tasa de 3.7 por ciento promedio anual en ese periodo, que significaría un volumen de 162 miles de barriles diarios.

En un escenario sin proyectos de eficiencia operativa y de incremento en la capacidad de producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación, las importaciones de gasolinas ascenderían a poco más de 739 miles de barriles diarios hacia el año 2020, en tanto que las de destilados intermedios alcanzarían un volumen de 248 miles de barriles diarios. Por lo que se requeriría la ejecución de proyectos de infraestructura para el transporte de productos petrolíferos desde los puntos de internación hacia los mercados nacionales.

El actual escenario de planeación considera la ejecución de proyectos de incremento en la capacidad de producción de petrolíferos que estarían iniciando operaciones a finales de la presente década. La primera etapa del proyecto de modernización de la refinería de Salamanca, Gto., estaría arrancando hacia finales del año 2017, la segunda etapa al cierre del año 2018.

**Gas y Petroquímica Básica**

El suministro de gas de PEMEX Exploración y Producción a PEMEX Gas y Petroquímica Básica ha sido históricamente variable, dado que depende de la producción de campos, el uso para reinyección de yacimientos, así como de factores de mercado, entre ellos, la relación de precio entre crudo y gas.

La mayor oferta de gas proveniente de la explotación y producción de reservas o fuentes no convencionales en Estados Unidos, mantendrá —al menos en el corto y mediano plazos— una perspectiva de precio poco atractiva para continuar con la explotación de campos tradicionales en territorio nacional. Esta situación, en combinación con un contexto de precios altos de crudo, influirá para que los recursos de exploración y producción se orienten hacia la producción de aceite para maximizar el valor económico.

Considerando los precios actuales de hidrocarburos y el hecho de una mayor declinación natural de los yacimientos o que no se alcanza el nivel de éxito que se esperaba en escenarios de explotación previos, la oferta de gas y condensados proyectada actualmente representa para PEMEX Gas y Petroquímica Básica una reducción en algunas regiones con respecto a escenarios planteados históricamente.

Por último, dada la relevancia del contrato de suministro de etano para el proyecto Etileno XXI, es necesario monitorear las acciones que garanticen la disponibilidad requerida de este petroquímico, la cual, en primera instancia, dependerá de la propia disponibilidad de gas húmedo de PEMEX Exploración y Producción en el sureste. Estas acciones implicarán para PEMEX Gas y Petroquímica Básica adecuar la infraestructura de proceso de gas existente para recuperar etano y construir, a través de un contrato de servicios con privados, los ductos para su transporte.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo. Al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.

**Objetivo 5**

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

PEMEX Refinación

**Estrategia 5.1****Modernizar la refinería de Salamanca**

Modernizar y expandir las refinerías para incrementar su capacidad de proceso de crudo y aprovechar las corrientes de residuales en la producción de productos de mayor valor.

**Justificación**

Atender la demanda creciente de combustibles en un contexto donde:

- La demanda por combustóleo disminuye, lo que implica su desalojo y/o un uso alternativo.
- Se tiene una expectativa de una mayor proporción de crudos pesados en la oferta futura.
- El SNR requiere mejorar sus márgenes de operación

**Principales hitos****Proyecto de conversión de residuales en Salamanca**

Autorización del proyecto	2014
Ejecución IPC	2014-2018
Terminación e inicio de operaciones	2018

**Alcance**

Construcción y adecuación de unidades:

Coquización retardada \*

HDS de naftas de coquización \*

Planta de aguas amargas \*

Unidad regeneradora de amina \*

Conversión *H-Oil* (adecuación)

Integración y servicios auxiliares \*

Planta de hidrógeno \*

Planta de azufre \*

Planta FCC (adecuación)

Corte profundo (adecuación)

Hidrosulfuradora (HDS) de gasóleos \*

Reformadora naftas de coquización tipo CCR \*

Modernización tren de lubricantes \*

\* Plantas nuevas.

**Objetivo 5**

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

PEMEX Refinación

**Estrategia 5.3**

Construir la infraestructura para producir gasolina y diesel con ultrabajo contenido de azufre en el SNR

Producir gasolina y diesel con ultra bajo contenido de azufre en las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación.

**Justificación**

La normatividad ambiental obliga a la organización a suministrar los mercados de gasolinas y diesel con combustibles de ultra bajo azufre (UBA).

Para poder ofrecer gasolinas y diesel tipo UBA (30 ppm y 80 ppm máximo para gasolinas y 15 ppm máximo para diesel) y de esta manera reducir las importaciones, es necesario modificar la operación de las refinerías e invertir en plantas de proceso.

**Principales hitos****Fase Gasolinas**

Terminación IPC y arranque Salina Cruz y Minatitlán	2014
---	------

Terminación IPC y arranque Tula y Salamanca	2015
---	------

**Fase Diesel**

Arranque y Estabilización Cadereyta	2016
-------------------------------------	------

Arranque y Estabilización resto de refinerías	2015-2017
---	-----------

**Alcance****Fase Gasolinas**

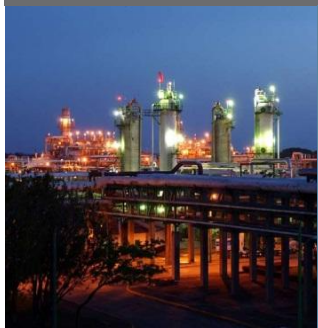
- 8 plantas de postratamiento de gasolina;
- 8 unidades de regeneración de amina;
- 1 purificadora de H<sub>2</sub> (Pressure Swing Adsorption, PSA);
- 2 tanques de almacenamiento;
- 2 Turbogeneradores;
- 2 Compresores *Booster*;
- 8 subestaciones eléctricas;
- 3 Mezcladores automáticos en línea;
- 5 Desfogues de gas ácido;
- 6 Desfogues de hidrocarburos.
- Rehabilitación de tanques (9).

**Fase Diesel**

- 5 Unidades UBA;
- 5 Unidades productoras de H<sub>2</sub>;
- 1 Unidades purificadora de H<sub>2</sub>;
- 4 Unidades de recuperación de azufre;
- 5 Unidades tratadoras de aguas amargas;
- 3 Tanques de almacenamiento;
- 1 Calderas;
- 3 torres de enfriamiento;

Modernización de:

- 17 Unidades UBA

**Objetivo 5**

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

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

**Estrategia 5.4**

Minimizar el impacto de las variaciones en la oferta de gas a los Centros Procesadores de Gas

Reducir el impacto para PGPB ante variaciones de los compromisos con PEP (volumen y contenido de líquidos) y procesar la baja oferta de gas de PEP con el menor impacto a PGPB.

**Justificación**

De acuerdo con el escenario de oferta de gas y condensados de PEP, se observa una fuerte declinación en la oferta de gas a PGPB, en especial al CPG Matapionche (con cargas menores al mínimo), en Burgos y en el sureste, por lo cual se deberá instrumentar, por un lado, la mejor alternativa para manejar los bajos volúmenes de PEP en Matapionche y por otro, acciones para incrementar la eficiencia en la recuperación de líquidos en las plantas criogénicas del Sureste. Estas desviaciones en los escenarios de producción primaria de gas (volumen y contenido de líquidos) tienen un impacto sobre la generación de valor para PGPB (inversiones innecesarias en capacidad, costos adicionales de importación, pérdida de eficiencia, etc.).

**Principales hitos**

Seleccionar e instrumentar la mejor alternativa para el manejo de los bajos volúmenes de oferta de PEP en el CPG Matapionche	2014
--	------

**Alcance**

- PGPB, de común acuerdo con PEP y DCO, seleccionará e instrumentará la mejor alternativa para el manejo de los bajos volúmenes de oferta de PEP en el CPG Matapionche previstos para el periodo 2014-2018.
- En lo que se instrumenta la alternativa definitiva para el CPG Matapionche, PGPB realizará acciones entre 2013 y 2015 para estar en condiciones de operar con la baja carga y así mismo evitar riesgos operativos en el corto plazo.
- Asimismo, PGPB ha identificado acciones para restablecer las eficiencias de recuperación de líquidos en los CPGs del sureste, las cuales se irán implementando en el periodo 2014-2017.



**Objetivo 5**  
Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico  
**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**

**Estrategia 5.5**  
Incrementar y adaptar la capacidad de proceso de gas

Adaptar y/o aumentar la capacidad de procesamiento para atender la oferta de gas de los nuevos yacimientos de PEP.

**Justificación**

Como consecuencia de la disponibilidad esperada de gas húmedo proveniente de PEP, en algunas zonas, es necesario incrementar la capacidad criogénica, de endulzamiento y/o de recuperación de azufre, tal es el caso de Poza Rica y Arenque.

Posterior a 2018, el escenario de oferta de gas de PEP presenta nuevos desarrollos en yacimientos y campos exploratorios que se localizan en zonas alejadas de los CPGs existentes y que pudieran superar la capacidad de los mismos, en regiones como: Área Perdido, Oyamel-TMS Burgos y Tlancanán-Golfo México Sur.

Para manejar la oferta de gas de estos campos, PGPB evalúa la posibilidad de establecer contratos de servicio.

**Principales hitos**

Incremento de capacidad criogénica, de endulzamiento y de fraccionamiento de líquidos en el CPG Arenque	2015
Incremento de capacidad de endulzamiento y de recuperación de azufre en el CPG Poza Rica	2016-2018



**Objetivo 5**  
Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico  
**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**

**Estrategia 5.6**  
Asegurar el suministro de etano mediante la construcción de la infraestructura necesaria de proceso y transporte

Desarrollo o contratación de la infraestructura de proceso y transporte necesaria para cumplir con el contrato de suministro de etano asociado al proyecto Etileno XXI.

Principales hitos (año-trimestre)	
Acondicionar planta criogénica II de Cd. PEMEX para recuperar C2+ y su interconexión con la criogénica 1	2014-IV
Acondicionar plantas en Nuevo PEMEX y Cactus	2014-II
Interconexiones en líneas de proceso para recibo de C <sub>2</sub> gas en Área Coatzacoalcos	2014-II
Ducto C <sub>2</sub> + Cd. PEMEX - Nuevo PEMEX y ductos C <sub>2</sub> gas Nuevo PEMEX-Cactus y Cactus-Coatzacoalcos	2014-II

**Alcance**

- Acondicionar la planta criogénica II de Ciudad PEMEX para recuperar etano y su interconexión con la criogénica 1, para soportar el incremento de demanda de etano.
- Acondicionar plantas de los CPGs Cactus y Nuevo PEMEX para suministrar etano al proyecto Etileno XXI con la especificación requerida (terminación en junio de 2014).
- Construcción de interconexiones en líneas de proceso para recibo de etano gas en Área Coatzacoalcos (terminación en junio de 2014).
- Para contar en tiempo y forma con el etano requerido para el proyecto Etileno XXI, se requirió cambiar el esquema de desarrollo de la infraestructura de transporte por ducto de IPC a contrato de servicio de transporte.

**Objetivo 6****Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria**

La estrategia para impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria se encuentra enfocada en tres cadenas y cuatro productos, además de un nuevo polo de desarrollo en el noroeste del país en el largo plazo.

**Estrategia para fertilizantes**

La Reforma Energética requiere a PEMEX ofrecer un suministro estable de fertilizantes a la industria nacional y a los distribuidores de amoníaco de aplicación directa en la producción agropecuaria, con contratos de largo plazo y precios fijos.

La manufactura de fertilizantes representa a nivel mundial el 81 por ciento del consumo de amoníaco y el 75 por ciento del consumo del azufre, por lo que estos productos se encuentran estrechamente ligados al crecimiento de la industria agrícola.

Dada la volatilidad y el nivel de precio que tuvo el gas natural en los últimos años (2007-2009), la participación de PEMEX Petroquímica en el mercado del amoníaco y por tanto el de los fertilizantes, fue decayendo paulatinamente llegando a representar tan sólo el 51 por ciento del total del mercado.

**Derivados del etano (óxido de etileno)**

PEMEX Petroquímica es el único productor nacional de óxido de etileno, 45 por ciento de la producción de óxido de etileno del Centro Petroquímico Morelos se destina a la elaboración de glicoles, en tanto que la producción del Centro Petroquímico Cangrejera está destinada a las necesidades de los clientes de etoxilación.

En 2012, las ventas de óxido de etileno tuvieron un decremento de 5 por ciento comparado con el 2011. El decremento se debe a que la planta de óxido de etileno de Morelos tuvo problemas en el arranque después de su mantenimiento, además se presentó una restricción en movimiento de producto por vías férreas, debido a que se deslavo un puente por las lluvias en junio, impactando la tasa operativa.

El día 16 de enero de 2013 se aprobó en el Consejo de Administración de PEMEX la iniciativa de integración de la cadena Sal-Cloro/Sosa-Etileno-MCV en una coinversión entre PEMEX Petroquímica y Mexichem.

**Aromáticos y derivados (estireno, paraxileno)**

El CP Cangrejera cuenta con un tren de aromáticos a partir de naftas con capacidad para producir 240 miles de toneladas anuales de paraxileno (actualmente fuera de operación) y otros aromáticos. Para el periodo 2014-2018 se espera un crecimiento sensible en la demanda nacional de paraxileno, impulsada principalmente por la demanda de fibras y botellas desechables.

Para los próximos años se estima un crecimiento de la demanda nacional de estireno de tan sólo 1 por ciento promedio anual, debido a la madurez del mercado y a la fuerte competencia que existe con otros productos básicos de la industria del plástico, como son el PET, el PVC y el polipropileno, principalmente. PEMEX Petroquímica tiene una participación del mercado de alrededor del 20 por ciento a nivel nacional.

### **Alianzas estratégicas**

A través de alianzas, PEMEX Petroquímica puede acceder a mercados finales reduciendo de manera importante el riesgo, lo que sirve de complemento a privados en cuanto al riesgo de acceder a las materias primas que requieren. PEMEX Petroquímica está posicionado y tiene la capacidad fundamentalmente como proveedor de materias primas, y no necesariamente para atender a los mercados finales, las compañías privadas de petroquímica tienen la capacidad y habilidades para atender a los mercados finales, pero no necesariamente certeza de contar con las materias primas que requieren.

Adicionalmente, con la disponibilidad de gas proyectada se desarrollaría la cadena del metano con la producción de metanol, amoníaco y urea con un consumo estimado de 85 millones de pies cúbicos diarios.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo, al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.





**Objetivo 6**  
Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria  
**PEMEX Petroquímica**

## Estrategia 6.1

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

Modernización tecnológica y economías de escala de las cadenas rentables.

### Justificación


Para mejorar los resultados operativos de PPQ es necesario concentrarse en las cadenas que aportan mayor valor, por lo que se considera la ejecución de proyectos e iniciativas estratégicas que permitan impulsar las cadenas rentables.

### Principales hitos

<b>Óxido de etileno</b>	
-Terminación	2017
<b>Aromáticos</b>	
-Segunda fase	2018
<b>Estireno</b>	
-Terminación	2018

### Alcance

- Segunda etapa de la planta de óxido de etileno (Morelos):
- Modernización y ampliación del tren de aromáticos (Cangrejera):
- Ampliación de la planta de estireno (Cangrejera):



**Objetivo 6**  
Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria  
**PEMEX Petroquímica**

## Estrategia 6.2

### Integrar las cadenas productivas en PPQ

Integración de la cadena sal, cloro-sosa, etileno, MCV.

**Justificación**

Las empresas productoras de cloruro de vinilo, líderes a nivel mundial, se encuentran integradas en la cadena cloro-sosa, etileno, MCV y PVC.

**Principales hitos**

Capacidad incremental por Integración de las cadenas	2016
--	------

**Alcance**

Capacidad incremental por la integración de la cadena sal, cloro-sosa, etileno y MCV (PPQ-Mexichem)

**Objetivo 6**

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

**Estrategia 6.3**

**Asegurar la participación en el suministro de materias primas para fertilizantes**

Promover el mercado de fertilizantes nacionales a través del abasto efectivo de materias primas.

**Justificación**

Aprovechar el bajo costo de la materia prima para la elaboración de amoníaco y fortalecer la industria de fertilizantes, coadyuvando el desarrollo del campo mexicano.

**Principales hitos**

<b>Amoníaco</b>	
-Operación de tres plantas de Amoníaco en el CP Cosoleacaque	2015
-Rehabilitación TR Guaymas	2015
-Rehabilitación TR Lázaro Cárdenas	2015
-Optimización del transporte marítimo de amoníaco.	2015
Estudio para la rehabilitación de la planta en la U.P. Camargo.	2015
Rehabilitación de auto tanques y carro tanques	2016

**Alcance****Amoníaco en CP Cosoleacaque.**

- Actualmente se tienen tres plantas de amoníaco disponibles para producción en la zona Sur, sin embargo, derivado de la restricción en el abasto de gas natural y de acuerdo al escenario base de PGPB será hasta el 2015 que operen las tres plantas de Amoníaco.

**Modernización y rehabilitación de las terminales refrigeradas de Amoníaco en el Pacífico (Guaymas).****Transferencia de PR a PPQ de la Terminal Refrigerada de Amoníaco de Lázaro Cárdenas, Mich.**

- Se solicitó la transferencia de PEMEX Refinación a PPQ de la TR Lázaro Cárdenas Michoacán. Se iniciarán actividades para delimitar áreas de transferencia y activos.

**Optimización del transporte marítimo de amoníaco.****Rehabilitación de la planta de Amoníaco en la Unidad Petroquímica Camargo**

- Estudio para el re arranque de la Unidad Petroquímica Camargo. Consiste en la rehabilitación de su planta de amoníaco y servicios generales.

**Rehabilitar la capacidad actual de carga de auto tanques y carro tanques (Cosoleacaque).**

# Logística y Comercialización

## Objetivo 7

## Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos

### Logística de petrolíferos

La logística nacional de petróleo y de refinados del crudo se desarrolla a través de ductos y buques tanque, como medios más usados y económicos, además de los autos tanque y carros tanque. Aunado al transporte, para el almacenamiento y reparto de petrolíferos en el territorio nacional se cuenta con terminales terrestres, terminales marítimas y residencias de operaciones portuarias.

La oferta total de petrolíferos, considerando la producción interna e importaciones, se suministra en el país a través de la red de ductos, que consta de 44 sistemas cuya longitud es de casi 9 miles de kilómetros, en tanto que, el conjunto de actividades para acondicionamiento de productos, almacenamiento y reparto se realiza a través de 10 Residencias de Operación Portuaria (ROP), 5 Terminales Marítimas y 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto ubicadas en el territorio nacional.

En el contexto de modernización de la infraestructura para el transporte de petrolíferos, destaca la renovación de la flota mayor, que actualmente cuenta con 21 embarcaciones y de las cuales 10 han entrado en operación entre mayo de 2011 y mayo 2013. Por su parte, durante 2011 y 2012 se dio inicio a las operaciones del incremento de capacidad en el sistema de transporte por polducto Tuxpan-Azcapotzalco y el ramal a Pachuca, garantizando el suministro de petrolíferos a la zona centro del país. Con respecto a las terminales de almacenamiento y reparto (TAR), se tienen proyectos de construcción de nuevas TARs en la región Centro y Caribe, así como reubicaciones de otras existentes, ampliando la capacidad de almacenamiento en 1,895 miles de barriles hacia 2018, lo cual tiene como objetivo mantener los días de autonomía en las terminales de almacenamiento.

En cuanto a la dinámica de los mercados, la reducción en las tasas de crecimiento de las ventas de destilados, 0.5 por ciento en promedio anual, entre 2008 y 2012 con respecto de lo observado 2002 y 2008, cuyo crecimiento fue de 5.7 por ciento en promedio, ha reducido la presión sobre los sistemas de transporte y, a la vez, ha permitido que maduren los proyectos de infraestructura en la cadena de suministro y garanticen el suministro de petrolíferos en el país.

El mercado de combustóleo, principalmente en el centro del país, ha representado presiones extraordinarias para la logística. La disminución observada en las ventas de este energético, hasta antes del año 2011, dio origen a la problemática de desalojo desde las refinerías de la zona centro, lo cual se ha atendido con operaciones por autos tanque y carros tanque.

### Logística de gas natural

El sistema de transporte de gas natural de PEMEX Gas se integra por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y por el sistema aislado de Naco-Hermosillo (SNH). Cuenta con 9,037.5 kilómetros de ductos de transporte. La capacidad de transporte es de 5,068 millones de pies cúbicos diarios (4,978 millones de pies cúbicos diarios en el SNG y 90 millones de pies cúbicos diarios en el SNH) y cubre 19 estados de la República. Estos sistemas se encuentran saturados actualmente.

El desarrollo de esta infraestructura de transporte de gas natural ampliará la cobertura a nivel nacional y dotará al SNG de nuevas rutas, que además de satisfacer la demanda de gas natural, ofrecerán respaldo, principalmente en la zona centro-occidente, eliminando los actuales cuellos de botella. De esta forma se estará en posibilidad de cubrir la demanda de los distintos sectores, tales como: industrial, eléctrico, petrolero y residencial del país.

El proyecto Los Ramones se ha dividido en dos fases: la fase I irá de la frontera de Tamaulipas con Estados Unidos a Los Ramones, N.L. y la fase II de Los Ramones a Apaseo el Alto, Gto. En el 2013, se espera obtener el permiso de la CRE, firmar el contrato de transporte y el inicio de la ingeniería, procura y construcción (IPC) para la fase I, y para la fase II, se iniciará el proceso de selección del socio inversionista que participará con PEMEX Gas en su desarrollo, se firmará el *Shareholder's Agreement* y se comenzará el IPC. Es importante mencionar que PEMEX Gas reservará el 100 por ciento de la capacidad de transporte generada por las dos fases del proyecto.

Actualmente, el estado de Tamaulipas es uno de los principales puntos de importación de gas natural, con cinco interconexiones en la frontera de México con Estados Unidos con gasoductos americanos que realizan entregas directas al SNG (Kinder Morgan Texas, Kinder Morgan Border, Enterprise, Tennessee Gas Pipeline y Spectra). Estas interconexiones tienen una capacidad máxima de importación en firme de 796 millones de pies cúbicos diarios, lo cual resulta insuficiente para cubrir la demanda del país. Es por ello que se espera que a finales de 2014, PEMEX Gas cuente con la capacidad suficiente en armonía con el gasoducto Agua Dulce-Frontera.

Por último, es importante señalar que existe infraestructura de transporte que se está desarrollando por CFE, por particulares (como el gasoducto Aguascalientes-Zacatecas) o por otros organismos subsidiarios como PEMEX Refinación (Jáltipan-Salina Cruz).

### **Logística de gas licuado de petróleo (gas LP)**

La distribución de gas LP en México depende en gran medida del ducto troncal Cactus-Guadalajara (LPG ducto) que actualmente cuenta con una capacidad de transporte máxima de 242 miles de barriles diarios y 1,231 kilómetros de longitud. El promedio de almacenamiento disponible para ventas es de 2.4 días a nivel país y el de las plantas interconectadas al LPG ducto de 1.3 días, lo que permite un margen de maniobra estrecho.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica requiere satisfacer la demanda nacional de gas LP aún en condiciones críticas. Para los próximos años, se espera que la producción, la demanda y las importaciones se mantengan sin mayores cambios. La demanda crecerá a una tasa media de crecimiento anual de 0.1 por ciento, mientras que la producción crecerá a una tasa de 0.7 por ciento. En consecuencia, se espera que las importaciones disminuyan a una tasa de -0.5 por ciento.

### **Logística del azufre**

Petróleos Mexicanos produce azufre líquido, el cual se obtiene del tratamiento del gas húmedo amargo, de los condensados amargos y de la refinación de crudo. Dado que se trata de un producto residual, es fundamental asegurar su desplazamiento, para dar continuidad a los procesos de endulzamiento de gas y de refinación.

PEMEX Gas es el responsable de la comercialización de este producto en México. Una vez satisfecha la demanda nacional, el Organismo transporta el azufre líquido vía terrestre desde las instalaciones productivas hasta la Terminal Marítima de Almacenamiento de Azufre ubicada en Coatzacoalcos, Ver., para que se exporte, en forma líquida por vía marítima, hacia el mercado de Tampa, Florida.

El proyecto de la solidificación de azufre se licitó durante el 2012 y en febrero de 2013 se llevó a cabo la evaluación de las propuestas técnicas de los licitantes interesados, pero dichas propuestas no fueron solventes técnicamente, por lo que se declaró desierta la licitación. A partir de este fallo, se están evaluando diferentes alternativas para su desarrollo.

### **Capacidad de almacenamiento y distribución de crudo**

Debido a que la producción de Cantarell se encuentra en declinación, el suministro de la demanda interna de crudo también depende de los campos del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap (AIKMZ) y del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

En 2010 comenzó el envío de crudo del AIKMZ a la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) para complementar los requerimientos de crudo pesado del SNR, los cuales se incrementarán en el mediano plazo por la reconfiguración de refinерías y el incremento de capacidad de refinación. Se estima que a partir del 2014 se envíe a la TMDB el crudo extrapesado de los campos Ayatsil y Tekel (componente exploratoria) para su acondicionamiento y comercialización, además se espera un incremento en la viscosidad del crudo pesado del AIKMZ, factor que impactará en la capacidad de transporte del sistema de crudo.

### **Capacidad de acondicionamiento de crudo**

Actualmente el crudo pesado de Cantarell se caracteriza por un alto contenido de agua y sal, y debe ser acondicionado para poder ser entregado a clientes. El crudo extrapesado del AIKMZ requiere de un acondicionamiento para su comercialización como crudo Maya y en el futuro cercano se prevé que la producción del AIKMZ presente un alto contenido de agua y se incremente la producción de crudo extrapesado de 11-13 °API por la producción del Proyecto Campeche Oriente (componente exploratoria) y Atyatsil-Tekel, condiciones que requerirán de acondicionamiento del crudo para mejorar la calidad para su manejo y comercialización.

Adicionalmente, en el mediano plazo se busca incrementar la rentabilidad de los crudos extrapesados de 12 °API del Activo Integral Poza Rica-Altamira en la Región Norte.

Por su parte, la Región Marina Noreste y la Región Sur han implementado sistemas de recuperación secundaria a base de inyecciones de nitrógeno y bióxido de carbono para mantener la producción de campos maduros. Por lo anterior, se ha requerido de la instalación de sistemas de reinyección de gas a pozos como medidas de control de corrientes de gas con alta concentración de nitrógeno. Cantarell produce un gas de zona de transición con alta concentración de nitrógeno por la continua inyección del mismo.

Para mantener su competitividad en el mercado internacional y con el fin de no incurrir en penalizaciones en precios o rechazos de la producción fuera de especificaciones, PEP debe cumplir con los compromisos de calidad contractuales de los hidrocarburos que distribuye y comercializa, lo que hace imprescindible contar con infraestructura de deshidratación y desalado de crudo pesado, de acondicionamiento de crudo extrapesado del AIKMZ y de control de nitrógeno del gas húmedo amargo conforme a la NOM-001-SECRE.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo. Al final de la presentación de estrategias, se realiza una revisión de los principales proyectos de inversión asociados a cada una de ellas.



Objetivo 7  
Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos  
PEMEX Refinación

Estrategia 7.1

Optimizar la logística de petrolíferos

Aumentar la capacidad de transporte por ducto para reducir la utilización de medios más costosos y atender las demandas logísticas futuras, asimismo incrementar la capacidad de almacenamiento con tanques y nuevas terminales para aumentar la flexibilidad de operación.

Justificación

El crecimiento esperado de la demanda de petrolíferos en el país hace prever la necesidad de incrementar la capacidad de transporte de petrolíferos por ducto, así como la capacidad de almacenamiento a través de la instalación de nuevos tanques y la reubicación y construcción de terminales de almacenamiento y reparto. Esto con el objetivo de mantener la certidumbre en el abasto de energéticos y a la vez aumentar la flexibilidad operativa.

Principales hitos	
Sistemas de transporte por ducto.	
Descuellamientos:	
- Satélite (NL)-Gómez Palacio	2014
- Minatitlán-Villahermosa	2014
- Minatitlán- Salina Cruz: Etapa I / Etapa II	14/15
- Rosarito – Mexicali	2014
- Topolobampo –Culiacán	2014
- Tula – Toluca: Etapa I	2014
- Salamanca-Morelia	2014
- Salamanca – Guadalajara 16"	2015
- Salamanca-Aguascalientes	2016
Nuevos ductos:	
- Ramal Charco Blanco - Querétaro	2015
- Tula – Charco Blanco y Tula – Lázaro Cárdenas	2018
Terminales de Almacenamiento y Reparto (TAR).	
- Construcción de tanques en TAR	14-18
- Reubicación de TAR Tapachula	2014
- Reubicación de TAR Reynosa	2016
- Nueva TAR en la Región Centro	2016
- Nueva TAR en la Región Caribe	2016

TAR: Terminal de Almacenamiento y Reparto.

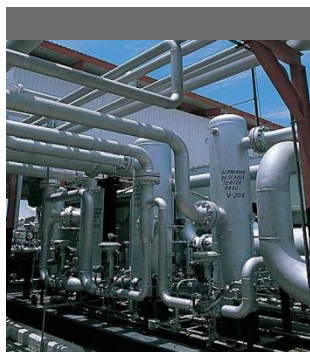
Alcance

Transporte

- Se ejecutan proyectos de sustitución, rehabilitación y modernización de ductos e instalaciones marítimas y portuarias, para mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas de transporte.
- Se implementa la infraestructura para el suministro de gas natural a la refinería de Salina Cruz a partir de 2014.

Almacenamiento

- Reubicaciones de terminales (TAR): Tapachula y Reynosa.
- Nuevas terminales: Región Centro y Región Caribe.
- Construcción de nuevos tanques de almacenamiento.

**Objetivo 7**

Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos

PEMEX Gas y Petroquímica Básica

**Estrategia 7.2****Incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural**

Fortalecer la red de transporte de gas natural para asegurar el suministro, creando sinergia con las inversiones de terceros.

---

**Justificación**

Entre 2000 y 2012, la demanda promedio que abastece PGPB se incrementó a una tasa media de crecimiento anual de 3.3%, mientras que la infraestructura no aumentó su capacidad significativamente, generando una progresiva reducción de la flexibilidad del SNG.

Derivado de los precios del gas natural en Norteamérica y de sus beneficios ambientales, se espera que la demanda de gas natural se siga incrementando, por lo que se requerirá continuar expandiendo la capacidad de transporte y de importación de este hidrocarburo.

---

**Alcance**

En términos de capacidad de transporte del SNG, se tienen considerados los siguientes proyectos:

- Gasoducto Los Ramones:
  - Fase I (Segmento Frontera – Los Ramones)
  - Fase II (Segmento Los Ramones – Centro)
- Gasoducto Agua Dulce-Frontera
- EC Altamira (proyecto realizado por CFE)
- EC Soto La Marina (proyecto realizado por CFE)

Adicionalmente, se analizan alternativas de almacenamiento de gas natural, en función de negociaciones con la Comisión Reguladora de Energía.

---



**Objetivo 7**

Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos  
PEMEX Gas y Petroquímica Básica

**Estrategia 7.3**

Optimizar la logística de gas LP, petroquímicos básicos y azufre

Satisfacer la demanda nacional, garantizar la continuidad de las operaciones, adecuar la capacidad de transporte al nivel de oferta esperado y realizar las operaciones de comercio exterior de la manera más rentable para gas LP, petroquímicos básicos y azufre.

**Justificación**

Las variaciones en la demanda y su ubicación han reducido la flexibilidad en ductos y terminales de distribución de gas LP, lo que hace necesario adecuar y optimizar el uso de la infraestructura que permita contar con el transporte y almacenamiento suficiente para abastecer el mercado nacional y garantizar la seguridad energética del país en materia de gas LP, adicionalmente es muy importante contar con almacenamiento estratégico para gas LP. Contar con flexibilidad en la logística y comercialización del azufre que permita realizar su desplazamiento más eficiente evitando afectaciones a los centros productores y obtener el mejor valor para este producto.

**Alcance**

Gas licuado:

- Contratación del servicio de almacenamiento estratégico de gas licuado en domos salinos, (1,800 Mb).
- Conversión del ducto de gas natural Poza Rica – Cobos de 16" para dar servicio de gas LP de Tuxpan a Poza Rica.
- Desarrollo de nueva infraestructura de almacenamiento en la terminal de Abasolo (dos esferas de 20 Mb cada una).
- Realización de un análisis de la infraestructura óptimo de suministro de gas LP en la zona norte del país.

Azufre

- Solidificación controlada de azufre que incluye la construcción de una planta con capacidad de proceso de 1,000 t/día, un almacenamiento de 180 Mt y el equipo necesario para embarque a buque tanques.

**Objetivo 7**

Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos  
PEMEX Exploración y Producción

**Estrategia 7.4**

Mejorar la flexibilidad en el sistema de distribución de crudo mediante nueva infraestructura en zonas críticas

Incrementar la capacidad de transporte de crudo ligero y pesado y disponer de la capacidad requerida de almacenamiento de crudo en instalaciones de PEP.

**Justificación**

Se espera que la Región Marina Noreste produzca crudos con mayor viscosidad, y se tiene incertidumbre del contenido de agua de la mezcla en esta región. Lo anterior, impactará en la capacidad de transporte del sistema de crudo pesado.

Debido a las restricciones de capacidad de deshidratación de crudo costa afuera, se envía crudo extra pesado de 13° API de KMZ a la TMDB para complementar los requerimientos de crudo pesado del SNR, este crudo con alto contenido de fracciones pesadas (asfáltenos, entre otros) ha propiciado el incremento de la viscosidad en el crudo Maya enviado al SNR de TMDB hacia la Estación Nuevo Teapa.

El envío de crudo pesado de la TMDB al CAE Tuzandépetl está limitado a 750 Mbd, siendo el máximo flujo para almacenamiento contingente en Domos Salinos y evitar cierres de producción.

**Principales hitos**

Obras para incrementar capacidad de transporte en el corredor CO Rebombero-TMDB-CCCP-CAET	2014
Obras para incrementar capacidad de almacenamiento contingente de crudo	2015

**Alcance**

- Obras para incrementar la capacidad de transporte en el corredor CO Rebombero-TMDB-CCCP-CAET:
  - Cabezal de distribución interna de 36" Ø de CB-SE hasta tanques de almacenamiento lado sur dentro de la TMDB
  - Adecuación de cabezales de integración de crudo Istmo y Olmeca en Domos Salinos en Tuzandépetl
  - Plataforma de rebombero sustitución de equipo de bombeo para el transporte de crudo pesado
  - Construcción de un oleoducto de 30" D.N. x 15 km de C.C.C. Palomas a Domos Salinos Tuzandépetl
  - Central de rebombero El Misterio I para crudo Maya en el área de mezclado y distribución El Misterio I
  - Ampliación de la CB-4T en la TMDB
- Obras para incrementar capacidad de almacenamiento contingente de crudo:
  - Servicio de una unidad flotante de almacenamiento con sistema de deshidratación y desalado.
  - Sustitución de un salinoducto de 20" D.N. x 28 km del CAE Tuzandépetl al Golfo de México

**Objetivo 7**

Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos

**PEMEX Exploración y Producción****Estrategia 7.5****Incrementar el valor y calidad de hidrocarburos por medio de segregación y mezclado de corrientes**

Disponer de capacidad de acondicionamiento para ofertar crudo pesado y ligero dentro de las especificaciones contractuales de contenido de agua, salinidad y gravedad API.

**Justificación**

La declinación de Cantarell ha sido parcialmente compensada por el desarrollo del yacimiento Ku-Maloob-Zaap, el cual produce crudos de menor calidad a 21° API, principalmente en los campos Maloob y Zaap (crudos de 13° API).

Se continua con la conversión de separadores bifásicos a trifásicos e inyección de productos químicos para contener el contenido de agua en los crudos de la Región Marina Noreste (RMNE). La puesta en operación el tanque convertido a Gun Barrel TV-5006 en la TMDB, ha permitido el desalado de 300 Mbd en promedio, y con la terminación de las obras conversión del TV-5008 y el sistema de calentamiento del crudo de KMZ (programadas para Dic'13), el TV-5006 permitirá acondicionar hasta 450 Mbd a especificación de 50 LMB de sal.

**Principales hitos**

Obras para incrementar capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado	2015- III
Obras para incrementar capacidad de mezclado de crudo en área de plataformas marinas	2015
Obras para incrementar capacidad de mezclado de crudo en TMDB	2016-III

**Alcance**

Incrementar la capacidad de acondicionamiento de crudo pesado en área de plataformas y la TMDB y contar con capacidad de deshidratación y desalado de crudo pesado en TMDB de 1,050 Mbd a través de:

- Conversión de tanques de almacenamiento a *Gun Barrel*.
- Incremento de la capacidad de tratamiento de las aguas congénitas generadas en la deshidratación del crudo en la TMDB.
- Implementación de sistemas de mezclado de crudos y de deshidratación y desalado.
- Implementación de un sistema de calentamiento de crudo.
- En estudio: instalación de sistemas de mejoramiento de crudo pesado (*up grading*)

**Objetivo 8****Fortalecer la orientación a los clientes**

Los clientes internos y externos de PEMEX tienen un nivel de satisfacción relativamente bajo, principalmente debido a los reportes de crudo fuera de especificación y a los problemas de desabasto de gas. Este problema es relativamente menor con el gas y el crudo de exportación y para petroquímicos. Cabe aclarar que los clientes de PEMEX casi nunca son los usuarios finales sino distribuidores y en el caso de PEMEX Petroquímica y PEMEX Gas y Petroquímica Básica se tiene una operación en mercados abiertos para todos o algunos de sus productos.

**PEMEX Refinación**

Los consumidores de combustibles automotrices tienen en las estaciones de servicio el principal contacto con las marcas de los productos PEMEX, lo que da lugar a la formación de la imagen que se tiene de la empresa, habiéndose identificado que la preferencia por una estación de servicio se determina con base en la confianza y, entre otros aspectos, por la certeza del volumen despachado de combustible, la atención y servicio recibidos y la infraestructura de las instalaciones.

PEMEX Refinación mantiene la implementación de acciones para mejorar la relación comercial con los franquiciatarios y clientes de mayoreo, con el fin de incrementar la eficiencia en el proceso de suministro de productos a los canales comerciales de venta y elevar la calidad del servicio que se les ofrece a los consumidores finales, consiguiendo su satisfacción y mejorando el nivel de percepción de la imagen institucional y de la marca de los productos de PEMEX.

**PEMEX Petroquímica**

La competencia en el mercado de los petroquímicos en México, impulsada principalmente por productos importados, genera que el aspecto de la calidad sea un factor importante en la captura y lealtad de los clientes. Por tal motivo, en PEMEX Petroquímica dentro de sus estrategias de posicionamiento en el mercado, establece como parámetro de alto impacto el índice de calidad.

Al cierre de 2012 se presentaron reclamos de clientes principalmente en aromáticos debido a la operación del tren de aromáticos bajo el esquema de reformado importado por la prolongación de los trabajos de integración de la CCR, los embarques de reformado presentaron variabilidad en su calidad.

Para mejorar los resultados se mantienen los controles de calidad en los procesos de producción, almacenamiento y entrega de producto.

**PEMEX Gas y Petroquímica Básica****Mercado de gas natural**

PEMEX Gas aplica anualmente una encuesta a sus clientes de gas natural para medir la imagen y satisfacción de los servicios que brinda. Los datos históricos permiten identificar los aspectos más sensibles que afectan la satisfacción y proponer acciones apegadas a las necesidades de los clientes.

El valor obtenido en la encuesta de satisfacción a clientes de gas natural realizada en 2012 fue de 77 por ciento, esto es, 5.4 puntos porcentuales por debajo de la meta. De acuerdo con dicha encuesta, las razones principales de la insatisfacción de los clientes fueron el desabasto de gas y los problemas relacionados con la facturación. Cabe destacar que durante este periodo, se observaron cambios sustantivos en el mercado de gas natural, en particular, las restricciones en la capacidad del sistema nacional de gasoductos que ocasionaron la declaración de 22 alertas críticas durante el año, así como la

confirmación de nominaciones por cantidades menores a las originalmente solicitadas por los clientes, situación que provocó descontento.

En 2013, como medida correctiva, el área comercial de PEMEX Gas implementará un programa de mejora en la comunicación con los clientes por distintos canales. Dicho programa incluirá visitas y reducción en los tiempos de respuesta a las consultas de los clientes sobre temas referentes a problemas operativos relacionados con el desabasto de gas natural, tales como las alertas críticas. Adicionalmente, dado que se contemplan avances importantes para incrementar la capacidad y flexibilidad del sistema nacional de transporte de gas natural, se espera que disminuyan el número de alertas críticas.

#### **Mercado del gas LP**

El resultado del índice de satisfacción de clientes de gas LP considera aspectos relativos al personal, relación comercial, calidad del producto, normatividad y precio; siendo este último el de mayor impacto al afectar el margen autorizado a los distribuidores y estar relacionado con el control de precios y la política regulatoria.


Una vez atendidos los cambios regulatorios, se deberán adecuar las políticas establecidas en el marco de los sistemas de tecnologías de información y proceder a la capacitación tanto del personal como de los clientes.

#### **Mercado de petroquímicos básicos y azufre**

Hasta 2010, la encuesta para medir el índice de satisfacción de clientes de petroquímicos básicos y azufre, se aplicaba bajo criterios homologados con las diferentes líneas de negocios de PEMEX Gas, en la que se evaluaba la calidad del servicio, los aspectos del área, la calidad del producto y la normatividad. Adicionalmente se obtenían resultados respecto a los medios electrónicos, así como a otras áreas que interactuaban en el proceso comercial.

A partir de 2011, el índice de satisfacción de clientes se mide a través de las encuestas propuestas por la Secretaría de la Función Pública (SEFUPU), con base al Programa de Mejora de la Gestión denominada por dicha Secretaría como “Encuesta de Satisfacción Ciudadana”, la cual mide la calidad del servicio al público en trámites y servicios de alto impacto proporcionados por el Gobierno Federal, con el propósito de valorar el impacto de las mejoras introducidas y determinar nuevas oportunidades de mejora.

Dicha encuesta considera el promedio de la calificación obtenida en 5 atributos: Información, trato, instalaciones, honestidad, satisfacción y discriminación.



Objetivo 8  
Fortalecer la orientación a los clientes  
PEMEX Refinación

Estrategia 8.1  
Modernizar el proceso comercial de PR

Adecuar el modelo comercial de PEMEX Refinación a las tendencias del mercado, para satisfacer de manera oportuna la demanda de petrolíferos, cumplir las expectativas del consumidor final y mejorar la imagen institucional y de las marcas de los productos PEMEX

Justificación

La dinámica de los mercados de energéticos en el país ha modificado el perfil de la demanda de petrolíferos y petroquímicos que produce y comercializa PEMEX lo que, aunado a la tendencia hacia productos de mayor calidad, implica la necesidad de modernizar el proceso comercial. El modelo comercial deberá adecuarse a las tendencias de mercado, teniendo como objetivos lograr una mejor relación con los canales comerciales y de distribución y elevar la satisfacción de los franquiciatarios y clientes de mayoreo, haciendo especial énfasis en los consumidores finales.

Principales hitos

Programa de mejora en el proceso comercial:	
• Automatizar el proceso de programación de requerimientos y entrega de productos a los franquiciatarios y clientes de mayoreo.	2014-2018
• Capacitar a franquiciatarios y clientes de mayoreo.	
• Implementar mejores prácticas en atención y servicio a los segmentos de clientes.	
Revisión de los mecanismos de precios	2014-IV

Alcance

- Mantener y mejorar en forma continua la atención y servicio a los franquiciatarios y clientes de mayoreo, en beneficio de los consumidores finales.
- Fortalecer el posicionamiento y valor de la imagen de PEMEX, de las marcas de los productos y de la Franquicia PEMEX.
- Fortalecer los canales de comunicación con los clientes y consumidores finales a través del Portal Comercial, el Portal de la Franquicia PEMEX, la Guía PEMEX, el Centro de Atención Telefónica a clientes y consumidores, redes sociales y medios impresos.
- Capacitar a los despachadores en las estaciones de servicio.
- Continuar los programas de profesionalización de la función comercial de PEMEX Refinación.
- Realizar las evaluaciones e investigaciones de mercado a los franquiciatarios, clientes de mayoreo y consumidores finales del organismo para la identificación de sus necesidades y evaluar los niveles de satisfacción con respecto de la atención y servicio que reciben; y determinar acciones de mejora.
- Negociación de precios que reflejen costos de oportunidad.



**Objetivo 8**  
Fortalecer la orientación a los clientes  
**PEMEX Petroquímica**

## Estrategia 8.2

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

Ser proveedor confiable y adoptar prácticas comerciales competitivas

### Justificación

Cangrejera: capacidad limitada para el movimiento de polietilenos y óxido de etileno, además las instalaciones tienen una antigüedad de 27 años.  
Adicionalmente, el incremento en la especialización de productos petroquímicos dentro del mercado ha superado el conocimiento en PEMEX Petroquímica sobre nuevos desarrollos y aplicaciones de producto.

### Principales hitos

Logística integral polietileno	
- Terminación	2014

### Alcance

**Infraestructura logística integral para el manejo, almacenamiento y acceso ferroviario (Cangrejera)**

- Construcción de peine de vías que permita el espacio necesario para el manejo eficiente del *pool* de ferro tolvas y la administración de los equipos llenos y vacíos para responder a la demanda del mercado de polietileno.



**Objetivo 8**  
Fortalecer la orientación a los clientes  
**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**

## Estrategia 8.3

Consolidar la relación con los clientes de gas natural, gas LP y petroquímicos básicos y azufre

Mejorar la atención a los clientes de gas natural, de gas licuado y de petroquímicos básicos y azufre, para asegurar el procesamiento, transporte, distribución y comercialización de productos acorde a condiciones del mercado.

### Justificación

Con base en el análisis sobre las preferencias y necesidades detectadas anualmente de los clientes de gas natural, es necesario implementar diversas acciones a corto, mediano y largo plazos, que permitan ofrecer un nivel de servicio que cumpla, en la mejor medida posible, las expectativas de los clientes.

Igualmente, con base en los resultados de la encuesta anual de percepción de clientes de gas LP, petroquímicos básicos (PQB) y azufre, se requiere desarrollar y ejecutar un programa de mejora continua que permita ofrecer un nivel de servicio acorde a las tendencias del mercado y condiciones contractuales, basados en un mayor conocimiento de su visión de negocios.

### Principales hitos

Encuesta de satisfacción de clientes GN	Anual 2014-2018
Encuesta de satisfacción de clientes Gas LP	Anual 2014-2018
Encuesta de satisfacción de clientes PQB y azufre	Anual 2014-2018

### Alcance

#### Gas natural

- Analizar encuesta de satisfacción a clientes.
- Realizar mejoras continuas en los procesos (plataformas informáticas, procedimientos, etc.).
- Optimizar el uso de canales de comunicación a cliente.
- Mejorar servicios en régimen permanente (VPM).
- Interactuar con los clientes.
- Efectuar acciones de capacitación a clientes externos.

#### Gas licuado de petróleo

- Aplicar y analizar la encuesta de satisfacción de clientes de gas LP
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos con base en el resultado.
- Definición de un plan de acción, verificando que no contravenga con los términos contractuales vigentes.
- Ejecución de acciones y proyectos estratégicos

#### Petroquímicos Básicos y azufre

- Continuar con los trabajos iniciados en el 2013 para contar con una encuesta única, que garantice una trazabilidad anual de los resultados.
- Definición del plan de acción.
- Ejecución de acciones de mejora.





**Objetivo 8**  
Fortalecer la orientación a los clientes  
**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**

## Estrategia 8.4

Abrir nuevos mercados de gas natural

Desarrollar un programa para suministrar gas natural a clientes industriales en puntos alejados de los sistemas de transporte de gas natural por ducto.

### Justificación

Existen actualmente mercados potenciales para el gas natural que no son explotados debido, entre otras cosas, a la lejanía con los gasoductos actuales, para ello se ha considerado el suministro vía gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuados. Ambos entregados por transporte en ruedas.

### Principales hitos

Evaluación de esquemas de participación	2014-2016
---	-----------

# Temas transversales

## Objetivo 9

## Garantizar la operación segura y confiable

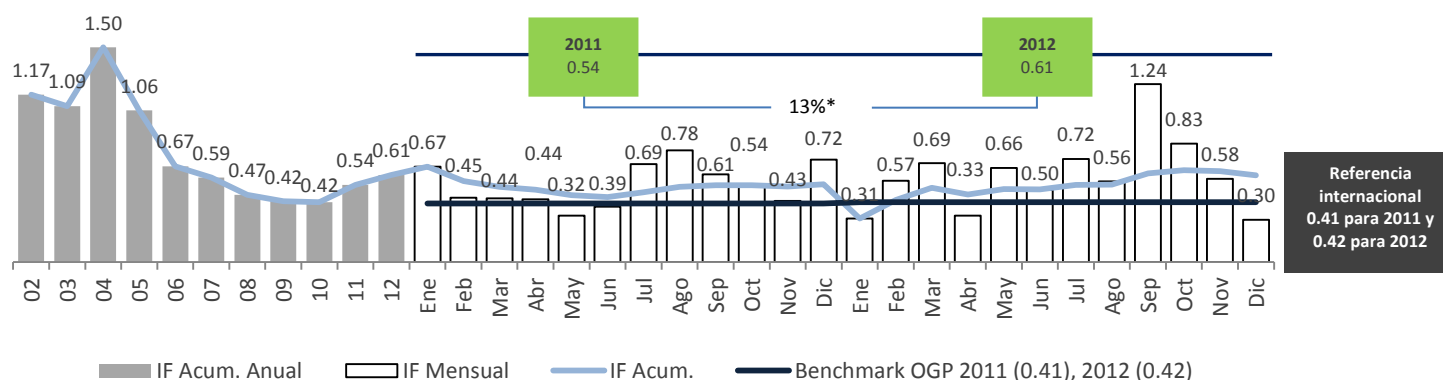
### Seguridad en las Operaciones

La seguridad de las operaciones constituye el objetivo primordial para poder alcanzar la confiabilidad de las instalaciones, la rentabilidad del negocio y la sustentabilidad de la actividad de PEMEX.

La implantación del sistema integral de gestión Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) para la administración y atención de riesgos, así como la prevención y protección del medio ambiente bajo estándares internacionales, ha dado resultados positivos que deben ser consolidados en los próximos años.

#### 5.4.1. Índice de frecuencia de accidentes

(Número de lesiones incapacitantes por cada millón de horas hombre trabajadas con exposición al riesgo)



\*Cifras redondeadas.

El Sistema PEMEX-SSPA, al inicio de su implantación se enfocó en atender accidentes personales y ha logrado abatir en 42 por ciento el indicador de frecuencia y en 52 por ciento el de gravedad. Las acciones realizadas en los años 2006 a 2011 estuvieron enfocadas principalmente a mejorar los indicadores de SSPA por fallas en los elementos operacionales de las 12 Mejores Prácticas Internacionales (12 MPI) y lograron una mejora importante en el número de accidentes ocasionados por fallas en los elementos de Disciplina Operativa, Auditorías Efectivas, prevención de actos inseguros y condiciones inseguras. Sin embargo, en los últimos años se ha registrado un repunte en materia de accidentabilidad y se han detectado áreas de oportunidad importantes con respecto a las prácticas de la seguridad de los procesos. Es por esto que a partir del año 2012 se volvió indispensable enfocar nuestros esfuerzos en la seguridad de los procesos y dio inicio la implantación de los indicadores proactivos de Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP), los cuales permiten crear mecanismos de detección de fallas y desviaciones en los procesos para implementar acciones correctivas en caso de ser necesario y así reforzar la implantación del Sistema PEMEX-SSPA para evolucionar a una cultura de prevención de riesgos en SSPA.

La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (OGP) cuenta con la información y experiencia de sus miembros que operan en todo el mundo. La OGP analiza la información proporcionada por más de 45 empresas del ramo y la transforma en directrices y buenas prácticas, las cuales están disponibles para todos sus miembros.

Derivado del incremento de accidentes en instalaciones industriales que se registró en el cuarto trimestre de 2012, se hizo un diagnóstico para determinar los centros de trabajo críticos y se instrumentó un plan de contención de SSPA y

confiabilidad operacional en los 24 centros de trabajo críticos que fueron declarados en contención: 7 de PEP, 7 de PR, 6 de PGPB y 4 de PPQ.

El objetivo del plan de contención es mejorar el desempeño en centros de trabajo críticos mediante herramientas y acciones de aplicación inmediata que les den soporte para evitar incidentes y accidentes.

En materia de aguas profundas y para dar cumplimiento a la Resolución CNH.12.001/10 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Petróleos Mexicanos ha identificado las normas y estándares nacionales e internacionales que son aplicables a aguas profundas para desarrollar, habilitar y actualizar las guías técnicas, procedimientos y manuales necesarios para crear la normatividad interna y así garantizar que la realización de las actividades en aguas profundas sea eficiente, cuidando la integridad de las personas, de las instalaciones y del medio ambiente.

Asimismo, se establece que PEMEX debe acreditar que todas las operaciones se realicen con personal calificado y siguiendo las mejores prácticas de la industria, para esto se instrumentará un plan de capacitación para que los expertos de SSPA se especialicen en la normatividad de aguas profundas y así poder dar cumplimiento a las disposiciones de la CNH.

### **Confiabilidad Operacional**

La seguridad energética del país y los cambios en el entorno, han propiciado que PEMEX busque transformar la cultura de la organización, haciendo que esta se convierta en una organización con un amplio sentido de la productividad y la seguridad de sus actividades, con una visión clara del negocio y gobernada en base a resultados sustentables, razón por lo que ha desplegado la aplicación en todos sus organismos subsidiarios del modelo de Confiabilidad Operacional “PEMEX Confiabilidad”.

El modelo de la Confiabilidad Operacional está relacionada e íntimamente ligada con: la confiabilidad de diseño, confiabilidad Humana, confiabilidad de procesos y confiabilidad de equipos; por lo que el proyecto de PEMEX Confiabilidad se ejecuta a través de este modelo en forma integrada.

La aplicación del modelo de confiabilidad operacional se sustenta en la aplicación de las 14 mejores prácticas internacionales adoptadas, mismas que ayudarán a sustentar los resultados obtenidos por las áreas de producción de PGPB, PPQ y PEP.

La incidencia de fugas y derrames por corrosión, puede atribuirse a la falta de evaluaciones de integridad en ductos de transporte, así como a la operación deficiente de los sistemas de control de la corrosión.

Por su parte, la implantación del PAICIL permitirá a Petróleos Mexicanos contar con un proceso homologado para administrar la integridad y confiabilidad del resto de la infraestructura vinculada con el proceso logístico integral (instalaciones para transporte marítimo y por ruedas, almacenamiento y distribución), que proporcione una mayor coordinación y vinculación de actividades de planeación, ejecución y evaluación del mantenimiento y operación que optimicen los recursos.

El factor clave de éxito es lograr un cambio cultural impulsado por el involucramiento y liderazgo de los responsables de la línea de negocio, así como fortalecer el proceso de rendición de cuentas en cada Organismo.

Por su parte, de 2014 a 2018, la administración de la integridad y confiabilidad de la infraestructura logística, con programas más agresivos respecto a la evaluación de integridad y rehabilitación de ductos permitirá continuar la disminución de eventos con pérdida de contención.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.



**Objetivo 9**  
Garantizar la operación segura y confiable  
**Estrategia Transversal**

## Estrategia 9.1

### Consolidar y promover la mejora continua del sistema PEMEX-SSPA

Garantizar la operación segura y sustentable de todos los activos mediante la implantación de las prácticas y herramientas internacionalmente aceptadas.

#### Justificación


La implantación del Sistema PEMEX-SSPA ha logrado avances, principalmente en la fase de contención de accidentes y en la concientización del personal de PEMEX. Sin embargo, es necesario lograr la culturización de la aplicación de las prácticas del Sistema, principalmente en la Seguridad de los Procesos.

#### Principales hitos

11 líneas de acción (DCO + Organismos)	
1. Organización	2012-I
2. Funciones y responsabilidades	2012-III
3. Planeación inicial	2012-IV
4. Comunicación efectiva	2012-IV
5. Capacitación	2012-IV
6. Diagnóstico inicial y definición de la situación futura	2013-I-IV
7. Identificación de brechas	
8. Desarrollo del Programa	2013-2015
9. Ejecución y seguimiento	
10. Auditoría al proceso de Implantación	2014-2016
11. Auditoría al Sistema implantado	
Iniciativas de reforzamiento SSPA	2014-2018

#### Alcance

Administrar los riesgos de SSPA en Petróleos Mexicanos a través de la implantación de las 11 líneas de acción de la estrategia de mejora del Sistema PEMEX-SSPA, en las etapas de Planeación, Preparación, Ejecución-Seguimiento y Auditoria, estableciendo una cultura preventiva y estableciendo como ejes de implantación a la línea de mando en la ejecución disciplinada del sistema, los equipos y subequipos de liderazgo, dando soporte y estandarización a la implantación y la función de SSPA, proporcionando asesoría, entrenamiento, normatividad y auditando la efectividad del Sistema.



**Objetivo 9**  
Garantizar la operación segura y confiable

**Estrategia Transversal**

# Estrategia 9.2

## Implantar el sistema PEMEX Confiabilidad

Promover la excelencia operativa, optimizar recursos, asegurar la integridad, e incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los activos, mediante la aplicación de las mejores prácticas en la industria.

Justificación	Principales hitos																				
<p>PEMEX busca transformar la cultura de la organización haciendo que ésta se convierta en una organización con un amplio sentido de productividad y la seguridad de sus actividades, con una visión clara del negocio y gobernada en base a resultados sustentables, razón por lo que ha desplegado la aplicación en todos sus organismos subsidiarios del modelo de Confiabilidad Operacional “Pemex Confiabilidad”</p> <p>Asimismo, para alcanzar los estándares de confiabilidad requeridos en la infraestructura de logística, se requiere un enfoque sistémico en todas las áreas involucradas, para implementar actividades que ayuden al cumplimiento y a la efectividad de una adecuada administración de los planes de integridad de los ductos.</p>	<table><tr><th colspan="2">PEMEX Confiabilidad</th></tr><tr><td>1.- Reforzamiento de la fase de Planeación y Preparación.</td><td>2014-I</td></tr><tr><td>2.-Reforzamiento de la fase de ejecución y seguimiento de las mejores prácticas.</td><td>2014 II-IV</td></tr><tr><td>3.- Fase de auditorías Fortalecer la etapa de implantación a las áreas de distribución, almacenamiento y reparto</td><td>2014 III-IV</td></tr><tr><td>4.- Transferir responsabilidad de aplicación y seguimiento de PEMEX Confiabilidad a estructura funcional</td><td>2015-II-IV</td></tr><tr><th colspan="2">PAID</th></tr><tr><td>Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de transporte.</td><td>2014-II</td></tr><tr><td>Evaluación de riesgo para el 100% de los ductos de recolección.</td><td>2015-II</td></tr><tr><td>Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de recolección.</td><td>2015-II</td></tr><tr><td>Evaluación de integridad y respuesta para el 60% de los ductos de transporte.</td><td>2018-II</td></tr></table>	PEMEX Confiabilidad		1.- Reforzamiento de la fase de Planeación y Preparación.	2014-I	2.-Reforzamiento de la fase de ejecución y seguimiento de las mejores prácticas.	2014 II-IV	3.- Fase de auditorías Fortalecer la etapa de implantación a las áreas de distribución, almacenamiento y reparto	2014 III-IV	4.- Transferir responsabilidad de aplicación y seguimiento de PEMEX Confiabilidad a estructura funcional	2015-II-IV	PAID		Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de transporte.	2014-II	Evaluación de riesgo para el 100% de los ductos de recolección.	2015-II	Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de recolección.	2015-II	Evaluación de integridad y respuesta para el 60% de los ductos de transporte.	2018-II
PEMEX Confiabilidad																					
1.- Reforzamiento de la fase de Planeación y Preparación.	2014-I																				
2.-Reforzamiento de la fase de ejecución y seguimiento de las mejores prácticas.	2014 II-IV																				
3.- Fase de auditorías Fortalecer la etapa de implantación a las áreas de distribución, almacenamiento y reparto	2014 III-IV																				
4.- Transferir responsabilidad de aplicación y seguimiento de PEMEX Confiabilidad a estructura funcional	2015-II-IV																				
PAID																					
Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de transporte.	2014-II																				
Evaluación de riesgo para el 100% de los ductos de recolección.	2015-II																				
Evaluación de integridad y respuesta para el primer 20% de los ductos de recolección.	2015-II																				
Evaluación de integridad y respuesta para el 60% de los ductos de transporte.	2018-II																				

- Alcance**
- Transformar la cultura de la organización, haciendo que esta se convierta en una organización con un amplio sentido de la productividad y la seguridad con una visión clara del negocio, alcanzando el máximo beneficio y mejor costo, mediante la aplicación del modelo de confiabilidad operacional y su 14 mejores prácticas internacionales
  - Reforzamiento de las fases de Planeación y Preparación:
    - Replanteamiento de la estrategia de aplicación de “PEMEX Confiabilidad” de acuerdo a la línea y giro del negocio.
    - Adecuación y/o elaboración de documentación soporte y su comunicación
  - Reforzamiento de la Fase de ejecución y seguimiento de las mejores prácticas:
    - Proceso de rendición de cuentas con enfoque a resultados.
    - Seguimiento de la evaluación de criticidad y efectividad de los planes de mantenimiento preventivo-predictivo en los OS.
    - Seguimiento de la aplicación del proceso de eliminación de defectos a través de ACR de los equipos críticos que afectan el IPNP de los OS.
    - Asesoría y seguimiento al cumplimiento de planes de inspección técnica, en producción, distribución y almacenamiento y reparto
    - Asesoría y seguimiento a la evaluación de la efectividad de la planeación de reparaciones mayores en los OS.
  - Para la fase de auditoría:
    - Realizar auditorías a las áreas de distribución, almacenamiento y reparto.
  - Administración de integridad y confiabilidad de infraestructura logística de hidrocarburos y derivados
    - Implantación del Procedimiento de Administración de Integridad y Confiabilidad de la Infraestructura Logística.
    - Homologación de criterios técnicos para la administración de integridad de ductos.
    - Seguimiento al cumplimiento de programas de atención a segmentos prioritarios.
    - Coordinación de iniciativas orientadas a operar de manera segura la infraestructura logística.

**Objetivo 10****Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades****Protección Ambiental**

Con respecto a 2008 en los últimos años se muestra un desempeño con tendencia a la baja. En 2012 se obtuvieron los siguientes resultados:

- Reducción de 48.6 por ciento en las emisiones al aire (SOx, NOx, COVs, PSTs).
- Reducción de 4.1 por ciento en el uso de agua cruda.
- Reducción de 31.0 por ciento en el inventario de residuos.
- Reducción de 18.7 por ciento de superficies contaminadas.
- Reducción de 15.15 por ciento en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para mantener la tendencia positiva en protección ambiental se realizan las siguientes acciones:

- Se dispone de la Estrategia de Protección Ambiental 2014-2018, la cual incluye a parte de estas acciones y metas, información complementaria referente al diagnóstico, las principales líneas de acción y los programas de mejora ambiental en aire, agua, residuos y sitios contaminados que deberán ser instrumentados por los Organismos Subsidiarios en sus respectivos programas de trabajo.
- Apoyo para la implantación del Subsistema de Administración Ambiental para gestionar los aspectos ambientales significativos en emisiones de contaminantes al aire, uso y descargas de agua, manejo integral de residuos y restauración de sitios contaminados.
- Se impulsa la homologación de los subprocesos ambientales para su sistematización.
- Participación en la actualización del marco normativo ambiental aplicable a PEMEX y en la ejecución de acciones para su cumplimiento.
- Las metas de reducción de emisiones de SOx se establecen considerando que PEP logre el 98 por ciento de aprovechamiento de gas asociado en 2018, así como la disminución en el uso de combustóleo en PR.
- El indicador de agua considera un incremento en el reuso, principalmente por la operación de la Planta de Tratamiento de Aguas Negras (PTAN) de la Refinería Madero y los proyectos considerados para la nueva refinería.
- Se impulsa el aprovechamiento de convenios y mecanismos de transferencia tecnológica para reducir el impacto ambiental, mediante la reducción de quema de gas y aprovechamiento de metano, así como el desarrollo de proyectos NAMA (*Nationally Appropriate Mitigation Action*), principalmente con el gobierno de Canadá.
- Las metas de reducción de la generación de residuos peligrosos en PEMEX Refinación se logrará a través de la operación de planes de manejo (lodos aceitosos, sosas gastadas y residuos sólidos impregnados) y en PEMEX Petroquímica con la modificación de líneas y de procedimientos operativos de las plantas de etileno de Cangrejera. PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Gas y Petroquímica Básica no cuentan con metas de reducción en la generación de residuos ya que requieren realizar los diagnósticos correspondientes previos a la elaboración de los planes de manejo, por lo que las metas se establecerán a partir del 2015.
- PEP elaborará para el 2014, el diagnóstico del manejo de los recortes, analizando las alternativas de valorización para su manejo en tierra.
- En 2015 se contará con el plan de manejo de recortes de perforación generados en aguas profundas, que requiere la autorización de impacto ambiental de la SEMARNAT para la descarga al mar de los recortes de perforación impregnados con fluidos de control base sintética.
- PPQ registrará el plan de manejo de los residuos de catalizador no peligrosos en el 2014.

- Con relación a los sitios afectados con hidrocarburos, las proyecciones de remediación contemplan un escenario de 834 hectáreas y 88 presas al 2018. El cumplimiento de las metas anuales de remediación está sujeto a la disponibilidad presupuestal con suficiencia y oportunidad.
- Las proyecciones de remediación contempla la información de sitios afectados y cuerpos de agua que actualmente requieren de caracterización, por lo que es probable que las cifras se actualicen en los siguientes ciclos de planeación.
- Las proyecciones se realizaron con base al inventario de cierre de 2012 y no contempla los posibles ingresos de nuevas áreas afectadas por derrames o en el registro de nuevos pasivos en el futuro.

### Cambio Climático

La tendencia de emisiones de CO<sub>2</sub> muestra una reducción mantenida que responde esencialmente a la reducción de la quema de gas. Estos resultados son favorables pero deben ser profundizados para reducir la huella de carbono de la oferta de energía.

Anticipando el fortalecimiento de las políticas públicas y la futura entrada en vigor de regulaciones climáticas, el Plan de Acción Climática de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios (PAC) permite articular las acciones necesarias para consolidar el buen desempeño en mitigación y hacer avanzar las líneas de acción de adaptación y de construcción de capacidades. De acuerdo al hito marcado en el Plan de Negocios 2013-2017, se cuenta con la estrategia de implantación del PAC, lo que ha permitido avanzar con las líneas de acción identificadas en dicho Plan.

El PAC se encuentra en su fase de implementación a través de tres ejes rectores y ocho líneas de acción:

### Responsabilidad social y desarrollo sustentable

Petróleos Mexicanos sigue avanzando no sólo en la protección ambiental y el combate al cambio climático, sino en llevar adelante acciones en materia de responsabilidad social corporativa. Con ello se busca minimizar los impactos de las operaciones en el medio ambiente, al tiempo que se incorporan las principales necesidades y expectativas de los *stakeholders* para el buen desarrollo del negocio: el Grupo de Participación Ciudadana (GPC), inversionistas, comunidades, autoridades locales, estatales y federales, clientes, proveedores, públicos especializados, agencias multilaterales, organizaciones gremiales y organizaciones de la sociedad civil, principalmente.

Asimismo se han cumplido 14 años ininterrumpidos de publicación del Informe de Responsabilidad Social (IRS), alcanzando la más alta calificación: *A+ GRI Checked* con respecto a la guía internacional para la elaboración de estos informes (*Global Reporting Initiative GRI*) y dando cumplimiento a los Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas. Ello supone una fortaleza para la empresa que requiere ser traducida en la identificación sistemática de áreas de mejora y la definición de acciones.

La sustentabilidad de largo plazo requiere una mayor racionalidad en las decisiones de negocio. Para ello es fundamental avanzar en temas relacionados con la sustentabilidad de las inversiones. PEMEX ha incorporado, conforme lo indicado en el PN 2013-2017, criterios de impacto social y ambiental en el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos y en el diseño de estrategias de desarrollo sustentable para los principales proyectos.

Con el propósito de contar con el marco de referencia que dé sustento a las acciones de sustentabilidad y responsabilidad corporativa de PEMEX, y para dar cumplimiento a uno de los hitos contenido en la Estrategia 10.2 del Plan de Negocios 2013-2017, se encuentra en proceso de integración la Política de Sustentabilidad y Responsabilidad Corporativa de

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, misma que en su momento deberá ser consensuada por las diferentes áreas involucradas al interior de la empresa.

El objetivo estratégico para PEMEX en materia de desarrollo social y comunitario es mejorar sus relaciones con las comunidades con las que interactúa, sobre la base del establecimiento de vínculos de respeto, colaboración y mutuo entendimiento, para que sus actividades se realicen con oportunidad y eficiencia.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios han desarrollado a través del tiempo diferentes mecanismos y acciones para relacionarse con las comunidades, las autoridades de gobierno y los representantes sociales y políticos, en las diversas zonas donde se llevan a cabo las actividades de la industria petrolera. No obstante, estos mecanismos y acciones han respondido principalmente al tipo de operaciones y los procesos de trabajo que se realizan, así como a las características del medio físico, ambiental, político y social predominantes en cada zona o región, por lo que se reconocen muchas diferencias de enfoques conceptuales y metodológicos entre las áreas de PEMEX que atienden estos temas, puesto que responden a objetivos y agendas de trabajo que no necesariamente guardan congruencia entre sí.

Por su parte, dentro de la estructura orgánica de Petróleos Mexicanos y de sus Organismos Subsidiarios, existen diferentes áreas responsables de atender las relaciones sociales y comunitarias, mismas que operan con distintos niveles jerárquicos, con funciones que no están plenamente identificadas o reconocidas, y algunas de ellas dividen sus recursos humanos y materiales con el desempeño de otro tipo de funciones, ajenas a esta materia.

Por ello, ante todas estas evidencias, se ha considerado pertinente replantear los alcances de la estrategia 10.3, para enfocarla principalmente hacia la construcción de los consensos que permitan la integración, articulación y coordinación de los distintos esfuerzos en la materia. Es necesario integrar los esfuerzos que realiza Petróleos Mexicanos para establecer una política social y comunitaria que permita maximizar el impacto en las diversas acciones que desarrolla en esta materia.

En este sentido, y como parte de un esfuerzo de planeación estratégica y de revisión de los alcances de la estrategia 10.3, se ha identificado la necesidad de realizar una actualización de la misma, con el objetivo de ampliar el horizonte de tiempo en el cual se concretarán las etapas de diseño de la Política de Desarrollo Social y Comunitario de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PDSyC).

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.





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

**Estrategia Transversal**

**Estrategia 10.1**

Consolidar la mejora del desempeño ambiental

Desarrollar y ejecutar los programas institucionales de mejora ambiental en aire, agua, residuos y sitios contaminados.

Justificación

Se requiere el desarrollo y ejecución de los programas de mejora de emisiones contaminantes al aire, uso y descarga de agua, manejo de residuos y sitios contaminados.

La Estrategia de Protección Ambiental permite establecer las metas e identificar proyectos de mejora con base en diagnósticos específicos.

De 2008 al 2012 se registra una tendencia favorable en el desempeño ambiental de PEMEX, con las siguientes reducciones:

- 48.6% en las emisiones al aire (SOx, NOx, COVs, PSTs).
- 4.1% en el uso de agua cruda.
- 31.0% en el inventario de residuos.
- 18.7% de superficie contaminada.

Principales hitos

Actualizar línea base de emisiones a la atmósfera	2013
Actualizar la cartera de proyectos de mejora ambiental 2014 - 2018	2013
Cumplir con metas de re-uso de agua	2014-2018
Cumplir con los límites máximos permisibles de parámetros y volúmenes de descargas de agua	2014-2015
Implementar en la Organización los Lineamientos generales para la gestión integral de los residuos y sus guías técnicas	2015
Contar con el plan de manejo de recortes de perforación	2015
Remediar sitios contaminados	2018
Sistematizar la gestión de los aspectos ambientales significativos mediante el SAA del Sistema PEMEX-SSPA	2014-2018
Reinyectar el 100% de agua congénita.	2016-2018

Alcance

Se realizan acciones para minimizar el impacto ambiental de PEMEX mediante el desarrollo y ejecución de programas institucionales en:

- Aire: reducción de emisiones CO<sub>2</sub>, SOx, NOx, PST, CH<sub>4</sub> y partículas de carbón (hollín).
- Agua: uso eficiente, reuso y reducción de descargas de agua.
- Residuos: manejo integral.
- Suelos: remediación de sitios contaminados.
- Desarrollo y aplicación de mejoras ambientales en normatividad, sistemas, procesos de gestión y procedimientos operativos, considerando la prevención de daños al ecosistema y la reducción gradual de los riesgos ambientales derivados de la operación.
- Integrar la cartera jerarquizada de proyectos para criterios ambientales; aire, agua, residuos y sitios contaminados.
- Aprovechar los convenios y mecanismos de transferencia tecnológica para la mejora operativa que reduzcan el impacto ambiental
- Para la evaluación de esta estrategia se aplican los siguientes indicadores: emisiones al aire (toneladas), uso de agua (metros cúbicos), descargas al agua (toneladas), inventario de residuos peligrosos (toneladas) e inventario de suelos contaminados (hectáreas y número de presas)

**Objetivo 10**

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

**Estrategia Transversal****Estrategia 10.2****Fortalecer la sustentabilidad del negocio**

Reducir la huella de carbono de la oferta de energía, incorporar las externalidades en las decisiones de negocio y mejorar la posición de la responsabilidad social corporativa.

**Justificación**

Es necesario fortalecer la implementación del PAC para hacer frente a las obligaciones de la nueva Ley General de Cambio Climático.

Se requiere ampliar la evaluación de impacto ambiental para incluir el impacto social y vincular ambos con el proceso FEL, así como definir una estrategia de ordenamiento territorial. Se requiere consolidar y cuantificar la bolsa de servicios ambientales que permita compensar impactos ambientales marginales.

Es necesario fortalecer la Sustentabilidad y la Responsabilidad Corporativa por medio de una política que le dé sustento institucional, coherencia y congruencia a las acciones que realiza PEMEX en la materia.

**Principales hitos**

Actualización de cartera de mitigación	Anualmente
Implementación del PAC	2015
Implantación de estrategia de OET	2014
Revisión de proyectos con criterios ambientales y sociales por medio del SIDP y VCD	2014
Ajuste y actualización de curva de costos y línea base	Anualmente
Política de Sustentabilidad y Responsabilidad Corporativa	2014
Actualización y publicación anual del PAC	4° trimestre de cada año

**Alcance****Implantación del Plan de Acción Climática (reducir la huella de carbón de PEMEX)**

- Mitigación directa de emisiones de GEI: reducción de quema de gas (Cantarell), eficiencia térmica (eficiencia energética, MDO), cogeneración (Nuevo PEMEX (2012), Salamanca (2014), Cangrejera (post 2017), Morelos (post 2017)), estrategia de captura y secuestro de carbono, reducción de emisiones fugitivas.
- Adaptación: mapa de vulnerabilidad de instalaciones y acciones para administrar de forma efectiva el riesgo
- Temas transversales: revisión de la línea base de emisiones de CO<sub>2</sub> y la curva de costos marginales de abatimiento
- Reducción de la intensidad de carbono de la oferta energética: ampliación de la oferta de gas natural (shale gas)

**Sustentabilidad de las inversiones (incorporar criterios de racionalidad ambiental en las decisiones de negocio)**

- Asegurar la incorporación de criterios ambientales y sociales en los proyectos de inversión
- Dar seguimiento a la implantación de la estrategia de Ordenamiento Ecológico del Territorio (enfocada en los proyectos prioritarios de PEMEX)

**Vinculación con partes interesadas (mejorar la reputación y aceptación social de PEMEX)**

- Análisis y cierre de brechas de GPC combinado con metodología SAM.
- Diseño de un modelo de gestión de la responsabilidad social corporativa.
- Ampliación de servicios ambientales por medio de proyectos de conservación y mantenimiento de servicios ambientales



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

**Estrategia Transversal**

**Estrategia 10.3**

Fortalecer los mecanismos de vinculación y desarrollo social

Definir criterios, bases y estrategias coordinadas de trabajo en materia de desarrollo social y comunitario para Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, con el objeto de propiciar un entorno de desarrollo y armonía en las comunidades, principalmente en aquellas zonas de influencia petrolera.

Justificación

PEMEX carece de una estrategia marco que permita articular los esfuerzos y acciones emprendidas en materia de desarrollo social y comunitario.  
Se requiere abrir la posibilidad de diluir el impacto de las acciones emprendidas en ciertas comunidades.

Principales hitos

Desarrollar una estrategia de comunicación interna, para difundir el contenido y los alcances de la PDSyC	2014-II
Impulsar adecuaciones normativas y organizacionales para implantar la PDSyC.	2014-IV
Dar seguimiento a los resultados obtenidos del proceso de implantación de la PDSyC	2015-IV

Alcance

- Establecer una Política Desarrollo Social y Comunitario que:
- Asocie, integre y coordine las actividades de los actores vinculados de las diversas subsidiarias y áreas relacionadas con el tema de desarrollo social y comunitario.
  - Oriente y regule las acciones y proyectos de vinculación, así como de desarrollo social y comunitario en PEMEX.
  - Mejore los vínculos y relaciones de PEMEX con su entorno social
  - Facilite la obtención de la licencia social para operar
  - Promueva la adecuación de la estructura organizacional para permitir la operación coordinada de la PDSyC

**Objetivo 11****Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral****Desarrollo del Capital Humano**

Dadas las características de la población laboral en Petróleos Mexicanos de 43.8 años de edad promedio y 19 años de antigüedad, en el periodo 2014-2018; 23,920 trabajadores se encontrarán en condiciones de jubilación, por lo que es indispensable gestionar el talento de nuestro personal para garantizar generaciones de relevo competentes y de manera complementaria atraer y desarrollar (capturar) nuevos talentos.

Ante la situación anterior y los retos de incorporación de reservas así como el de mantener e incrementar la plataforma de producción de PEMEX, que generarán una demanda importante de recursos humanos altamente calificados, motivo por el cual debemos establecer alianzas con instituciones nacionales e internacionales para acelerar el proceso de transferencia y adopción de conocimientos en nuevas tecnología; se diseñarán políticas de retiro y retención y se instrumentará un proceso institucional de planeación de capital humano, con el propósito de garantizar que la empresa cuente con personal calificado para la ejecución de los proyectos actuales y futuros.

Para esto, será importante impulsar acciones de desarrollo para capturar nuevos talentos tales como: Contratación de graduados, incrementar el número de pasantías y continuar con los programas de formación de nuevos talentos y para el desarrollo del personal existente: Convenios de colaboración con universidades extranjeras, programas de formación con escuelas de negocio nacionales e internacionales, incremento en la formación de especialistas en maestrías y doctorados, así como estancias laborales en empresas con tecnologías de punta (v.gr Petrobras, Petronor, Exxon, Chevron).

**Transformar la Cultura Organizacional**

Aún prevalece en la organización una cultura orientada al cumplimiento de actividades y no existen mecanismos orientados al logro de resultados para impulsar la meritocracia. Por otro lado, recientes investigaciones refieren que los resultados del negocio dependen del microclima organizacional que genera el líder durante su gestión, motivo por el cual el desarrollo de los mandos medios se convierte en un factor fundamental para el desarrollo de las organizaciones.

Un elemento importante para lograr un mayor crecimiento en las empresas, es el relacionado con mecanismos de compensación asociados con el desempeño individual que premian el esfuerzo de aquellos trabajadores que tienen una mayor aportación en los resultados del negocio y desalientan a aquellos con pobres resultados.

**Incrementar la Productividad Laboral**

En los temas laborales se vuelve indispensable crear sinergias entre todas las partes de la organización orientando las relaciones laborales a principios compartidos. En particular es esencial tener los objetivos del negocio como común denominador para fomentar una visión de corto y mediano plazos. Dentro de estos objetivos, el más importante es establecer mecanismos flexibles que permitan la oportuna movilidad de los trabajadores para tener un mejor aprovechamiento de los recursos, adicionalmente debemos abordar temas de efectividad y eficiencia laboral que incidan favorablemente en la productividad y rentabilidad de PEMEX.

Acercar al STPRM en estos temas, requiere del cumplimiento a nuestros compromisos contractuales, lo cual implica la formación de una red de ejecutivos de relaciones laborales que coordinen esfuerzos para su cumplimiento y para mejorar la

atención a los representantes del STPRM. Así para el 2013 se formalizarán los mecanismos para la integración de la agenda laboral y poder tener actualizadas sus metas.

Por otro lado, para optimizar los costos de la mano de obra se requiere dotar de estructuras de organización con base a estándares y acordes a las necesidades del negocio, así como el establecimiento de políticas que inhiban y regulen el ejercicio de la mano de obra en todos sus conceptos. Así, PEMEX continuará el diseño de las estructuras organizacionales que aprueben los Consejos de Administración y se tendrá un conjunto de estándares nacionales para ello.

### **Mejorar el proceso de RH y RL**

La tendencia generalizada en las organizaciones, es la de proporcionar los servicios de manera automatizada a través de esquemas de autoservicio, para lo cual es necesario contar con infraestructura y sistemas de información estandarizados. En PEMEX el gran reto es ofrecer servicios de recursos humanos y relaciones laborales de manera oportuna, transparente y con la calidad requerida.

En la actualidad, el rol adicional que juegan las áreas de recursos humanos es como socio del negocio para atender los requerimientos estratégicos, para lo cual será necesario alinear, estandarizar y mejorar los procesos y homologar e integrar los sistemas.

En este sentido, para finales de 2013, se implementará un tablero de control que permita monitorear el avance de las estrategias y proyectos en materia de recursos humanos, así mismo se continuará con la actualización de la información requerida para la operación del minero de datos, de manera particular con la información de nómina

Por lo tanto, los profesionales de RH deben ser creativos e innovadores y tener una fuerte cultura orientada al cliente y al cumplimiento de sus requerimientos.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.



**Objetivo 11**  
Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral

**Estrategia Transversal**

# Estrategia 11.1

## Desarrollar el capital humano

Proveer a PEMEX de personal calificado que genere los resultados esperados, utilizando mecanismos de incorporación, capacitación y desarrollo.

### Justificación

Proyecciones aisladas para identificar los requerimientos de personal de la institución.

Los planes de carrera para personal de confianza aun no operan adecuadamente para que nos permitan atraer a nuevos talentos y retener a los existentes.

No contamos con un sistema de reclutamiento que nos permita atraer a los mejores estudiantes del país conforme a las necesidades de la industria.

La capacitación en PEMEX no siempre se enfoca al cierre de brechas existentes entre la persona y el perfil del puesto que ocupa.

### Principales hitos

Puesta en operación del directorio de talento para personal sindicalizado	2014-I
Arranque de la Universidad PEMEX	2014-I
Publicación de vacantes de nivel 36 al 41 en PEMEX	2014-IV
Diseño de planes de carrera faltantes (2ª etapa)	2015-I
Implantación Universidad PEMEX a nivel institucional	2016-I

### Alcance

- Operar el proceso de planeación de la fuerza laboral en la institución.
- Identificar al personal próximo a retirarse que ocupa puestos clave y puestos ejecutivos.
- Establecer alianzas con instituciones nacionales e internacionales para acelerar el proceso de transferencia y adopción de conocimientos en nuevas tecnologías.
- Preparar a los remplazos del personal que se encuentra en condiciones de jubilación, preferentemente con personal interno.
- Desarrollar los mecanismos y programas para capturar nuevos talentos tales como: contratación de graduados, incrementar el número de pasantías y continuar con los programas de formación de nuevos talentos.
- Desarrollar los planes de carrera para personal de confianza y los planes de retiro del personal.
- Ejecutar los planes individuales de desarrollo, los programas de formación de especialistas y desarrollo de ejecutivos que considere entre otras cosas:
  - Convenios de colaboración con universidades extranjeras
  - Programas de formación con escuelas de negocio nacionales e internacionales
  - Incremento en la formación de especialistas en maestrías y doctorados, así como estancias laborales en empresas con tecnologías de punta (v.gr Petrobras, Petronor, Exxon, Chevron).
- Implantar el modelo de administración del conocimiento (del capital humano) que considere la creación de grupos de expertos, la Universidad PEMEX y los esquemas de gobernabilidad.
- Implantar la Universidad PEMEX que permita certificar las competencias, aprovechando entre otras cosas a los especialistas jubilados de PEMEX.
- Definir los mecanismos para capitalizar el conocimiento y experiencia del personal próximo al retiro y su transferencia al personal que permanece.

**Objetivo 11**

Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral

**Estrategia Transversal****Estrategia 11.2****Transformar la cultura organizacional**

Fortalecer la cultura enfocada a resultados a través de la modificación de comportamientos y a la generación de valor, alineado a los esquemas de compensación, beneficios y reconocimientos que impulsen un alto desempeño.

**Justificación**

Carencia de mecanismos para medir la cultura de trabajo enfocada a resultados.

Es necesario reforzar las habilidades de liderazgo y de ejecución en el personal ejecutivo y de mandos medios.

Se requiere poner en operación esquemas de compensación diferenciada que se vinculen con la responsabilidad de los puestos.

Implantar un sistema institucional de consecuencias que premie el buen desempeño y que sancione los malos resultados.


**Principales hitos**

Sistema Institucional de consecuencias en operación	2014-I
Piloto disciplina operativa con personal sindicalizado	2014-I
Reporte de encuestas de percepción sobre el enfoque a resultados	2014-IV
Perfiles anatómicos funcionales	2015-I
Programa de liderazgo plenamente humano	2015-I

**Alcance**

- Definir y establecer los mecanismos para medir la percepción de los trabajadores, en el logro de resultados y en la optimización de los recursos.
- Mejorar la capacidad de liderazgo y de ejecución de los ejecutivos y mandos medios.
- Diseñar los programas de desarrollo conductual para la transformación cultural en el resto de los trabajadores y para fomentar un liderazgo con sentido humano en los mandos medios y superiores.
- Concluir con la implantación del Sistema Institucional de Administración del Desempeño Individual (SIADI).
- Continuar operando el sistema de compensación que vincule las responsabilidades de cada puesto y que sean acordes a la contribución de cada trabajador en los resultados del negocio (Desempeño).
- Poner en operación el Sistema Institucional de Consecuencias que otorgue reconocimientos a los trabajadores con mejor desempeño.
- Desarrollar mecanismos que faciliten la implantación del SSPA, atendiendo de manera preventiva y correctiva los elementos en materia de recursos humanos.
- Coordinar acciones para impulsar la implantación del Subsistema de Salud en el Trabajo y la Disciplina Operativa en el personal sindicalizado con el propósito de mejorar su desempeño y la productividad.





**Objetivo 11**  
Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral

**Estrategia Transversal**

# Estrategia 11.3

## Incrementar la productividad laboral

Incrementar la productividad laboral a través del establecimiento de estructuras de organización flexibles, que permitan la movilidad del personal acorde a las necesidades del negocio y a la optimización de los costos en la mano de obra, así como contener el pasivo laboral.

Justificación

- Prevalecen algunas condiciones contractuales que no favorecen la productividad y flexibilidad laboral.
- Las estructuras de organización no están basadas en estándares nacionales e internacionales de productividad.
- No se tiene un mecanismo formal para mantener actualizados los catálogos de perfiles de puestos y reglamentos de labores.
- Inexistencia de criterios formales para optimizar el presupuesto de mano de obra.


Principales hitos

100% de personal sin materia de trabajo reacomodado.	2014-I
Propuesta de nuevo esquema de pensiones.	2014-II
Convenio de productividad con el STPRM.	2014-III
Estándares nacionales para el diseño de estructuras organizacionales.	2014-I
Estándares internacionales para el diseño de estructuras organizacionales.	2015-I

Alcance

- Concertar con el STPRM el redimensionamiento de la plantilla sindical, concluir con el reacomodo de personal y establecer mecanismos flexibles para la movilidad de los trabajadores.
- Establecer acciones conjuntas con el STPRM, a través de las Comisiones Nacionales Mixtas, que permitan el crecimiento de la empresa, aumentar su competitividad y mejorar su desempeño operativo.
- Realizar la reorganización institucional con base en estándares nacionales e internacionales de productividad.
- Modificar o actualizar la normatividad existente para obtener ahorros en los costos de mano de obra.
- Protocolizar y difundir los mecanismos para el control de plazas y de presupuesto de mano de obra.
- Mantener actualizado el catálogo de perfiles y puestos de confianza y el catálogo de reglamentos de labores.
- Proponer estrategias viables para hacer frente al pasivo laboral.
- Desarrollar y concertar un nuevo esquema de pensiones.





**Objetivo 11**  
Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral

**Estrategia Transversal**

## Estrategia 11.4

### Mejorar el proceso de Recursos Humanos y Relaciones Laborales

Atender los requerimientos estratégicos del negocio, mejorar la atención a los representantes sindicales y la oportunidad y calidad de los sistemas, trámites y servicios de Recursos Humanos (RH) y Relaciones Laborales (RL).

Justificación

- No todas las necesidades estratégicas de PEMEX son atendidas por RH y RL con la oportunidad requerida.
- Algunos servicios de RH y RL no se realizan de manera oportuna, transparente y con la calidad requerida.
- Se opera con múltiples sistemas de RH y Nómina.
- No se cuenta con un tablero de control.
- Existen diversos trámites susceptibles de automatizar.

Principales hitos

Reporte de la percepción de la calidad y transparencia de los servicios 2013.	2014-I
Arranque en la implementación de la estrategia de sistemas de RH.	2014-I
Supervivencia de jubilados con huella dactilar	2014-III
Aplicación encuesta de percepción.	2014-IV
Puesta en operación del sistema único de RH	2016-I
Nuevos servicios automatizados	2017-I

Alcance

- Aplicar encuestas de percepción de la calidad y transparencia de los servicios de RH y RL.
- Analizar y evaluar resultados de la encuesta de percepción para identificar áreas de oportunidad y establecer programas de mejora.
- Revisar, actualizar y simplificar la normatividad existente.
- Contar con un banco de información con las huellas dactilares de la derechohabencia.
- Definir estándares e indicadores homologados para los trámites y servicios de RH y RL.
- Establecer acciones para digitalizar los expedientes del personal.
- Implantar un tablero de control para RH y RL, alineado al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.
- Desarrollar y poner en operación un sistema de inteligencia de negocio en materia de recursos humanos.
- Desarrollar la estrategia de sistemas que permita contar con sistemas únicos para los procesos transaccionales de RH y RL.
- Automatizar los trámites y servicios de RH y RL, que permitan transparentar y mejorar los estándares de los servicios.

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

Con el objetivo de lograr la transformación del Proceso de Suministros y llevar a un punto de no retorno las definiciones, iniciativas e implementaciones iniciadas a la fecha, es primordial ejecutar este plan estratégico de acciones, resaltando como premisas fundamentales para su operación: 1.- es indispensable contar con la autorización y designación, en tiempo y forma, del presupuesto requerido, y 2.- asignación de expertos funcionales en aquellos proyectos multidisciplinarios y multiorganismos que así lo requieran, en cantidad y calidad suficientes 3.- apoyo de la DCTIPN para asegurar el mantenimiento y actualización de soluciones transitorias del proceso de suministros, y continuidad en el proyecto de Implementación de la Solución de Negocio para el Subproceso de Suministros a nivel Institucional. De verificarse estas premisas, podremos estar en condiciones de ofrecer la obtención de ahorros de entre 4 y 6 por ciento respecto del monto contratado, con soluciones proactivas de contratación coordinadas por la Subdirección.

En 2013 se tiene planeado aplicar la metodología de abastecimiento estratégico en forma institucional e implementar la primera fase del Modelo Organizacional híbrido centralizado (cambios funcionales).

**Contenido nacional**

La Ley de Petróleos Mexicanos, promulgada el 28 de noviembre de 2008, en su artículo transitorio decimotercero plantea que "(...) Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios establecerán una estrategia para apoyar el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales"(La Estrategia). En específico, la Estrategia tendrá como finalidad incrementar en un mínimo de 25 por ciento el grado de contenido nacional de las contrataciones de adquisiciones, servicios y obras, respetando lo establecido en los tratados internacionales.

Además, en el artículo transitorio decimocuarto se ordena la creación del Fideicomiso para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal para canalizar recursos financieros a las empresas proveedoras locales, en particular pequeñas y medianas, como medida de apoyo para cumplir la meta establecida de aumento de la proveeduría nacional. De conformidad con esta disposición, el 25 de febrero de 2009 se suscribió el contrato de constitución del mencionado fideicomiso, entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y Nacional Financiera, con la participación de la Secretaría de Economía.

El mandato del Congreso ha contribuido a incrementar el contenido nacional estimado de 35.1 por ciento en 2009 a 41.5 por ciento en 2012, así como a detonar proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas.

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 mínimos de contenido nacional, respetando lo establecido en los Tratados de Libre Comercio suscritos por México. Asimismo, los Organismos Subsidiarios trabajan en estrategias de contratación a largo plazo que den certidumbre e incentiven la participación de proveedores nacionales.

Los proyectos de desarrollo de proveedores (PDP) se originan con la identificación de los recursos críticos a partir del pronóstico de demanda, que incluye los bienes y servicios que contratará Petróleos Mexicanos mediante adquisiciones u obra pública en los próximos cinco años, y que se publicó por primera ocasión en julio de 2011 para el periodo 2011-2015, y en marzo de 2012 para el periodo 2012-2016. Los recursos críticos se definen como 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 permite a los proveedores de servicios y fabricantes de bienes, realizar una planeación a corto y mediano plazos con base en las necesidades de Petróleos Mexicanos. Asimismo, sirve como elemento de análisis para identificar los recursos críticos en los cuales PEMEX enfocará su estrategia de desarrollo de proveedores y contratistas.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.

**Objetivo 12**

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

**Estrategia Transversal****Estrategia 12.1**

Diseñar e implantar un modelo de negocio único integral de suministros

Contar con un solo modelo de negocios de Suministros para todas las Entidades de Petróleos Mexicanos, que asegure su contribución a los objetivos institucionales en materia operativa y financiera, y atienda las interrelaciones funcionales con otros procesos.

**Justificación**

Coexisten modelos de negocio independientes en los Organismos, con alcances, disciplina operativa, jerarquía organizacional, criterios y lineamientos diferentes, lo que limita la capacidad de operación homologada y de adopción de criterios y estrategias institucionales.

**Principales hitos**

Instrumentar el piloto de Inventarios Críticos	2014
Habilitar los espacios de coordinación necesarios para operar el MNUIS	2014
Instrumentar el modelo de evaluación del MNUIS	2014
Implementar la Solución de Negocio para el subproceso de suministros a nivel institucional.	2014
Garantizar la continuidad de operación del proceso de suministros en soluciones de negocio transitorias	2014
Catálogo institucional de bienes, refacciones y materiales	2014
Implementar el catálogo institucional de datos maestros de servicios	2014
Registro de proveedores y contratistas evaluados, actualizado y confiable	2013-2015
Formalizar acuerdos de niveles de servicios con las áreas que intervienen en la operación del MNUIS	2014-2015
Evaluar el desempeño del MNUIS	2017-2018

**Alcance**

- Implementar, en Organismos Subsidiarios, Corporativo y algunas Filiales, la metodología y soluciones de abastecimiento proactivo, modelos de organización, competencias, coordinación y evaluación del MNUIS, herramienta tecnológica única e instrumentos de contratación que se han diseñado para la operación del MNUIS, para la contratación de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios de Petróleos Mexicanos.
- Evaluar el desempeño de la metodología y soluciones de abastecimiento proactivo, modelos de organización, competencias, coordinación y evaluación del MNUIS, herramienta tecnológica única e instrumentos de contratación implementados para la operación del MNUIS, para la contratación de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios de Petróleos Mexicanos, como parte de su mejora continua.
- Implementar las primeras fases de las categorías identificadas a través de la metodología de Abastecimiento Estratégico
- Incrementar el número de Contratos Preparatorios Nacionales, Contratos Marco y Consolidaciones, así como gestionar la concertación de Acuerdos Referenciales
- Implementar la segunda fase del Modelo Organizacional (cambios estructurales), acompañado de los cambios necesarios a Estatutos Orgánicos, establecimiento de planes de carrera y actualización de los esquemas de evaluación del desempeño del personal que interviene en la operación del MNUIS

**Objetivo 12**

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

**Estrategia Transversal****Estrategia 12.2**

Promover el desarrollo de proveedores, contratistas y contenido nacional

Incrementar el contenido nacional de las contrataciones de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, impulsando el desarrollo de proveedores y contratistas directos e indirectos, para consolidar una industria nacional más competitiva, en beneficio de la cadena de valor.

**Justificación**

La industria del petróleo es intensiva en capital y está dominada por empresas transnacionales, lo cual hasta ahora ha limitado la participación de empresas nacionales.

Por mandato de ley (Ley de PEMEX artículo 13 transitorio) Petróleos Mexicanos y sus OS establecerán una estrategia para apoyar el desarrollo de la proveeduría nacional con la finalidad de incrementar en 25% el grado de contenido nacional:

- Solicitud de mínimos de contenido nacional en obra pública, para capturar la oferta nacional disponible
- Estrategias de contratación a largo plazo de los OS que incrementen el contenido nacional en adquisiciones
- Proyectos de desarrollo de proveedores para incrementar la capacidad instalada nacional, basados en los principales bienes que demanda PEMEX, impulsados a través de créditos y apoyos de asistencia financiera del FISO

**Principales hitos**

Incorporación de empresas en proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas, sectoriales, regionales y específicos	2014-2018
Actualización del pronóstico quinquenal de demanda (anual)	2014-2018
Registro anual del indicador de Contenido Nacional	2014-2018
Selección de recursos críticos, sectores y regiones a desarrollar (anual)	2014-2018
Identificación de compras a MIPYMES	2014-2018

**Alcance**

- Registro y seguimiento de contenido nacional en las contrataciones de PEMEX.
- Maximización de las solicitudes de mínimos de contenido nacional en contrataciones de obra pública.
- Elaboración y publicación de la demanda quinquenal prospectiva de bienes, servicios y obras, identificando los recursos críticos para enfocar los proyectos de desarrollo de proveedores y contratistas.
- Ejecución de proyectos de desarrollo sectoriales, regionales y específicos con el fin de incrementar el grado de integración nacional en los contratos de PEMEX y la competitividad de las empresas proveedoras directas e indirectas.
- Colaboración estrecha con la SE, entidades y dependencias, y la industria nacional, para fomentar la competitividad de sectores industriales en donde se haya identificado potencial de incremento de fabricación nacional.
- Participar en las estrategias de contratación de los Organismos Subsidiarios para incrementar el contenido nacional.

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

En general, la industria petrolera requiere de tecnología de manera intensiva para habilitar su desarrollo. Actualmente y conforme se agotan los recursos convencionales se hace cada vez más necesario incorporar nuevas tecnologías a través de diversos mecanismos como son la adquisición, la asimilación y el desarrollo tecnológico para enfrentar los nuevos retos que representa la producción de los recursos no convencionales disponibles. Así, dada la importancia que tiene la tecnología para la industria petrolera, la Gestión de la Tecnología se considera como un tema estratégico, por lo que Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y el Instituto Mexicano del Petróleo trabajan en la implantación del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos (PAAT) de PEMEX.

Este proceso consta de siete subprocesos, siendo el primero de ellos el de la elaboración del Programa Estratégico Tecnológico (PET).

En el primer subproceso del PAAT se elabora el Programa Estratégico Tecnológico (PET) de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, que es el documento que integra las áreas tecnológicas estratégicas, las problemáticas tecnológicas, los retos y las necesidades tecnológicas de PEMEX. La atención de los elementos identificados en el PET de PEMEX facilita el logro de las metas planteadas en su Plan de Negocios.

En el segundo subproceso se identifican las alternativas tecnológicas que representan una solución potencial para las necesidades tecnológicas del PET. Para identificar estas alternativas se realizan estudios de inteligencia tecnológica que se resumen en la forma de fichas tecnológicas y se elaboran mapas de ruta tecnológica como una herramienta de planeación que facilite la integración de una estrategia de atención a las necesidades tecnológicas.

En los demás subprocesos del PAAT se opera propiamente el desarrollo tecnológico, la evaluación de alternativas tecnológicas, la implantación, la mejora continua y el abandono de la tecnología que PEMEX requiere.

En general, para los Organismos de Transformación Industrial se requiere implantar las mejores prácticas de gestión de tecnología para eficientar la ejecución de proyectos y la utilización de los recursos, además de gestionar el presupuesto necesario para la modernización de las plantas y procesos para abatir el rezago tecnológico.

En particular PEMEX Petroquímica requiere acceso al Fondo Sectorial CONACYT SENER Hidrocarburos, vía inclusión de la petroquímica secundaria en la Ley Federal de Derechos, para promover la atención de sus necesidades tecnológicas y de formación de recursos humanos especializados.

Actualmente la DCO trabaja en colaboración con el Instituto Mexicano del Petróleo, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica en la implantación del PET, elaborando los primeros mapas tecnológicos y de ruta tecnológica para transformación industrial. Esto permitirá tener mayor claridad de la ruta para atender las necesidades tecnológicas y de formación de recursos humanos especializados de al menos dos áreas tecnológicas por Organismo Subsidiario y sus alternativas de atención.

En términos de lo que significa la implantación del PET como incorporación de las mejores prácticas por parte de los Organismos Subsidiarios, la expectativa es que hacia 2017 la identificación de necesidades tecnológicas, la elaboración de estudios de inteligencia tecnológica, la elaboración de mapas de ruta tecnológica y la identificación de necesidades de formación de recursos humanos especializados, se encuentren asimiladas en PEMEX como las mejores prácticas.

Como una medida del aprovechamiento de los recursos disponibles para la atención de las necesidades tecnológicas y de formación de recursos humanos especializados, se propone utilizar el siguiente indicador Porcentaje acumulado de presupuesto autorizado por el Comité Técnico y de Administración del Fondo Sectorial CONACYT-SENER respecto al patrimonio disponible del fondo - Se propone como meta para este nuevo indicador un valor >85% para asegurar el aprovechamiento de los recursos disponibles. Cabe mencionar que este indicador refleja no sólo el aprovechamiento de los recursos del fondo pero también la gestión del mismo

Con la finalidad de brindar soporte a esta estrategia se recurrirá a herramientas de administración del conocimiento tecnológico como parte de las iniciativas del Proceso de Administración de Activos Tecnológicos que identificó como una necesidad de negocio clave a ser atendida en Petróleos Mexicanos el aprovechamiento del conocimiento tecnológico existente a lo largo de la organización y hacerlo disponible colectivamente, ya que se convierte en un motor para la innovación, crecimiento y mejora de Petróleos Mexicanos.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.



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

**Estrategia Transversal**

# Estrategia 13.1

## Implantar el Programa Estratégico Tecnológico

Identificar y atender de manera oportuna las necesidades tecnológicas y de formación de recursos humanos especializados de las estrategias de negocio, para alcanzar los objetivos planteados en las mismas.

### Justificación

Se requiere incorporar las mejores prácticas de Gestión de Tecnología, así como, ventajas competitivas producto de la investigación y desarrollo tecnológico o de la asimilación tecnológica, que reviertan el rezago, dependencia y obsolescencia tecnológica que limitan la competitividad de PEMEX.

- 1/La implantación del PET consiste de cuatro etapas:
- 1. Enfoque a temas prioritarios
  - 2. Identificación de alternativas tecnológicas.
  - 3. Elaboración de mapas tecnológicos y de ruta tecnológica.
  - 4. Elaboración de bases de proyectos tecnológicos.

### Principales hitos

Identificación de las necesidades de formación de recursos humanos especializados en colaboración con la DCA	2014-IV
Actualización de Portafolios de necesidades tecnológicas	2014-IV 2016-IV 2018-IV
Actualización del PET	Bianual

### Alcance

- Fase 1 (Programa Estratégico Tecnológico): (terminado)
- Etapa 1: Análisis de los Objetivos y estrategias del Plan de Negocios.
  - Etapa 2: Identificar las áreas tecnológicas estratégicas y sus problemáticas tecnológicas.
  - Etapa 3: Identificar retos tecnológicos y las necesidades tecnológicas que los atienden.
  - Etapa 4: Estimación del impacto por la atención de las necesidades tecnológicas.
- Fase 2 (Identificación de Alternativas Tecnológicas): (en proceso)
- Etapa 1: Enfoque a temas prioritarios.
  - Etapa 2: Identificar las alternativas tecnológicas disponibles para atender las necesidades tecnológicas estratégicas.
  - Etapa 3: Elaboración de mapas tecnológicos y de ruta tecnológica.
  - Etapa 4: Elaboración de bases de proyectos tecnológicos.

**Nota:** Las etapas 2 y 3 se enfocarán hacia los proyectos prioritarios en exploración y producción y en las áreas tecnológicas prioritarias de los organismos de transformación industrial.



**Objetivo 14****Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos****Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP)**

El SIDP es un conjunto de criterios, procedimientos y prácticas que definen el Proceso de Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos. Se basa en la formulación, evaluación e integración de la documentación del proyecto en etapas de maduración que a su vez funcionan como compuertas de revisión y acreditación, las cuales mantienen características y entregables bien definidos.

En la práctica y ejecución de proyectos se han detectado variaciones de hasta 27 por ciento en montos de inversión y de hasta 50 por ciento en el tiempo de ejecución. La metodología de maduración de Desarrollo de Proyectos señala que las decisiones tomadas oportunamente durante el proceso de definición tienen una influencia determinante sobre la fase de ejecución, por lo tanto, la mayor posibilidad de influir sobre los resultados se presenta durante el desarrollo o etapas de maduración del proyecto (etapas FEL).

Los objetivos para los que fue diseñado el SIDP presentan metas a largo plazo que podrán ser cuantificadas hasta que aquellos proyectos que desarrollaron las tres etapas FEL hayan finalizado la fase de ejecución (comparativa de desviaciones en tiempo y costo históricas contra las obtenidas a partir del uso de la metodología del SIDP), por lo tanto para el periodo establecido en el presente Plan de Negocios se establecieron dos indicadores que permiten la medición anticipada de resultados, los cuales mostrarán una visión temprana de los impactos en las fases de los proyectos derivados de la implantación y aplicación del SIDP.

**Sistema de Gestión por Procesos (SGP)**

En PEMEX se utiliza una gestión funcional y desde 2003, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos consideró conveniente cambiar a una gestión por procesos.

En la gestión funcional practicada en PEMEX, se identificó una jerarquía basada en funciones, tareas ejecutadas por una persona y entregadas a la siguiente en una secuencia poco flexible, no había una homologación en procesos y es limitado el intercambio de conocimientos, experiencias y prácticas, había y hay redundancia en gastos y costos de operación y optimización de procesos, no se aprovechaban los beneficios por integración de procesos ni se generaban economías de escala, no se compartían las mejores prácticas internas, las unidades de negocio resolvían problemas de soporte y apoyo lo que impedía el enfoque en sus actividades centrales, se presentaban muchos sistemas y actividades redundantes y de costosa administración, no había foros de coordinación para aprovechar sinergias, no había un monitoreo homogéneo del desempeño, lo que llevaba a una toma de decisiones lenta. Esto dificulta el alinear de manera integral los procesos entre sí y hacia el cumplimiento de las metas y la realización de la visión del Organismo.


En Petróleos Mexicanos se identificaron 10 procesos en los que se representa a toda la institución. Éstos se dividieron en procesos de la cadena de valor y procesos de soporte, los cuales conforman el Catálogo Institucional de Procesos.

El SGP plantea un esquema de coordinación y gobernabilidad que busca la optimización del desempeño de PEMEX a partir de la mejora de sus procesos de negocio, capturando las ventajas de la coordinación horizontal en las cuatro líneas de negocio del organismo y del corporativo.

Se reconoce el papel central de la cadena de valor, representada en procesos sustantivos, y se promueve la homologación de los procesos de soporte que son comunes a toda la organización, para atender a la cadena de valor, mejorando la coordinación, capturando sinergias, incorporando mejores prácticas y, en general, mejorando la eficiencia de los procesos de gestión del negocio.

La organización inherente al SGP permite compartir las experiencias exitosas del personal de PEMEX a la vez que se reducen los tramos de control, haciendo más ágiles las decisiones institucionales sobre procesos, estableciendo esquemas de solución inmediata de controversias.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo.



**Objetivo 14**  
Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos

**Estrategia Transversal**

## Estrategia 14.1

### Mejorar el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP)

Minimizar los cambios de alcance de los proyectos de inversión en su fase de ejecución y dar certidumbre en cuanto a su costo y tiempo de ejecución.

**Justificación**

Se concluyó la implantación del SIDP que corresponde a los proyectos industriales (*downstream*) de infraestructura con beneficios económicos tangibles, así como proyectos de seguridad, salud y protección ambiental; donde se contiene la documentación que sirve de referencia y soporte para el desarrollo de la fase de diseño y acreditación (etapas FEL) de proyectos de inversión de los organismos de PEMEX que desarrollan actividades industriales. En el caso de las actividades de Exploración y Producción (*upstream*), la implementación de la metodología FEL se inició previamente.

**Principales hitos**

Difusión y capacitación de la versión 4 del SIDP	2014
Elaboración y autorización de la sección de administración de cartera (FEL 0) en el SIDP	2015
Elaboración y autorización de la sección de incorporación de Prácticas de Incremento de Valor en el SIDP	2015
Difusión y capacitación del SIDP para proyectos de mantenimiento capitalizable	2015-2016

**Alcance**

- Continuar con la aplicación de la metodología establecida en la versión cuatro del SIDP para los principales proyectos de crecimiento, eficiencia, seguridad, salud y protección ambiental.
- Continuar con el Proceso de Mejora del SIDP.
- Desarrollar e implantar las secciones de manejo de cartera (FEL 0) y de incorporación de Prácticas de Incremento de Valor (VIP's) en el SIDP.
- Desarrollar, conciliar y autorizar el manual del SIDP para proyectos de mantenimiento capitalizable<sup>2/</sup>

2/ En el Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2012-2016, se mostraba dentro del alcance: “Desarrollar e implantar la etapa 2 del SIDP (Proyectos de mantenimiento, seguridad y protección ambiental) así como la etapa 3 (Proyectos de adquisiciones y procesos de soporte)”; el desarrollo de la etapa 3 del SIDP fue planeada cuando Petróleos Mexicanos no contaba con la Dirección Corporativa de Tecnología de Información y Procesos de Negocio (DCTIPN), actualmente, la DCTIPN ha decidido incluir dentro de sus procesos las definiciones para el desarrollo de dichos proyectos, por lo cual, fue eliminado de la presente estrategia.



Objetivo 14  
Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos

Estrategia Transversal

Estrategia 14.2

Mejorar el Sistema de Gestión por Procesos (SGP)

Mejorar la capacidad de gestión en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios

Justificación

En la gestión funcional se presentan entre otras cosas:  
jerarquía basada en funciones, tareas ejecutadas por una persona y entregadas a la siguiente, procesos poco flexibles.  
Falta de homologación en procesos.  
Limitado intercambio de conocimientos, experiencias y prácticas.  
Ausencia de una alineación integral de los procesos entre sí y hacia las metas y visión de PEMEX.  
No es posible capturar la totalidad de las sinergias entre diferentes dependencias y Organismos Subsidiarios.

Principales hitos

Iniciativas:	
• Realización (configuración y desarrollo)	2014
• Preparación a productivo	2014
• Soporte post-implementación	2014
• Procesos optimizados y las soluciones estandarizadas	2014

Alcance

- Iniciativas del SGP que se encuentran en implementación: Finanzas y Suministros, corresponden al Proceso de Administración de Activos Financieros; SSPA (ASP) y MPP (configuración Básica de los procesos de Mantenimiento, Proyectos y Patrimonial en la plataforma tecnológica única que permita la salida en productivo de las Iniciativas de Finanzas y Suministros), dentro del Proceso de Administración de Activos Físicos y Dirección del Negocio considerando al menos las siguientes fases:
  - Fase 1: Preparación del Proyecto;
  - Fase 2: Diseño (Planos de Negocio);
  - Fase 3: Realización (Configuración y Desarrollo);
  - Fase 4: Preparación a Productivo;
  - Fase 5: Soporte Post-implementación.

**Objetivo 15****Desarrollar negocios internacionales**

Las compañías petroleras estatales (NOC, por sus siglas en inglés) tienen actualmente estrategias internacionales claramente definidas, similares a las de las compañías petroleras internacionales privadas (IOC, por sus siglas en inglés) con el propósito de:

- Incorporar o incrementar sus reservas y producción haciendo fuertes inversiones de exploración y desarrollo fuera de su país
- Realizar actividades de transformación industrial como refinación y proceso de gas
- Asegurar mercados para venta de hidrocarburos
- Comercialización y distribución de productos petrolíferos
- Implementar nuevas tecnologías en sus países de origen para mejorar sus procesos
- Aplicar tecnología propia, conocimientos y capacidades desarrolladas para explotar campos similares en otras regiones del mundo
- Contribuir a su seguridad energética
- Reducir su costo de capital, entre otros

Los objetivos de la estrategia de internacionalización deben de estar definidos claramente para reducir y mitigar riesgos. Una NOC, tiene más posibilidades de éxito comercial si de antemano asegura la colocación de sus productos en el mercado global o bien, estimula la demanda local. Otras han requerido asociarse con empresas internacionales para desarrollar nuevos descubrimientos, monetizar sus recursos, como es el caso del gas natural, o incursionar en la explotación de recursos no convencionales.

En el caso de Petróleos Mexicanos, la premisa rectora se establece en el artículo 7 de la Ley de Petróleos Mexicanos: “En el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración y el Director General buscarán en todo momento la creación de valor económico, en beneficio de la sociedad mexicana, con responsabilidad ambiental, manteniendo el control y la conducción de la industria y procurando fortalecer la soberanía y la seguridad energética, el mejoramiento de la productividad, la adecuada restitución de reservas de hidrocarburos, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de hidrocarburos, la satisfacción de las necesidades energéticas, el ahorro y uso eficiente de la energía, la mayor ejecución directa de las actividades estratégicas a su cargo cuando así convenga al país, el impulso de la ingeniería mexicana y el apoyo a la investigación y al desarrollo tecnológico”.

Petróleos Mexicanos considera dentro de su estrategia de internacionalización, acceder y producir reservas de hidrocarburos extra-fronteras, llevar a cabo procesos de transformación industrial y actividades de comercialización y distribución en nuevos mercados en el extranjero, lo que le facilitará fortalecerse como una compañía petrolera internacional al abarcar toda la cadena de valor de la industria petrolera mediante actividades, proyectos e inversiones internacionales, que coadyuvaran al logro de objetivos y estrategias de su Plan de Negocios, y que dan cumplimiento a la encomienda establecida en el artículo 4o. Bis de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo: “Las actividades de Petróleos Mexicanos y su participación en el mercado mundial se orientarán de acuerdo con los intereses nacionales, incluyendo los de seguridad energética del país, sustentabilidad de la plataforma anual de extracción de hidrocarburos, diversificación de mercados, incorporación del mayor valor agregado a sus productos, desarrollo de la planta productiva nacional y protección del medio ambiente.”

Petróleos Mexicanos ha tenido en el pasado experiencias internacionales exitosas, como la comercialización de hidrocarburos vinculada al balance nacional de petróleo crudo y derivados. Por ejemplo, la coinversión realizada con Shell

en la refinería de *Deer Park* fue un instrumento para materializar el objetivo de valoración del crudo pesado en los mercados internacionales, a través de su colocación en refinerías con una configuración coker.

Asimismo, Petróleos Mexicanos firmó un Acuerdo de Entendimiento con la petrolera española Repsol, el cual establece las bases generales para una alianza industrial estratégica que fortalece los vínculos históricos de cooperación entre ambas empresas y permite alcanzar sinergias positivas para el cumplimiento de los planes estratégicos de ambas partes. La alianza permitirá desarrollar oportunidades de negocio y formas de colaboración conjunta en aspectos específicos de la industria que incluyen desde la actividad de exploración y producción y la refinación, hasta el desarrollo científico y tecnológico.

En abril de 2013 el Consejo de Administración de PEMEX aprobó la estrategia de asociaciones en el extranjero en materia de exploración y producción.

Este objetivo transversal depende en gran parte de las condiciones internacionales y el contexto externo, por lo que no es controlable en su totalidad. Esto implica que las estrategias deberán revisarse y en su caso ajustarse de manera continua.

A continuación se detallan las estrategias que se llevarán a cabo para lograr la consecución del objetivo:



**Objetivo 15**  
Desarrollar negocios internacionales  
**Estrategia Transversal**

## Estrategia 15.1

### Identificar y participar en negocios internacionales en Exploración y Producción

Definir y jerarquizar los retos en exploración y producción que se desean resolver a través de proyectos internacionales tales como: contar con proyectos que complementen el portafolio nacional, desarrollar habilidades técnicas, comerciales y/o gerenciales requeridas para la ejecución de proyectos complejos en México, adquirir tecnologías de vanguardia y contribuir a desarrollar nuevas tecnologías, tener acceso a mejores prácticas operativas y a experiencias de compañías operadoras internacionales.

#### Justificación

Petróleos Mexicanos (PEMEX) enfrenta una serie de retos para alcanzar sus objetivos y existen varias posibles soluciones para atenderlos. La participación en proyectos en el mercado mundial es una forma de resolverlos de manera acelerada. A través de inversiones internacionales se puede contribuir al logro de objetivos ligados a los intereses nacionales como son: seguridad energética, diversificación de mercados, incorporación del mayor valor agregado a los productos de PEMEX, desarrollo de la planta productiva nacional.

#### Principales hitos

Integración de equipo de trabajo y oficina de representación en el extranjero de PEP	2014
Asignación de recursos de inversión <sup>2/</sup>	2014

#### Alcance

- Definición del marco estratégico de la estrategia integral de internacionalización de PEMEX-Exploración y Producción
- Búsqueda de opciones y creación de un portafolio de oportunidades de inversión internacional<sup>1/</sup> que contribuya a la generación de valor económico adicional al portafolio nacional
- Desarrollo conjunto con operadoras internacionales de posibles yacimientos transfronterizos México-EUA.
- Gestionar el establecimiento de tratados con otros países, para desarrollar conjuntamente con operadoras internacionales posibles yacimientos transfronterizos.
- Diseño de los mecanismos de fondeo a utilizar por tipo de proyecto
- Implementación de mecanismos de fondeo propuestos
- Ejecución de proyectos de inversión internacionales en materia de exploración y explotación de hidrocarburos



## Portafolio de inversiones

El portafolio de inversión de PEMEX busca equilibrar los esfuerzos estratégicos atendiendo las cuatro líneas de acción del Plan de Negocios. Las líneas de acción hacen referencia a los aspectos prioritarios que enfrenta PEMEX considerando el cumplimiento de la normatividad que rige a la industria, generando condiciones seguras para los trabajadores y satisfaciendo las necesidades energéticas del país con responsabilidad social.

El portafolio de inversión incluye tanto proyectos en ejecución, como proyectos en fase de planeación, ya sea en visualización, conceptualización o definición, y que están sujetos a la aprobación del Consejo de Administración y a las instancias correspondientes, así como a los ajustes derivados del proceso presupuestal. Una parte importante del presupuesto de inversión se enfoca a mantener la operación actual de manera segura y confiable.

Cabe señalar que la información vertida en esta sección delinearé el proceso de gestión de los proyectos durante los próximos meses y servirá de base para la elaboración del Programa de Inversiones 2014. Asimismo da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 28, fracción III del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos.

### Principales proyectos del portafolio de inversión por organismo subsidiario

#### PEMEX Exploración y Producción

El portafolio de proyectos de PEMEX Exploración y Producción está formado por 29 proyectos de explotación, 17 proyectos de exploración, 2 integrales de explotación y exploración y 30 de infraestructura y soporte. Esta conformación del portafolio obedece a una nueva visión del organismo que estará sujeta a aprobación de las instancias correspondientes en los proyectos que así se requieran.

Los proyectos de exploración aprovechan las fortalezas de la empresa respecto a los amplios y diversificados recursos prospectivos, lo que le permite, a costos competitivos, incrementar las reservas totales. Los proyectos en exploración y producción aprovechan las condiciones favorables en materia de precios de crudo, la existencia de amplios recursos no convencionales en aguas profundas y la tecnología para explorarlos y explotarlos.

Los proyectos en el portafolio permiten mantener una plataforma estable de producción de hidrocarburos, aprovechando la experiencia en yacimientos naturalmente fracturados y aguas someras, con costos de desarrollo y producción competitivos. Esto se complementa con el potencial de los contratos de contratos integrales (CIEP) y el uso de tecnología no-convencional para la explotación de campos maduros o de geología compleja.

En cuanto a la parte exploratoria, a través de un sistema de evaluación probabilística se integran las oportunidades exploratorias y los proyectos para medir su rentabilidad y riesgo, en donde la información de inversiones y de potenciales



descubrimientos se administra y después se generan distribuciones del valor de cada uno de los proyectos con base en sus probabilidades de éxito exploratorio.

La generación de los escenarios óptimos de los proyectos de explotación parte del análisis integral de variables críticas como la disponibilidad presupuestal, los perfiles de producción de hidrocarburos, la incorporación de reservas, los costos y la capacidad de ejecución. En cuanto a las reservas, los escenarios son construidos con el propósito de generar el máximo valor económico de los recursos, así como detener la declinación de las reservas probadas en el corto plazo en función de los niveles de inversión utilizados. Los pronósticos de producción se basan en el análisis del comportamiento presión-producción de los campos y se realizan a través de modelos de simulación numérica de flujo y curvas de declinación.

La optimización del portafolio completo establece como consideración principal maximizar el valor económico de las inversiones, con base en las metas de producción e incorporación de reservas, además de considerar aspectos del negocio como son la identificación de obligaciones contractuales, restricciones operativas, restricciones presupuestales, requerimientos estratégicos y la proporción de inversión exploratoria con respecto a la inversión total.

### **Proyecto Cantarell**

El Proyecto Cantarell está enfocado a la producción e incorporación de reservas de aceite pesado y ligero así como de gas asociado, mediante iniciativas de explotación que se desarrollan en los campos Akal, Nohoch, Chac, Kutz, Sihil, Ixtoc, Kambesah y Takin, ubicados en la Región Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción.

Actualmente el Proyecto Cantarell tiene como propósito administrar la declinación de la producción mediante procesos de mantenimiento de presión, así como incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos implementando un sistema de recuperación mejorada, el cual actualmente se encuentra en etapa de visualización y se pretende realizar pruebas piloto para su conceptualización; optimizar sistemas de producción, mantener la confiabilidad y flexibilidad operativa en los sistemas de producción, transporte y distribución de crudo y gas con la calidad requerida.

### **Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap**

El Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap está enfocado fundamentalmente a la producción e incorporación de reservas de aceite pesado y extrapesado y gas asociado, está constituido por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil, Tekel y Pit en la Región Marina Noreste de PEMEX Exploración Producción, los cuales en su conjunto mantendrán al menos los próximos cinco años una plataforma de producción de 804 miles de barriles diarios.

Cuenta con yacimientos de gran potencial, donde se inyecta nitrógeno como sistema de mantenimiento de presión, lo cual contribuye para alcanzar el objetivo de disminuir su declinación. La incorporación de producción en los próximos años será proveniente de los campos Ayatsil, Tekel y Pit. La principal problemática del proyecto es el manejo de crudos pesados y extrapesados, para lo cual desarrolla estrategias de mezclado de crudos para mantener la calidad requerida por los clientes finales y el manejo del incremento paulatino en los porcentajes de agua y sal, en las corrientes de los crudos.

La componente Ayatsil-Tekel se espera registrar como un proyecto nuevo en un corto plazo y está constituida por un yacimiento del Cretácico con una litología de carbonatos mas concretamente una brecha dolomitizada con crudo.

### **Proyecto Aceite Terciario del Golfo (incluye desarrollo tecnológico)**

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) se desarrolla para la explotación del Paleocanal Chicontepec, donde se perforaron los primeros pozos con un objetivo productor en los años 50. Posteriormente en el año 1978 se realizó una evaluación del potencial petrolífero determinando una reserva original de 17,645 millones de barriles de aceite. Durante el año 2002 se planteó la explotación de esta área con cinco proyectos, de los cuales dos fueron autorizados con recursos PIDIREGAS (Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán-Profeta-Tzapotempa-Vinazco), y los tres restantes (Coyula-Japeto,

Humapa-Bornita y Área 5 Chicontepec) solo fueron registrados con recursos programables. Posteriormente en 2006 se agruparon todos los campos en un solo proyecto integral.

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, con finalidad de optimizar el uso de los recursos humanos y materiales en la estrategia de desarrollo, por ello se definieron ocho sectores.

El Paleocanal Chicontepec comprende una serie de yacimientos de baja permeabilidad donde los mecanismos naturales de desplazamiento se limitan a la expansión de la roca y los fluidos, así como al empuje por gas disuelto liberado, en un medio de baja permeabilidad, además, no existen medios naturales de mantenimiento de presión como podrían ser un acuífero activo o un casquete de gas. La estrategia del proyecto consiste en la recuperación de reservas de hidrocarburos mediante la perforación y terminación de pozos de desarrollo, así como la realización de reparaciones mayores. La estrategia propone la instalación de sistemas artificiales de producción como el bombeo mecánico e hidráulico en los pozos productores terminados.

### **Proyecto Tsimin-Xux**

El proyecto se ubica sobre la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa del estado de Tabasco, aproximadamente a 62 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, Tab. Está constituido por los campos Tsimin y Xux. De las características más importantes de estos campos se destacan las altas presiones y temperaturas en el yacimiento típicas de la zona, las cuales demandan tecnología especial para soportar condiciones hostiles de trabajo y por otro lado, se encuentra el alto rendimiento de condensado, con un alto valor comercial.

Actualmente se ha acelerado la delimitación de los campos, que permitirá la reducción de la incertidumbre y la reclasificación de las reservas.

### **Proyecto Integral Chuc**

El Proyecto Integral Chuc está ubicado en aguas territoriales del Golfo de México y es administrado por el Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc, que pertenece a la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste de PEMEX Exploración y Producción; estaba anteriormente formado por 13 campos, de los cuales diez son de aceite ligero (Pol, Chuc, Batab, Homol, Tumut, Onel, Chuhuk, Kuil, Pokoch y Wayil), dos son de gas y condensado (Che y Etkal) y uno es de gas seco, el campo Uchak.

En 2013 se agruparon los campos Abkatun, Caan, Taratunich, Kanaab del Proyecto Integral Caan que están localizados en la misma área geográfica, producen el mismo tipo de fluidos y se encuentran interconectados a través de sus instalaciones superficiales y en el caso de los campos del Complejo Abkatun-Pol-Chuc a nivel de yacimiento, ya que se encuentran comunicados hidráulicamente a través del acuífero. El aprovechamiento de la infraestructura existente y compartida como es el caso del sistema de bombeo neumático que actualmente se encuentra en operación en el Proyecto Chuc, evita inversiones innecesarias en la construcción de plataformas de compresión, plantas endulzadoras, módulos habitacionales y el mantenimiento de las mismas.

### **Proyecto Crudo Ligero Marino**

El proyecto Crudo Ligero Marino de 2001 a 2012 formaba parte del Programa Estratégico de Gas (PEG), el cual surgió como una estrategia a nivel nacional para aprovechar las oportunidades de gas identificadas en las principales cuencas del país. Este proyecto se localiza en la plataforma continental del Golfo de México frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 75 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco y en su actual propuesta incorpora el proyecto Och-Uech-Kax. Tiene como objetivo un plan integral de explotación para el desarrollo de los campos Sinan, May, Bolontiku, Kab, Yum, Citam, Mison, Men, Kix, Nak, Ichalkil, Och, Uech y Kax.

La estrategia consiste en mejorar la productividad de los pozos, efectuando profundizaciones y reentradas en los campos Sinan, Mison, Bolontiku y Citam, corrección de la entrada de agua en Uech, Kax, Sinan, Yum y Bolontiku, y fracturamientos y estimulaciones matriciales en los campos Bolontiku, Ichalkil, May, Kab y Sinan. Asimismo se contempla la implementación de un proceso de recuperación secundaria en los campos May y Bolontiku, que incrementará los factores de recuperación en 12 y 7 por ciento respectivamente

### **Proyecto Ayatsil – Tekel - Pit**

El proyecto de Desarrollo Ayatsil-Tekel se crea con la responsabilidad de desarrollar los campos de aceite extrapesado costa afuera. Las características de estos campos son únicas no sólo en México sino también a nivel mundial y presentan una alta complejidad técnica y tecnológica, se ubican entre 120-150 kilómetros de distancia de Ciudad del Carmen, Campeche; en tirantes de agua entre 120 y 700 metros de profundidad.

Los yacimientos están constituidos de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Brecha de Paleoceno Cretácico Superior con profundidades promedio de 3,500 metros bajo el nivel del mar. El bajo precio de este tipo de crudos y el alto nivel de inversiones requerido exige plantear esquemas de desarrollo que garanticen su rentabilidad económica.

### **Complejo Antonio J. Bermúdez**

El proyecto tiene dos componentes, la primera, el Complejo Antonio J. Bermúdez se integra por los campos Cunduacán, Íride, Oxiacaque y Platanal que por sus características de fluidos, formaciones productoras y comportamiento de presión se identifica como un yacimiento comunicado hidráulicamente, naturalmente fracturado de rocas calizas y dolomías del Cretácico y Jurásico.

La componente Samaria Somero está integrada por los campos productores de aceite y gas: Samaria, Íride, Carrizo y Platanal en arenas del horizonte Terciario. De los campos, sólo se encuentra produciendo el campo Samaria con aceite extrapesado y aceite pesado y el campo Carrizo que produce en las arenas de aceite pesado, los campos Íride y Platanal no han sido explotados. El área que comprende estos campos es de alrededor de 200 kilómetros cuadrados y la profundidad promedio de los horizontes prospectivos va desde 600 a 900 metros para el aceite extrapesado, de 1,100 a 2,200 metros para el aceite pesado.

La estrategia del proyecto en los próximos años contempla el mantenimiento de presión y una adecuada explotación de los yacimientos del Mesozoico, el desarrollo del campo nuevo Íride en el Terciario, el desarrollo como área contractual del campo Carrizo, el desarrollo del proceso de recuperación mejorada con inyección de vapor en el campo Samaria Terciario, así como la implementación de una política de explotación adecuada y racional para incrementar el factor de recuperación de los yacimientos.

### **Proyecto Burgos**

El proyecto Burgos pretende desarrollar el potencial productivo de las Cuencas de Burgos, Sabinas y el área de Piedras Negras en la zona norte del país y con ello fortalecer la oferta de gas en dicha zona, mediante el desarrollo de los campos con mayor reserva probada y probable, la definición de áreas nuevas parcialmente desarrolladas, un plan agresivo de exploración, orientado a incrementar las reservas de gas, y la operación y mantenimiento de los campos en explotación.

La estrategia del proyecto consiste en incrementar el ritmo de extracción de la reserva probada de los campos existentes por medio de: Perforación de pozos intermedios, explotación simultánea de varios yacimientos en un mismo pozo, estudios integrales de caracterización y simulación de yacimientos, diseño integral de pozos e infraestructura superficial de producción, optimización de tratamientos de fracturamiento hidráulico, perforación no convencional (multilateral, alto ángulo, horizontal), utilización de macroperas para la perforación de dos hasta cuatro pozos a partir de una localización minimizando el impacto ambiental.

### **Proyecto de Exploración Área Perdido**

El Proyecto de Área Perdido se ubica en la porción oeste del Golfo de México frente a la costa del Estado de Tamaulipas. La actividad exploratoria en aguas profundas nacionales del golfo inició en 1992 con la adquisición de sísmica 2D regional; esta sísmica fue la base para establecer la correlación estratigráfica regional hacia las áreas de aguas profundas a partir de datos terrestres, al integrarse con la información de los primeros pozos exploratorios marinos paramétricos perforados en la plataforma continental.

### **Proyecto Aceite y Gas en Lutitas**

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 y corresponde únicamente a la primera etapa de evaluación del potencial, tiene un alcance regional que cubre una superficie aproximada de 200,000 kilómetros cuadrados, abarcando parte de los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz.

Este proyecto esta enfocado a cuantificar con mayor certidumbre los recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas en lutitas, acelerar la conversión de estos recursos prospectivos en reservas, así como identificar las zonas de mayor potencial productivo y económico cuyo desarrollo permitirá incrementar la producción de hidrocarburos a futuro, así como incrementar la actividad económica en las zonas donde se produzcan estos hidrocarburos.

El objetivo del proyectos es evaluar el potencial petrolero de las rocas que constituyen los plays no convencionales de aceite y gas en lutitas, así como dar certidumbre a los recursos prospectivos que se estiman en un valor medio de 3,057 millones de pies cúbicos de petróleo crudo equivalente; mediante la realización de 71 estudios geológicos, la adquisición de 7,800 km2 de sísmica tridimensional, y la perforación de 175 pozos exploratorios, durante el periodo 2013-2017.

### **Proyecto de Exploración Chalabil**

El Proyecto Chalabil está incluido en la porción marina de las cuencas del sureste, principal área productora de hidrocarburos en México. El Proyecto Chalabil tiene sus antecedentes en el Proyecto Crudo Ligerio Marino en su componente exploratoria y en el Proyecto Campeche Poniente que como resultado de la reconfiguración de los proyectos exploratorios, gran parte de estos últimos proyectos conforman el proyecto exploratorio Chalabil.

Actualmente, la actividad en este proyecto, se dirige a la adición de nuevas reservas de hidrocarburos a partir de yacimientos en bloques adyacentes a los campos descubiertos y en nuevos alineamientos estructurales, mediante la aplicación de una estrategia exploratoria enfocada a la prospección de rocas carbonatadas fracturadas correspondientes a los plays establecidos del Eoceno-Paleoceno, Cretácico Medio, Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

### **Proyecto Integral Yaxche**

El Proyecto Yaxche se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco, aproximadamente a 16 kilómetros al Noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.

El objetivo del proyecto es desarrollar el total de la reserva remanente 2P del campo Yaxche (Terciario y Cretácico), así como el desarrollo del campo Xanab (Cretácico y Jurásico) a través de la perforación y terminación de pozos, intervenciones mayores y menores, conversión de pozos a sistemas artificiales de producción y desarrollo de infraestructura.

### **Proyecto Integral Ek - Balam**

El Campo Ek-Balam está ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, con profundidades de lecho marino de 50 metros de profundidad en promedio, a una distancia de 95 kilómetros al Norte de Cd. del Carmen, Campeche. El proyecto

inició su operación en el año en el año 1993 para la explotación de aceite de 27° API de la formación Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), de los bloques Ek y Balam, en 1995 se implementa el sistema artificial de producción bombeo electrocentrífugo y se culmina el estudio de simulación quedando como mejor sistema para el mantenimiento de presión la inyección de gas en Ek y agua en Balam, documentándose para su aplicación en 1999; por restricciones presupuestales el proyecto se difiere a 2001 y se replantea considerando para los dos campos la inyección de agua. En el año 2002 el proyecto es autorizado mediante el esquema de financiamiento PIDIREGAS. A raíz de las pruebas exitosas en 2005 y 2007 en los pozos Ek-33 y Balam-11, se confirmó el potencial de la formación Brecha del Cretácico Superior (BKS), para lo cual se propuso la explotación de la misma empleando la infraestructura existente en el campo.

El objetivo del Proyecto Integral Ek-Balam es acelerar la explotación de las reservas en sus horizontes productores en la formación JSO y continuar con la explotación de la formación BKS; lo anterior, se logrará mediante un sistema de mantenimiento de presión que considera la inyección de agua en Ek y Balam en la formación JSO, el bombeo electrocentrífugo como sistema artificial de producción, la reparación y terminación de pozos, así como la adecuación e incorporación de nueva infraestructura.

### **Proyecto Ogarrio- Sánchez Magallanes**

El descubrimiento del primer campo perteneciente al actual Proyecto Ogarrio-Sánchez Magallanes fue en 1957 y a partir del 2002 está registrado como componente del Proyecto Antonio J. Bermúdez. El proyecto abarca una extensión de 10,820 kilómetros cuadrados, se encuentra entre los límites de los estados de Veracruz y Tabasco; cuenta con 20 campos en operación.

La mayoría de los campos actualmente operando, se encuentran en una etapa avanzada de explotación en donde la presión ha declinado y los avances de los contactos agua-aceite han originado el abandono de algunas arenas.

### **Proyecto Integral Poza Rica**

Proyecto Integral Poza Rica está constituido por los campos Poza Rica, Jiliapa, Santa Águeda, San Andrés, Aguacate, Sur de Amatlán, Tres Hermanos y Toteco Cerro Azul, localizados en las áreas Poza Rica, San Andrés y Faja de Oro Terrestre. Los principales tipo de hidrocarburos son aceite ligero, pesado y gas con densidades de 13° a 35° API, de las formaciones del Cretácico Tamabra y El Abra, así como del Jurásico San Andrés, con profundidades de 500 a 3000 metros. La reserva a desarrollar en este proyecto es de 134 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El objetivo del proyecto es acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos de los campos maduros de aceite y gas aplicando las acciones necesarias para optimizar la explotación de los yacimientos mediante diferentes alternativas en desarrollo de campos, sistemas artificiales de producción, pruebas piloto de recuperación mejorada y levantamiento sísmico 3D, perforación de pozos convencionales y no convencionales, reparaciones menores y mayores, estimulaciones, construcción de infraestructura de producción (1 batería de separación y una estación de compresión), conversión y reacondicionamiento de pozos inyectoros, taponamiento de pozos y desincorporación de activos productivos.

El desarrollo de los campos ofrecerá una oportunidad para incrementar la producción de aceite y gas asociado a corto y mediano plazos.

### **Proyecto de Exploración Comalcalco**

El proyecto Comalcalco está incluido en la porción terrestre de las cuencas del sureste. Los aceites de los campos descubiertos en el área son ligeros y superligeros, y se obtienen principalmente de yacimientos constituidos por rocas carbonatadas del Mesozoico y en menor porcentaje de sedimentos clásticos del Terciario.

### **Proyecto de Exploración Campeche Oriente**

El proyecto de Exploración Campeche Oriente se ubica en la Sonda de Campeche sobre la plataforma continental del Golfo de México. Los hidrocarburos producidos en esta área son aceites ligeros y pesados que se obtienen principalmente de yacimientos constituidos por rocas carbonatadas del Mesozoico. El proyecto ha estado ejerciendo recursos de inversión desde el 2003 hasta el 2012 como proyecto avalado por Ku-Maloob-Zaap.

Para el desarrollo de las actividades exploratorias en el Proyecto Campeche Oriente, se considera tecnología de vanguardia aplicada a la adquisición e interpretación de datos sísmicos, a la realización de estudios geológicos y geofísicos y a la perforación de pozos exploratorios con objetivos mesozoicos, similares a los que han resultado productores en los últimos años, con lo anterior, las expectativas de incorporación de reservas a corto y mediano plazos son altas.

### **Proyecto Integral Bellota - Chinchorro**

El Proyecto Integral Bellota-Chinchorro es administrado por el Activo de Producción Bellota-Jujo de la Subdirección de Producción Región Sur de PEMEX Exploración y Producción, se encuentra en ejecución desde el 2002. En la visión anterior del proyecto incluía la componente exploratoria Comalcalco que estaba avalada por el mismo proyecto. A partir del 2012 en la nueva visión se integran los Proyectos Bellota-Chinchorro y Cárdenas en uno solo que se denominará Proyecto Integral Bellota-Chinchorro.

El Proyecto Integral Bellota-Chinchorro está compuesto por 13 campos: Bricol, Madrefil, Bellota, Cárdenas, Chinchorro, Chipilín, Cobra, Cupache, Edén-Jolote, Mora, Paché, Palangre y Yagual, los cuales son yacimientos naturalmente fracturados, formados por rocas calizas y dolomías, que se encuentran a profundidades de 5,000 a 7,000 metros bajo el nivel del mar, con mecanismos de producción por empuje por expansión roca fluido, segregación gravitacional, hidráulico y/o casquete de gas; a excepción de los campos nuevos Bricol y Madrefil, el resto se encuentran en etapa avanzada de explotación a presiones de fondo cercanas a la presión de saturación.

El objetivo es incrementar los ritmos actuales de explotación mediante el desarrollo de campos con la perforación, reparación y mantenimiento de pozos, optimización de infraestructura; debido a que este proyecto tiene yacimientos en etapa avanzada de explotación con presiones muy cerca y/o abajo de la presión de saturación, es necesario la implantación de sistemas artificiales de explotación en los pozos y mecanismos de recuperación secundaria para el mantenimiento de presión en los yacimientos depresionados, mediante la inyección de gases.

### **Proyecto Integral Jujo – Tecominoacán**

El Proyecto de Explotación Jujo-Tecominoacán (Recuperación Secundaria) es parte del Activo de Producción Bellota-Jujo de la Subdirección de Producción Región Sur de PEMEX Exploración y Producción. De 2002 a 2012, el proyecto estuvo integrado por dos componentes, una explotación y otra de exploratoria (Malpaso) esta última desincorporada en la nueva visión del proyecto.

El Proyecto de Explotación Jujo-Tecominoacán (Recuperación Secundaria) está compuesto por 5 campos en etapa madura de explotación que son: Jujo-Tecominoacán, Jacinto, Paredón, Tepeyil y Fénix, siendo el campo Jujo-Tecominoacán el más importante por su nivel de producción y reservas, y en el que se inició un proceso de mantenimiento de presión del yacimiento por inyección de nitrógeno en diciembre de 2007. En el proyecto se tiene previsto continuar con la inyección de 90 millones de pies cúbicos diarios de nitrógeno (60 millones al campo Jujo-Tecominoacán y 30 millones para estudios de evaluación de proceso de mantenimiento de presión en los yacimientos de Paredón).

Los yacimientos son carbonatos (dolomía) naturalmente fracturados y están ubicados a profundidades que varían entre 4,000 y 6,500 metros verticales en el campo Paredón, de 5,300 a 6,400 metros verticales en el campo Jacinto y de 4,500 a 6,400 metros verticales en el campo Jujo-Tecominoacán. La presión actual de los yacimientos se encuentra en el campo

Jujo-Tecominoacán y Paredón por debajo de la presión de saturación y en el campo Jacinto por debajo de la presión de rocío.

Las actividades del proyecto están orientadas hacia la disminución de la declinación mediante el proceso de mantenimiento de presión del campo Jujo-Tecominoacán, la optimización continua de la productividad de los pozos y de los procesos de producción de los campos, con énfasis en la reparación de pozos y en el control de las variables críticas del proyecto que permitan la administración de la energía de los yacimientos. De igual forma, se tiene previsto perforar pozos en áreas con hidrocarburos no drenados o donde los pozos existentes no puedan ser reparados debido a sus condiciones mecánicas.

### Proyecto Integral Lakach

El campo Lakach, será el primer campo de gas que se desarrollará en aguas profundas y se presenta como una opción viable y atractiva para contribuir a incrementar la oferta de gas natural. El proyecto se compone de la realización de nueva infraestructura, constituida pozos delimitadores, la perforación y terminación de pozos de desarrollo, instalación de ductos de transporte, de recolección, unidades de interconexión y de terminación de línea submarina, árboles submarinos, líneas umbilicales, estación de proceso y compresión y pozo letrina para disponer del agua producida previamente tratada con la finalidad de realizar un eficiente desarrollo y explotación para recuperar las reservas probadas y probables del campo.

## PEMEX Refinación

La cartera de inversiones de PEMEX Refinación contiene proyectos orientados al desarrollo de nueva infraestructura y a la modernización de la existente, con el objetivo de incrementar la capacidad de producción, de distribución, de almacenamiento y de reparto de petrolíferos en el país, así como para cerrar las brechas en eficiencia operativa y energética mediante proyectos de mejoramiento del desempeño operativo (MDO).. Aprovechando la creciente demanda de petrolíferos, los principales proyectos aumentan la capacidad de producción de productos de alto valor agregado en el sistema integrado de refinación y enfrentan la amenaza a la rentabilidad del crudo que representa la mayor disponibilidad de crudo ligero y pesado en Norteamérica. Las especificaciones ambientales más estrictas llevan al desarrollo de proyectos para adaptar la producción de petrolíferos a ultra bajo azufre. En materia logística se enfrentan grandes retos por los requerimientos de importación de petrolíferos, que se atienden con nuevos poliductos y terminales; asimismo se amplía la capacidad de la red existente para reducir el costo de logístico de atender la demanda creciente. Entre los principales proyectos están:

### Calidad de Gasolinas

El objetivo del proyecto es homologar la calidad de la gasolina producida nacionalmente en el contenido de azufre con respecto de estándares internacionales, para PEMEX Premium y PEMEX Magna a puerta de refinería (80 partes por millón máximo y 30 partes por millón promedio). El proyecto se desarrolla a través de tres paquetes de obra (Salamanca-Tula, Cadereyta-Madero y Minatitlán-Salina Cruz), mismos que fueron licitados, y actualmente se encuentran en etapa de construcción. El alcance del proyecto es el siguiente:

- 8 plantas de postratamiento de gasolina
- 8 unidades de regeneración de amina
- 1 purificadora de H<sub>2</sub>
- 2 tanques de almacenamiento
- 2 turbogeneradores
- 2 compresores booster
- 8 subestaciones eléctricas
- 3 mezcladores automáticos en línea
- 5 desfogues de gas ácido
- 6 desfogues de hidrocarburos
- Rehabilitación de tanques

### Calidad de Diesel

El objetivo es producir diesel de 15 ppm máximo de azufre en peso. Para ello se requiere la construcción de nuevas plantas de hidrodesulfuración y la modernización de las unidades de diesel existentes. El alcance del proyecto incluye:

- 5 unidades de hidrodesulfuración (UBA)
- 5 unidades para producir H<sub>2</sub>
- 1 unidades purificadoras de H<sub>2</sub>
- 4 unidades de recuperación de azufre
- 5 unidades tratadoras de aguas amargas
- 3 tanques de almacenamiento
- 1 caldera
- 3 torres de enfriamiento

Modernización de:

- 17 unidades de hidrodesulfuración (UBA)

### Conversión de residuales de la refinería de Salamanca

Con el proyecto se reducirá la producción de combustóleo al procesar los residuales para su transformación en productos de alto valor de mercado, como son los destilados (gasolinas, turbosina y diesel). Se tiene proyectada la construcción y adecuación de unidades con el siguiente alcance:

- Coquización retardada <sup>1/</sup>
- Hidrodesulfuradora (HDS) naftas de coquización <sup>1/</sup>
- Planta de aguas amargas <sup>1/</sup>
- Unidad regeneradora de amina <sup>1/</sup>
- Conversión H-Oil (adecuación)
- Planta de hidrógeno <sup>1/</sup>
- Planta de azufre <sup>1/</sup>
- FCC (adecuación)
- Corte profundo (adecuación)
- HDS de gasóleos <sup>1/</sup>
- Reformadora naftas de coquización tipo CCR <sup>1/</sup>
- Modernización tren de lubricantes <sup>1/</sup>
- Integración y servicios auxiliares <sup>1/</sup>

<sup>1/</sup> Plantas nuevas.

### Proyectos de coquización en Cadereyta y optimización en Madero

En las refinerías de Cadereyta y Madero se contempla la incorporación de válvulas deslizantes en las plantas coquizadoras, lo que permite incrementar la capacidad de procesamiento, debido a la reducción del tiempo de apertura y cierre de los tambores durante los ciclos de coquización. Asimismo, se incrementará la seguridad en las operaciones debido a que la nueva tecnología presenta menor riesgo de fugas y derrames respecto a los sistemas actuales. Adicionalmente en Madero se incluyen alcances de rediseño de calentadores, línea de transfer y sistema de vacío de la combinada maya, así como otros alcances para optimizar la planta coquizadora y plantas asociadas.

### Descuellamiento de poliductos

El crecimiento de la demanda de petrolíferos en todo el país ha conducido al organismo a utilizar medios de transporte de mayor costo relativo. Por ello se requiere incrementar la capacidad de transporte por ducto como una medida para reducir los costos de operación en la logística de petrolíferos. Se tiene proyectado realizar el descuellamiento en diversos sistemas de poliductos en las regiones Norte, Centro-Occidente, Pacífico y Sureste del país, así como la construcción de un ramal a Querétaro.



**Reubicaciones de Terminales de Almacenamiento y Reparto de Tapachula y Reynosa.**

El proyecto de reubicación de la TAR Tapachula, cuya inversión registrada asciende a 658 millones de pesos, se ha reprogramado para iniciar operaciones, de octubre de 2013, hacia principios de 2014. La reubicación de esta terminal tiene como objetivo atender la declaratoria del Gobierno del Estado de Chiapas para disminuir el riesgo en la mancha urbana, así como mantener la presencia de PEMEX en la zona. .

**Nuevas Terminales de Almacenamiento y Reparto: Caribe y Región Centro.**

Para garantizar el suministro de productos en el país y optimizar las operaciones de la red de terminales de almacenamiento, el organismo considera la construcción de dos nuevas terminales, una para la región Caribe y otra para la región Centro del país.

**PEMEX Gas y Petroquímica Básica**

Con el propósito de cumplir con las estrategias previamente referidas, hacer frente a la oferta de hidrocarburos de PEP, como es el caso de nuevas áreas de exploración de gas en el Activo Oyamel, y satisfacer los mercados de los productos que elabora, de manera eficiente, segura y oportuna, PEMEX Gas ha diseñado un portafolio de proyectos para el periodo 2014-2018, que le permitirá, entre otros aspectos:

- Introducir flexibilidad y redundancia al sistema de ductos, mediante la contratación de servicios de transporte y almacenamiento de gas natural y gas LP.
- Mantener, rehabilitar y elevar los niveles de seguridad de los activos del Organismo.
- Atender la demanda de los productos que comercializa.

Con el fin de agilizar la creación de infraestructura, capturar las oportunidades de negocio y responder a los ajustes presupuestales, PEMEX Gas complementa su cartera de programas y proyectos de inversión con una serie de contratos de servicio, los cuales están orientados fundamentalmente a las siguientes actividades:

- Transporte de gas natural por ducto.
- Almacenamiento de gas natural y gas LP.

**Incremento del proceso de gas húmedo amargo en el CPG Arenque**

El objetivo de este proyecto es procesar, a partir del 2015, la oferta incremental de gas húmedo amargo proveniente del Activo Altamira, así como independizar el proceso de fraccionamiento de licuables que actualmente se lleva a cabo en instalaciones de PEMEX Refinación (refinería Madero).

El alcance consiste en la construcción de:

- Incremento de capacidad (revamp) de la planta endulzadora actual.
- Incremento de capacidad (revamp) de la planta criogénica actual
- Construcción de una planta fraccionadora de líquidos.

### **Incremento de capacidad de endulzamiento de gas en el CPG Poza Rica**

El proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de procesamiento de la planta endulzadora actual, a través de un revamp, que le permita procesar a partir de 2016 el incremento en la oferta de gas húmedo amargo de PEP proveniente del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

El proyecto contempla el desarrollo de las siguientes actividades:

- Estudios de pre-inversión y desarrollo de la ingeniería básica del proyecto.
- Incremento de capacidad de la planta endulzadora actual.

### **Incremento del proceso de gas húmedo amargo en el área Poza Rica**

El proyecto tiene como objetivo procesar la oferta incremental de gas húmedo amargo de PEP proveniente del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG).

El alcance consiste en la construcción de:

- Plantas endulzadoras con entrada en operación en 2018/2020/2022.
- Plantas criogénicas con entrada en operación en 2019/2020/2024.
- Planta recuperadora de azufre, con entradas en operación en 2018.

### **Planta criogénica en el Activo Oyamel**

En el escenario de hidrocarburos para el Ciclo de Planeación 2013 (Base 13.0311), PEP tiene proyectado la explotación de nuevos desarrollos terrestres y marinos, entre los que destaca el desarrollo terrestre del activo Oyamel, del cual se obtendrá gas húmedo dulce a partir de 2019.

El proyecto contempla el desarrollo de las siguientes actividades:

- Construcción de una planta criogénica.

### **Conservación de la capacidad de procesamiento en el CPG Nuevo Pemex**

El proyecto tiene como objetivo asegurar la confiabilidad operativa de las plantas de proceso, así como mantener las condiciones óptimas de operación y cumplir con los requerimientos en materia de seguridad y normatividad ambiental.

### **Adecuación de plantas fraccionadoras y reconversión de endulzadora de líquidos del CPG Nuevo Pemex**

Con la realización del proyecto se garantizará la operación segura del centro de trabajo, al contar con un sistema de desfogue que asegure una respuesta inmediata ante cualquier contingencia o eventualidad. Asimismo, derivado de la disminución de oferta de condensados amargos por parte de PEP, se aprovechará una planta endulzadora de condensados para dar flexibilidad operativa en el manejo de gas amargo. Por otra parte, se restablecerá la especificación del etano para asegurar el suministro de este producto, en calidad y cantidad, al proyecto Etileno XXI.

### **Modernización de las áreas de movimiento de productos de CPGs**

Las áreas de almacenamiento y movimiento de productos de los Complejos Procesadores de Gas Nuevo PEMEX, Cactus, Coatzacoalcos, Ciudad PEMEX y La Venta, cuentan con instalaciones de almacenamiento con más de 20 años, por lo que sus sistemas de seguridad, control y monitoreo se encuentran fuera de normatividad, obsoletos y en algunos casos carecen de una tecnología adecuada para operar de manera continua, confiable y segura en el recibo, envío y manejo de productos intercentros y localmente.

### Proyecto integral de confiabilidad eléctrica en los CPGs

El proyecto consiste en integrar una red confiable para el porteo y respaldo de energía eléctrica a los complejos procesadores de gas, re emplazando, o en su caso, modernizando las subestaciones eléctricas de enlace con CFE, ya que las que se tienen actualmente son obsoletas e incapaces de manejar el incremento de potencia de corto circuito de la red de CFE. Asimismo, adaptar las instalaciones para el porteo de energía excedente del CPG Cactus y Cd. PEMEX.

El proyecto contempla el desarrollo de las siguientes actividades:

- Modernizar la subestación eléctrica de enlace con CFE del CPG Cactus y construir la del CPG Cd. PEMEX.
- Construir la subestación eléctrica de enlace con CFE en el CPG Área Coatzacoalcos.
- Modernizar la subestación eléctrica del CPG Poza Rica.
- Adecuar el sistema eléctrico de los CPG's Arenque y Matapionche.
- Construcción del sistema de distribución eléctrica en media tensión en el CPG Nuevo PEMEX.

### Almacenamiento de gas LP en Abasolo

El proyecto tiene como objetivos:

- Mejorar la flexibilidad en el Sistema Nacional de Gas LP (SNGLP): en el caso de un incidente que suspendiera el transporte por el LPG ducto a la terminal de Abasolo, se contaría con el almacenamiento para surtir la zona de influencia durante un tiempo del orden de 4 días.
- Balancear la oferta-demanda en la terminal: los 40 miles de barriles de capacidad de almacenamiento permitirán recibir en las esferas el gas LP en los días de demanda baja, y suministrarlo en los de demanda alta, con lo que se incrementa la estabilidad operativa del SNGLP.
- Manejar presiones en el ducto que alimenta la terminal sin grandes variaciones, lo que se traduce en un aumento en la seguridad de operación del ducto-terminal.
- Identificar claramente las variaciones de presión propias de la operación, diferenciándolas de las generadas por fallas en el sistema de transporte y de las generadas por movimientos no autorizados, como las tomas clandestinas, y poder tomar acciones correctivas oportunamente.

El alcance consiste en la construcción de:

- Dos esferas de almacenamiento con capacidad total de 40 miles de barriles.
- Adaptaciones en las instalaciones de recibo, en los sistemas de medición, de control, contraincendio, de despacho, y suministro.
- Integración del sistema contra incendio.
- Obras accesorias, protección eléctrica.
- Ingeniería y administración del proyecto.

### Rehabilitación, modificación y modernización a nivel nacional de las estaciones de compresión y bombeo

El proyecto tiene como objetivo mantener la continuidad operativa en las estaciones de bombeo asociadas al LPGducto Cactus-Tula-Guadalajara, así como mantener la continuidad operativa de las estaciones de compresión del sistema de transporte de gas natural, en las zonas sur, centro y norte del país.

El alcance consiste en la rehabilitación, modificación y modernización de equipos e instalaciones de compresión y bombeo:

- Estaciones de bombeo asociadas al LPGducto de 24 pulgadas Cactus-Tula-Guadalajara: Arroyo Moreno, Zapoapita, Cd. Mendoza, Maltrata, San Martín Texmelucan.
- Estaciones de compresión asociadas al sistema de transporte de gas natural: Los Ramones, Santa Catarina, Valtierra, Cárdenas, Chinameca, Cempoala y Emiliano Zapata.

## **Modernización de los sistemas de monitoreo, control y supervisión del transporte por ducto, etapa II**

El proyecto tiene como objetivo modernizar e implantar los sistemas automáticos para la supervisión y control del sistema de transporte por ducto en todas las instalaciones estratégicas, utilizando como herramienta de monitoreo y control el sistema SCADA, para continuar operando con seguridad, cumpliendo con la normatividad mexicana NOM-001-SECRE-2010.

Para lograr lo anterior, se llevarán a cabo las siguientes actividades: a) Incrementar la seguridad al garantizar la disponibilidad de los equipos de control; b) Actualizar los sistemas de control para mantener la seguridad en la operación; c) Sustituir los equipos que hayan agotado su vida útil; d) Modernizar los equipos de medición y calibración para cumplir con la norma NOM-001-SECRE-2010; e) Incrementar la confiabilidad operativa de los equipos y sistemas.

Para el cálculo del valor presente de los pagos del servicio se utilizó una tasa de descuento de 12 por ciento.

### **Los Ramones Fase I**

El propósito de esta iniciativa es contratar un servicio de transporte de gas natural con capacidad máxima de 2,200 millones de pies cúbicos diarios, para asegurar la disponibilidad de transporte, principalmente hacia el centro-occidente del país.

Esta iniciativa considera, en principio, la contratación de un servicio de largo plazo con un tercero para el transporte de gas natural. Lo anterior implica la construcción de un ducto de aproximadamente 115 kilómetros, desde la frontera con EUA hasta Los Ramones, N.L.

La inversión estimada por el tercero para desarrollar el proyecto es de 8,889 millones de pesos.

### **Los Ramones Fase II**

El propósito de esta iniciativa 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.

Esta iniciativa considera, en primera instancia, la contratación de un servicio de largo plazo con un tercero para el transporte de gas natural. Lo anterior implica la construcción de un ducto de aproximadamente 740 kilómetros para transportar gas natural desde Los Ramones, N.L., hasta Apaseo el Alto, Gto.

### **Servicio de transporte de etano**

El propósito de esta iniciativa es contratar un servicio de transporte de etano líquido y gaseoso desde los Complejos Procesadores de Gas de Cd. PEMEX, Nuevo PEMEX y Cactus al Área Coatzacoalcos y garantizar el suministro de este petroquímico al proyecto Etileno XXI y a PEMEX Petroquímica.

### **Almacenamiento Subterráneo de Gas LP**

Las variaciones en la demanda de gas LP y su ubicación han reducido la flexibilidad en ductos y terminales de distribución, lo que hace necesario adecuar y optimizar el uso de la infraestructura con el fin de contar con el transporte y almacenamiento suficiente para abastecer el mercado nacional y garantizar con ello la seguridad energética del país en materia de gas LP.

El Almacenamiento Subterráneo de Gas LP se encuentra dentro de las iniciativas consideradas para hacer frente a la problemática antes citada y consiste, en principio, en la contratación de un servicio de almacenamiento subterráneo en domos salinos en la zona de Shalapa, que se encuentra cerca de la Terminal Refrigerada Pajaritos, en Coatzacoalcos, y del LPG ducto Cactus-Guadalajara.

El prestador del servicio construirá la infraestructura, la operará y le dará mantenimiento, a cambio de una tarifa que será convenida con PEMEX Gas, a partir de la que le sea autorizada por la CRE.

La inversión estimada por el tercero para desarrollar el proyecto es de 957.2 millones de pesos.

### **Gasoducto Frontera-Ramones II**

Con el propósito de hacer frente a la demanda de gas natural de la región centro-occidente del país, se ha planteado desarrollar un sistema de transporte de gas natural, con origen en la frontera de Tamaulipas con EUA y destino en Los Ramones, N.L., que coadyuve a lograr dicho objetivo.

### **Gasoducto Ramones-Naranjos**

Con el fin de atender la demanda esperada de gas natural de la región centro-occidente del país, se estima construir un sistema de transporte de gas natural, con origen en Los Ramones, N.L. y destino en Naranjos, Ver.

### **Estación de compresión Salamanca**

El incremento esperado en la demanda de gas natural de la región occidente del país, aunado a una expectativa de reducción de la producción del energético en la región sureste, ha motivado la búsqueda de alternativas de solución para contar con un suministro oportuno y suficiente de gas natural. Para enfrentar lo anterior, se pretende incrementar la capacidad de transporte en el gasoducto a partir de la construcción de una estación de compresión en Salamanca, Gto.

### **Almacenamiento de gas natural**

Esta iniciativa tiene por objetivo almacenar gas natural licuado (GNL) en Altamira, Tamps., con el fin de proporcionar flexibilidad operativa al Sistema Nacional de Gasoductos y al Sistema de Transporte Nacional Integrado, para atender los picos que presente la demanda y amortiguar los desbalances que se presenten en los sistemas por las inyecciones, extracciones y la condición del empaque.

### **Otras iniciativas sin afectación presupuestal**

Adicional a los proyectos de inversión y a las iniciativas que se desarrollarán mediante contratos de servicio, se ejecutarán una serie de obras que no afectarán los presupuestos de inversión y de operación del Organismo, entre ellos destacan:

- Una planta solidificadora.
- Conversión del ducto de gas natural Poza Rica – Cobos para dar servicio de gas LP de Tuxpan a Poza Rica, proyecto que se tiene previsto desarrollarlo a través de filiales.

## **PEMEX Petroquímica**

PEMEX-Petroquímica impulsa en su cartera de proyectos de inversión el desarrollo de las cadenas que generan valor, como la cadena del etano y aromáticos. Para el mercado de fertilizantes se hace un mayor énfasis en los proyectos para la modernización y eficientización de los procesos y en el sostenimiento de la planta productiva. En la cartera de proyectos también se impulsan los proyectos de cogeneración, los cuales permitirán lograr la reducción de costos de producción en la generación de energía eléctrica y vapor.

Los proyectos estratégicos, con los cuales se incrementa la rentabilidad de la planta productiva, requieren el desarrollo proyectos de mejoras tecnológicas, rehabilitación e incremento de capacidad de producción de plantas existentes, entre otros. Adicionalmente, para mejorar las condiciones de operación en mercados abiertos y ampliar la integración de cadenas petroquímicas, PEMEX Petroquímica ha fomentado alianzas con el sector privado.

### **Ampliación de Óxido de Etileno Segunda Etapa**

Este proyecto consiste en la ampliación y modernización de la 2da etapa de la planta de Óxido de Etileno, para aumentar la producción de Óxido de Etileno Equivalente (OEE) en 80,000 toneladas métricas por año, a partir de una mejora tecnológica en la Unidad de Reacción y de Remoción de CO<sub>2</sub>, para utilizar catalizadores de alta selectividad (CAS) y una modernización y descuellamiento en la Unidad de Agotamiento y Reabsorción del óxido de etileno (OE), incluyendo recomendaciones para mejorar la operación de la sección de glicoles, con lo cual, se tendrá una reducción en los costos de operación y además se podrá atender el crecimiento de la demanda nacional de etoxilados.

Actualmente se considera continuar con la 2da etapa para obtener un incremento en la producción de OEE.

### **Modernización y Ampliación del Tren de Aromáticos I (segunda etapa)**

PEMEX Petroquímica actualmente, cuenta con varias plantas petroquímicas que producen diversos solventes y gasolinas, a este conjunto de plantas construidas en la década de los ochentas en el CP Cangrejera; se le denomina Complejo de Aromáticos o tren de aromáticos, actualmente opera a partir de naftas importadas como materia prima principal; este proyecto consiste en la Modernización y Ampliación del tren de Aromáticos que considera mejoras tecnológicas y procesos optimizados que permitirán incrementar la capacidad de producción de Paraxileno así como maximizar la producción de Benceno. Con este proyecto se permitirá mejorar la competitividad del tren de aromáticos al elaborar un producto a menor costo y mejorar tecnológicamente las instalaciones existentes, así como procesos optimizados para elaborar productos que generan mayor valor. Satisfacer la demanda con mayores volúmenes de Paraxileno y Benceno que son productos de alto valor para el mercado nacional. Incentivar la integración de la cadena productiva nacional disminuyendo con esto la dependencia de las importaciones.

### **Cogeneración en los Servicios Auxiliares de CP. Cangrejera**

El Complejo Petroquímico Cangrejera genera en su planta de Servicios Auxiliares, la energía eléctrica suficiente para sus plantas de proceso; esto lo realiza por medio de turbogeneradores a base de vapor; el proyecto contempla un cambio tecnológico a los actuales turbos, al sustituirlos por turbinas de gas y recuperadores de calor.

### **Cogeneración en Planta de Servicios Auxiliares en CP Morelos**

Con este proyecto de Cogeneración en el CP Morelos se pretende reducir los costos de producción de energía eléctrica y vapor en la generación de energía eléctrica, mediante el cambio tecnológico de los actuales turbogeneradores de vapor por turbinas de gas y recuperadores de calor, reduciendo con ello también el consumo de gas natural y las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>), dando adicionalmente mayor confiabilidad operativa a las plantas de proceso ya que desde el inicio de sus operaciones, se instalaron turbogeneradores accionados por vapor para la generación y abastecimiento de energía eléctrica al complejo, estos equipos están llegando al final de su vida útil.

### **Ampliación de la Planta de Estireno de 150 a 250 Mta**

PEMEX-Petroquímica actualmente tiene una planta de Estireno con una capacidad de 150 miles de toneladas anuales y con la problemática de operar con altos costos de operación, siendo una planta ineficiente en el uso de materias primas y servicios auxiliares, con el proyecto se busca utilizar procesos seguros que generen menor impacto ambiental, así como incrementar su capacidad; adicionalmente se atendería parte del crecimiento de la demanda nacional, se pretende reducir los costos de operación para eficientar el uso de materias primas y servicios auxiliares, utilizando procesos seguros que generen menor impacto ambiental (se elimina el catalizador de tricloruro de aluminio), adicionalmente se atendería parte del crecimiento de la demanda nacional.



## Resultados operativos y financieros esperados

El Plan de Negocios considera escenarios bajo diferentes premisas de planeación, la diferencia se sustenta en los distintos niveles de inversión disponible. El Escenario 1 se basa en el criterio presupuestal observado en los últimos años para el presupuesto de inversión de alrededor del 2 por ciento del PIB. Adicionalmente, SENER y SHCP han realizado gestiones para destinar recursos adicionales en 2013 y 2014 al presupuesto para la producción de gas natural para atender la demanda industrial. Derivado de lo anterior, se plantea un Escenario 1B, que refleja el incremento de la producción de gas resultado de las gestiones mencionadas.

El Escenario 2 permite elevar la plataforma de producción de crudo en el mediano plazo, incorpora la mayor producción de aceite y gas en lutitas respecto del Escenario 1, al tiempo que se atienden los requerimientos industriales. Asimismo, se plantea un Escenario 2B que incorpora recursos adicionales destinados a la producción de gas en 2014.

En esta sección se presentan los resultados operativos y financieros del Plan bajo dos escenarios de inversión, tomando en consideración en ambos casos las premisas macroeconómicas determinadas por la SHCP, las proyecciones de precios, así como las restricciones de naturaleza financiera.

Es importante señalar que como consecuencia de un efecto combinado por el cambio positivo debido a la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera y por el impacto negativo de la actualización de la tasa de descuento del pasivo laboral, a partir de 2012 el patrimonio de la empresa refleja un ajuste a la baja por cerca de 77 miles de millones de pesos. Por ende, los niveles de patrimonio de todos los escenarios de este Plan de Negocios se ven influenciados por este ajuste contable y metodológico.

En cumplimiento del Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos (artículo 28, fracción IV), los resultados del Plan de Negocios se integran tanto por el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), como por el Escenario Indicativo de Metas de Balance Financiero correspondiente.

En este capítulo se considera como referencia el POFAT 2014 integrado por las propuestas aprobadas en los Consejos de Administración de los Organismos Subsidiarios. Sin embargo, después de su aprobación se realizaron ajustes principalmente a la producción de gas ya que se destinan recursos adicionales para este propósito, motivo por el cual este POFAT no considera importaciones de gas natural licuado.

Cabe mencionar que los resultados financieros para el 2014 presentados en esta sección, se estiman con base en las variables operativas del POFAT 2014. Sin embargo, estos resultados financieros consideran premisas macroeconómicas y de precios diferentes, con una variación aproximada de 10 dólares por barril en la mezcla mexicana de crudo de exportación. Lo anterior se debe a que los objetivos de la planeación de largo plazo y la programación presupuestal no son los mismos.

Es de importancia destacar que dado el comportamiento reciente de la producción de crudo, existe un riesgo de que la misma disminuya en los años planteados en el presente Plan de Negocios.



## Premisas económicas

Las premisas de planeación de largo plazo se basan en la estimación de tendencias derivadas del análisis del comportamiento observado y esperado de las principales variables económicas que inciden en los resultados; tienen el objetivo principal de establecer escenarios robustos para la planeación de las inversiones requeridas. Por su parte, las premisas de precios y macroeconómicas que se utilizan para la elaboración del POFAT contemplan elementos presupuestales de corto plazo, por lo que se actualizan con los criterios de política económica del gobierno federal disponibles al momento de su elaboración, así como la aplicación de la metodología de estimación del precio de la mezcla de crudo para efectos presupuestales, que constituye una posición conservadora dadas las expectativas de largo plazo que se observan.

### Premisas macroeconómicas de planeación de largo plazo

Resultado de un análisis del entorno económico nacional e internacional, se utilizan las siguientes premisas macroeconómicas:

	2014		2015	2016	2017	2018	Planeación Promedio 2014-2018
	POFAT	Planeación					
Tipo de Cambio (pesos/dólar)	12.40	12.90 <sup>1/</sup>	12.90 <sup>1/</sup>	12.90 <sup>1/</sup>	12.90 <sup>1/</sup>	12.90 <sup>1/</sup>	12.90 <sup>1/</sup>
Crecimiento real del PIB (%)	4.0	3.90	4.00	4.00	4.00	4.00	3.98
Tasa de interés nominal (%)	4.1	4.9	5.0	5.1	5.4	5.5	5.2

1/ Precios constantes 2013 (para evaluación de inversiones).

### Premisas de precios de largo plazo

	2014		2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>1/</sup> 2014-2018
	POFAT	Planeación					
Crudo Mezcla mexicana (US\$/b)	81.00	92.49	90.49	90.23	89.74	88.95	90.38
Gas de referencia (US\$/MMbtu)	4.10	4.25	4.30	4.38	4.53	4.75	4.44

1/ Promedio aritmético de datos.

## Premisas financieras

Los escenarios consideran un nivel anual de caja mínimo para hacer frente a las obligaciones de pago al cierre del ejercicio, el cual se encuentra en un promedio de 50 miles de millones de pesos.

Las cifras para 2012 y 2013 se muestran como referencia. Las proyecciones financieras se incluyen para el periodo de 2014 a 2018. Las cifras de los conceptos del estado de resultados y de balance general para los distintos escenarios están desarrolladas bajo el estándar Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS, por sus siglas en inglés) y excluyen filiales.

## Otras consideraciones

- Estimación a pesos constantes de 2013.
- Para el cálculo de los resultados operativos y financieros de planeación, en 2013 se considera el mejor estimado de los volúmenes reales enero-mayo, estimado junio y julio-diciembre según programa, en la versión POT 6.0, incluyendo el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) versión 1A, mismo que incluye un incremento de 2,532 millones de pesos en el gasto de inversión, que serán destinados a incrementar la producción de gas. Sin embargo, este estimado puede diferir del cierre real del año.
- El promedio aritmético y la tasa anual de crecimiento compuesto de las tablas se calculan con valores exactos. Los valores anuales de las tablas se presentan con valores redondeados.

## Capacidad adicional

A través de la figura de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), se convoca la participación de terceros, otorgando a Petróleos Mexicanos la posibilidad de allegarse de capacidad adicional de ejecución, para llevar a cabo las obras y proyectos que por las propias limitantes presupuestarias no resultaría factible desarrollar.

Los gastos relacionados con los CIEP se presentan bajo el esquema establecido en los contratos correspondientes, divididos en base e incremental. El pago del servicio al tercero asociado a la producción incremental se incluye en el gasto de operación en el rubro de servicios generales. El vector asociado a la producción base, se presenta en el gasto de inversión del Organismo.

## Escenarios del Plan de Negocios

### Escenario 1

#### Resultados operativos esperados - Escenario 1

El Escenario 1 contempla una inversión de alrededor del 2 por ciento del PIB, que corresponde al porcentaje que históricamente Petróleos Mexicanos ha recibido como asignación del Gobierno Federal, con fundamento en los Criterios Generales de Política Económica. Con dicha inversión se mantiene una plataforma de producción promedio en el periodo 2014-2018 de 2.6 millones de barriles diarios de crudo y de 5.3 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas. Asimismo considera la disponibilidad de gas natural para las plantas de Amoniaco V, VI y VII a partir de 2015. Este escenario permite el sostenimiento de la operación.

Alcanza una producción hacia el final del periodo de 2,680 miles de barriles diarios y 5,421 millones de pies cúbicos diarios respectivamente, incluyendo el volumen asociado a las operaciones de los CIEP, que llega a niveles de 139 miles de barriles diarios de crudo y 252 millones de pies cúbicos diarios de gas en 2018.

Bajo este escenario, la producción de petrolíferos crece a una tasa anual de 2.3 por ciento durante el periodo de referencia debido a una mayor elaboración de gasolinas y una reducción en la producción de combustóleo. Asimismo, la producción de petroquímicos crece a una tasa anual de 5.1 por ciento para lograr niveles superiores a los 5 millones de toneladas en 2018.

**7.1. Principales variables operativas - Escenario 1**

	2013 <sup>8/</sup>	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>7/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014- 2018
Hidrocarburos (Mbdpce)	3,466	3,418	3,434	3,451	3,475	3,578	3,471	1.2
Crudo (Mbd)	2,541	2,550	2,587	2,592	2,595	2,680	2,601	1.3
Proyectos PEP	2,518	2,465	2,482	2,482	2,471	2,540	2,488	0.8
Contratos Integrales EP	23	85	105	110	124	139	113	13.1
Gas natural <sup>1/</sup> (MMpcd)	5,666	5,297	5,115	5,182	5,311	5,421	5,265	0.6
Proyectos PEP	5,629	5,134	4,953	5,004	5,095	5,169	5,071	0.2
Adicional por inversión	171							
Contratos Integrales EP	37	164	162	179	216	252	194	11.4
Gas seco <sup>2/</sup> (MMpcd)	4,586	4,202	4,299	4,343	4,437	4,505	4,357	1.8
Petrolíferos <sup>3/</sup> (Mbd)	1,318	1,327	1,397	1,432	1,439	1,456	1,410	2.3
Petroquímicos <sup>4/</sup> (Mt)	4,106	4,165	4,530	4,638	4,744	5,077	4,631	5.1
Exportación de crudo (Mbd)	1,201	1,199	1,226	1,208	1,212	1,285	1,226	1.7
Importación de gas <sup>5/</sup> (%)	20%	21%	38%	46%	45%	45%	39%	21.0
Importación de gasolinas <sup>6/</sup> (%)	42%	40%	44%	46%	51%	53%	47%	7.3

1/ Producción de PEP; incluye gas húmedo y seco, sin nitrógeno.

2/ Incluye producción de plantas, seco de campos y reinyección de etano.

3/ Incluye Gas LP.

4/ Producción a venta; incluye transferencias e importaciones para la producción.

5/ Incluye importaciones logísticas y contratos. Respecto ventas internas y sector petrolero.

6/ Respecto a ventas internas

7/ Promedio aritmético.

8/ POT 6.0

El ritmo de crecimiento en la producción de petrolíferos es menor al crecimiento de la demanda debido al retraso en la adición de capacidad en el Sistema Nacional de Refinación, por lo que las importaciones compensan este diferencial; a su vez esto permite volúmenes excedentes de crudo para su exportación, manteniendo un nivel superior a los 1,200 miles de barriles diarios. Las importaciones de gas en el periodo llegarán a un máximo de 46 por ciento de las ventas internas de PEMEX Gas y Petroquímica Básica en 2016.

**Requerimientos de inversión y operación - Escenario 1**

Los requerimientos de inversión en el Escenario 1 promedian 385 miles de millones de pesos en el periodo 2014-2018. Este escenario mantiene una inversión promedio en Exploración y Producción de 280 miles de millones de pesos en el periodo, inversión necesaria para sentar las bases de crecimiento futuro en los principales proyectos, hasta llegar a un máximo de 287 miles de millones de pesos en 2018.

La ejecución simultánea de los proyectos de Calidad de Combustibles, y la construcción de las plantas asociadas al proyecto de conversión de residuales en Salamanca elevan de manera importante los requerimientos de inversión en PEMEX Refinación.

La inversión en PEMEX Gas y Petroquímica Básica tendrá un incremento para construir la infraestructura necesaria para garantizar el suministro de la creciente demanda de gas y mantener en condiciones óptimas la capacidad de proceso existente.

En PEMEX Petroquímica la inversión requerida promediará 9 miles de millones de pesos en el periodo. Estos recursos se encaminan a mantener y rehabilitar la infraestructura existente, además de capturar las oportunidades de mercado más rentables con la ejecución de la segunda etapa del óxido de etileno y la modernización y ampliación del tren de aromáticos.

Petróleos Mexicanos cuenta con un Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos (SIDP) que permite mejorar la forma en que se definen los proyectos de inversión en los Organismos de Transformación Industrial. El SIDP inició su operación completa desde 2009. En consecuencia, algunos proyectos cuya planeación fue previa a la entrada en operación del SIDP, como los proyectos de Gasolina de Ultrabajo Azufre, no pasaron por las compuertas respectivas de este sistema.

Al no pasar por este sistema, la definición de algunos de estos proyectos fue sub óptima. En algunos casos, como el de Minatitlán, existieron incongruencias en la ingeniería que provocaron cambios de alcance que han dado lugar a una extensión de plazo, que se estima no será superior al 20% del plazo a la firma del contrato (lo que se mantiene dentro del límite de las prácticas internacionales para megaproyectos). En otros casos, como el de Tula y Salamanca, las inconformidades presentadas por los concursantes provocaron una extensión de plazo superior a los 10 meses.

En síntesis, de los seis proyectos de gasolinas, a la fecha, dos de ellos se terminarán conforme a los plazos planteados contractualmente (Cadereyta y Madero), otros dos se terminarán dentro de los plazos de desviación considerados dentro de las mejores prácticas a nivel internacional (Salina Cruz y Minatitlán) y dos de ellos sufrirán desviaciones mayores por inconformidades durante el proceso de asignación y por desempeño insuficiente del contratista (Tula y Salamanca).

Durante el periodo de planeación y diseño del proyecto se han ido presentando retrasos no previsibles.

- La entrega de los terrenos, prevista originalmente para 2008, se extendió en más de un año debido a la integración documental necesaria para asignar el terreno.
- En 2010, durante el desarrollo de trabajos de análisis e inspección del terreno se identificaron vestigios arqueológicos de gran extensión que requirieron la redefinición del plan general de localización y la inclusión de trabajos adicionales para salvamento y rescate de este patrimonio arqueológico.
- Al terminar la ingeniería conceptual se llevaron a cabo las negociaciones contractuales con los tecnólogos para la firma de los contratos de ingeniería básica, la complejidad de las negociaciones provocó una duración superior en tres meses, respecto a lo programado.

Sin embargo, desde el punto de vista de la mejor asignación de recursos de inversión a nivel de Petróleos Mexicanos, los siguientes factores obligan al replanteamiento de la planeación presupuestal de este proyecto en el escenario de referencia de este Plan de Negocios:

- Recursos limitados a cerca de 2% del PIB
- Necesidad de mantener la plataforma de producción de hidrocarburos
- Creciente intensidad de inversión requerida en el corto plazo por los mega proyectos que están ocurriendo de manera simultánea en refinación

## Escenario 1B

La caída del precio del gas natural y el consecuente incremento en la demanda han llevado a reducir el empaque en el SNG por debajo de los límites operativos seguros, detonando alertas críticas, esta situación se ha presentado intermitentemente durante el último año. Al respecto, la SENER, encabezando el sector energético, en conjunto con la SHCP, han realizado gestiones para atenuar la problemática en el suministro de gas natural a la industria del país, adelantando y destinando más recursos a la producción de gas, así como conteniendo la demanda en la industria petrolera. Dichas gestiones tienen efectos a partir del segundo semestre de 2013 y a lo largo de 2014, dado que éste es el período que mayor escasez presenta en tanto no se completan los proyectos de transporte de gas al centro del país.

El Escenario 1 y 2 se generan a lo largo del Ciclo de Planeación de PEMEX, el cual coordina a los Organismos Subsidiarios y al Corporativo en materia de balances volumétricos multianuales, inversiones, gasto de operación, libranzas y mantenimientos, entre otros. Los entregables del Ciclo de Planeación que se utilizan en la elaboración del Plan de Negocios

son generados de noviembre a mayo de cada año. Estos esfuerzos permiten sustentar y alinear sistemáticamente los programas operativos y portafolio de proyectos, entre otros productos de planeación. Lo anterior se hace con el rigor necesario para mantener la consistencia estratégica de las líneas de negocio y sustentar las solicitudes presupuestales a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y H. Congreso de la Unión dentro del Presupuesto de Egresos de la Federación. En el caso del Escenario 1B, orientado a aumentar la producción de gas, dicho rigor no se aplicó al tener un menor plazo para su desarrollo y ser éste una modificación al Escenario 1.

Estos esfuerzos, que involucran recursos adicionales, permitirán que se incremente la producción en 350 millones de pies cúbicos diarios en promedio en el periodo 2014-2018, alcanzado una producción máxima de gas adicional de 772 millones de pies cúbicos diarios en 2014. En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las principales variables operativas del presente escenario:

## 7.2. Principales variables operativas - Escenario 1B

	2013 <sup>8/</sup>	2014 POFAT	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>7/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
Hidrocarburos (Mbdpc)	3,466	3,554	3,527	3,507	3,488	3,578	3,530	0.2
Crudo (Mbd)	2,541	2,550	2,587	2,592	2,595	2,680	2,601	1.2
Proyectos PEP	2,518	2,465	2,482	2,482	2,471	2,540	2,488	0.7
Contratos Integrales EP	23	85	105	110	124	139	113	13.3
Gas natural <sup>1/</sup> (MMpcd)	5,666	6,051	5,673	5,525	5,386	5,425	5,612	-2.7
Proyectos PEP	5,629	5,887	5,511	5,346	5,170	5,173	5,417	-3.2
Adicional por inversión	171	772	558	343	75	4	350	-73.2
Contratos Integrales EP	37	164	162	179	216	252	194	11.4
Gas seco <sup>2/</sup> (MMpcd)	4,586	4,885	4,747	4,613	4,508	4,498	4,650	-2.0
Petrolíferos <sup>4/</sup> (Mbd)	1,318	1,327	1,397	1,432	1,439	1,456	1,410	2.3
Petroquímicos <sup>6/</sup> (Mt)	4,106	4,165	4,530	4,638	4,744	5,077	4,631	5.1
Exportación de crudo (Mbd)	1,201	1,199	1,226	1,208	1,212	1,285	1,226	1.8
Importación de gas <sup>3/</sup> (%)	20%	14%	32%	43%	44%	45%	37%	19.1
Importación de gasolinas <sup>5/</sup> (%)	42%	40%	44%	46%	51%	53%	47%	7.4

1/ Producción de PEP; incluye gas húmedo y seco, sin nitrógeno.

2/ Incluye producción de plantas, seco de campos y reinyección de etano.

3/ Incluye Gas LP.

4/ Producción a venta; incluye transferencias e importaciones para la producción.

5/ Incluye importaciones logísticas y contratos. Respecto ventas internas y sector petrolero.

6/ Respecto a ventas internas

7/ Promedio aritmético.

8/ POT 6.0

Es de relevancia señalar que, a pesar de que la mayor parte del gas adicional producido contiene líquidos de gas y, por lo tanto, incide en la disponibilidad de etano y gas LP, entre otros, el presente ejercicio no incorpora estos efectos.

El incremento en la producción de gas por los recursos adicionales destinados para este propósito durante el 2014, genera un perfil de producción decreciente lo que ocasiona que bajo este escenario no se cumpla la premisa de la ENE respecto a que la producción de hidrocarburos no podrá ser menor que en el año inmediato anterior.

Con los recursos adicionales en 2013 y 2014 es posible reducir sustancialmente el déficit en 2014 y con la entrada de Los Ramones en 2016 la importación y producción nacional del Escenario 1 cubren la demanda de gas natural.

## Requerimientos de inversión y operación - Escenario 1B

La inversión en los años 2013 y 2014 se divide en producción adicional al Escenario 1, volumen por adelanto o proveniente de actividad en otras regiones.

**7.3. Requerimientos de inversión - Escenario 1B (MMM\$)**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>1/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
<b>Inversión</b>								
<b>Total</b>	<b>329</b>	<b>381</b>	<b>374</b>	<b>386</b>	<b>400</b>	<b>404</b>	<b>389</b>	<b>1.5</b>

1/ Promedio aritmético.

**Escenario 2****Resultados operativos esperados - Escenario 2**

Este escenario contempla una inversión superior al 2 por ciento del PIB, bajo ese contexto, contempla mayor producción de aceite y gas en lutitas así como inversiones vinculadas a su procesamiento. Adelantar la construcción del proyecto de conversión de residuales en Salina Cruz y reducir la inversión logística de importación de petrolíferos. Con la disponibilidad adicional de gas seco, se reinician operaciones en el CPQ Camargo hacia el segundo semestre de 2016, en las plantas de amoniaco en Cosoleacaque a partir de 2016 y el cracker de etileno en Morelos en 2017. Este escenario alcanza en 2018 una plataforma de producción de crudo de 3.0 millones de barriles diarios y de 5.8 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

La producción de petrolíferos crece a una tasa anualizada de 3.6 por ciento. La elaboración de petroquímicos se incrementa a una tasa anualizada de 8.3 por ciento llegando a 5,603 miles de toneladas anuales, como consecuencia del impulso a las cadenas del metano (amoniaco en Sinaloa, Cosoleacaque y en el oriente asociado al gas en lutitas) y del etano (etileno en Morelos).

**7.4. Principales variables operativas - Escenario 2**

	2013 <sup>8/</sup>	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>7/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
Hidrocarburos (Mbdpce)	3,466	3,498	3,528	3,598	3,765	3,971	3,672	3.2
Crudo (Mbd)	2,541	2,612	2,621	2,665	2,808	3,004	2,742	3.6
Proyectos PEP	2,518	2,496	2,492	2,538	2,673	2,857	2,611	3.4
Contratos Integrales EP	23	116	128	127	135	146	130	6.0
Gas natural <sup>1/</sup> (MMpcd)	5,666	5,353	5,474	5,631	5,778	5,840	5,615	2.2
Proyectos PEP	5,629	5,152	5,260	5,417	5,538	5,573	5,388	2.0
Adicional por inversión	171							
Contratos Integrales EP	37	201	214	215	240	267	227	7.3
Exportación de crudo (Mbd)	1,201	1,269	1,259	1,280	1,423	1,486	1,343	4.0
Gas seco <sup>2/</sup> (MMpcd)	4,586	4,507	4,617	4,743	4,853	4,874	4,719	2.0
Importación de gas <sup>5/</sup> (%)	20%	34%	34%	41%	40%	42%	38%	5.4
Petrolíferos <sup>3/</sup> (Mbd)	1,318	1,375	1,397	1,432	1,439	1,587	1,446	3.6
Importación de gasolinas <sup>6/</sup> (%)	42%	42%	44%	46%	51%	46%	46%	2.4
Petroquímicos (Mt) <sup>4/</sup>	4,106	4,071	4,531	4,726	5,193	5,603	4,825	8.3

1/ Producción de PEP; incluye gas húmedo y seco; no incluye nitrógeno.

2/ Incluye producción de plantas, seco de campos y etano reinyectado.

3/ Incluye gas LP.

4/ Producción a venta; incluye transferencias e importaciones para la producción.

5/ Incluye importaciones logísticas y contratos. Respecto ventas internas y sector petrolero.

6/ Respecto de ventas internas.

7/ Promedio aritmético.

8/ Versión POT 6.0

Se tiene una producción promedio en el periodo de 2,742 miles de barriles diarios de crudo y 5,615 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

## Requerimientos de inversión y operación - Escenario 2

### 7.5. Requerimientos de inversión presupuestal Escenario 2 (MMM\$)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>1/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
Inversión								
<b>Total</b>	329	409	435	451	474	430	440	1.3

1/ Promedio aritmético.

### 7.6. Gasto de operación - Escenario 2 (MMM\$)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>1/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
Operación PEMEX <sup>2/</sup>	150	209	222	221	236	250	228	4.6

2/ Incluye el pago por producción incremental en CIEP.

## Escenario 2B

Este escenario, derivado del Escenario 2, contempla además de mayor producción de aceite y gas en lutitas, e inversiones vinculadas a su procesamiento, el mismo conjunto de políticas públicas que en el Escenario 1B, donde se incrementan la producción de gas y la disponibilidad para la industria nacional a finales de 2013 y a lo largo de 2014, en tanto no se concluyan los proyectos de transporte de gas natural al centro del país.

Como en el caso del Escenario 1B, tampoco en el Escenario 2B se aplicó el mismo rigor, al tener menor plazo para su desarrollo y ser éste una modificación al Escenario 2 que considera una inversión mayor al 2% del PIB por año.

Estos esfuerzos, que involucran recursos adicionales, incrementarán la entrega neta de gas a PGPB en 675 millones de pies cúbicos diarios en promedio en 2014 y en 305 en promedio en el periodo 2014-2018.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de las principales variables operativas del Escenario 2B:

### 7.7. Principales variables operativas - Escenario 2B

	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>3/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
Hidrocarburos (Mbdpce)	3,611	3,601	3,643	3,775	3,971	3,720	2.4
Crudo (Mbd) <sup>2/</sup>	2,612	2,621	2,665	2,808	3,004	2,742	3.6
Gas natural <sup>1/</sup> (MMpcd)	6,028	5,917	5,904	5,838	5,843	5,906	-0.8
Escenario 2	5,353	5,474	5,631	5,778	5,840	5,615	2.2
Adicional por inversión	675	443	272	60	3	291	-74.2
Entrega Neta a PGPB	4,430	4,330	4,342	4,343	4,330	4,355	-0.6

1/ Producción de PEP; incluye gas húmedo y seco, sin nitrógeno.

2/ Incluye producción incremental de CIEPs

3/ Incluye producción de plantas, gas seco a ductos y reinyección de etano.

El gas adicional con respecto al Escenario 2 proviene en su mayoría de la región norte. Aproximadamente un 40% del gas incremental producido de 2014 a 2018 es gas seco y se inyecta directamente a ductos, el resto se envía a CPG existentes para proceso y recuperación de líquidos. La diferencia entre ambos escenarios se reduce gradualmente, hasta desaparecer alrededor de 2020. También hay variaciones en la producción de condensados, creciendo en promedio en 2.8 miles de barriles día.

Asociado al incremento del gas procesado, aumenta la producción de etano en aproximadamente 6 miles de barriles por día en el período 2014-2018 con respecto al Escenario 2, dicho volumen no modifica las decisiones de inversión y de arranque de plantas.

Para el caso del gas LP el incremento en el mismo período se estima en 5 miles de barriles por día, reduciendo las importaciones.

Con el fin de presentar las implicaciones operativas y los requerimientos de inversión de un escenario de PEMEX Exploración y Producción más agresivo, se presenta la descripción del Escenario 2B orientado a aumentar la producción de gas bajo una perspectiva de mayor inversión y producción en el mediano plazo. Con ello se dispondrá de gas suficiente para satisfacer la demanda industrial del país, la entrada en operación de las plantas de amoníaco de Cosoleacaque rehabilitadas V, VI y VII, así como la rehabilitación y arranque de la planta IV en 2015, también se libera gas para el Sistema Nacional de Refinación.

### Requerimientos de inversión y operación - Escenario 2B

La inversión incremental para el Escenario 2B únicamente se considera en 2014.

#### 7.8. Requerimientos de inversión presupuestal PEP Escenario 2B (MMM\$)

	2014	2015	2016	2017	2018	Promedio <sup>1/</sup> 2014-2018	TACC (%) 2014-2018
<b>Inversión</b>							
<b>Total</b>	<b>338</b>	<b>309</b>	<b>333</b>	<b>361</b>	<b>346</b>	<b>337</b>	<b>0.6</b>

1/ Promedio aritmético.

Asociado al incremento de gas a procesar, se incrementa la producción de etano en aproximadamente 6 miles de barriles por día en el período 2014-2018, este incremento es pequeño y no modifica las decisiones de inversión y de arranque de plantas de etileno.

Para el caso del gas LP el incremento en el período se estima en 5 miles de barriles por día, y reduciendo las importaciones por balance.





## Factores críticos

El presente apartado reconoce los elementos clave en los que PEMEX buscará tener especial atención con objeto de poder concretar las metas planteadas en el Plan de Negocios. Los temas que a continuación se presentan han sido agrupados en aquellos en los que existe capacidad parcial o total en PEMEX para su gestión, *factores críticos internos*, y los denominados *factores críticos relacionados* que enfatizan aquellos temas en los que PEMEX no tiene capacidad de acción o su capacidad está limitada, pero que su resolución resultará en beneficios para la consecución de los objetivos del Plan.

### Factores críticos internos

#### Asimilación e incorporación de tecnologías

Asimilar e incorporar las tecnologías que demandan algunas líneas estratégicas del Plan de Negocios, así como contar con el personal capacitado para operarla representa un gran reto para PEMEX. En el corto plazo se requiere asimilar diversas tecnologías para impulsar el crecimiento de la industria y en el mediano y largo plazos se deben desarrollar las tecnologías que mejor atiendan los requerimientos de la industria. Es por ello que se tiene planeado acelerar el ritmo en la gestión de su Programa Estratégico Tecnológico y buscar el hacerse de recursos para su debida implantación.

#### Consolidación de los esquemas de contratación

PEMEX ha realizado un esfuerzo importante con objeto de diseñar e implantar esquemas de contratación y procura que le permitan contar con los bienes y servicios necesarios para sus actividades, en condiciones óptimas y buscando implantar las mejores prácticas internacionales. Para poder capitalizar los beneficios potenciales de esta estrategia en su totalidad, será necesario realizar un análisis cuidadoso de los resultados obtenidos hasta el momento para, una vez mejorados los procesos, intentar replicarlos en diversas áreas de la organización en donde haga sentido de negocio.

#### Fortalecimiento en la administración y seguimiento de proyectos

La implantación de las metodologías estandarizadas para llevar una estricta planeación, administración y seguimiento de los proyectos en PEMEX, requiere aún madurar. Asimismo, es necesario hacer más eficiente la acreditación de los proyectos en sus distintas instancias, reconociendo las características de cada proyecto para el cumplimiento de la normatividad interna y externa, de forma que el proceso de administración no afecte las primeras fases de los proyectos. Finalmente, es necesario fortalecer la difusión al interior de PEMEX sobre la normatividad que al respecto existe y desarrollar las habilidades para la elaboración de casos de negocio en las áreas operativas, así como fortalecer la participación de las áreas de planeación.

## Terminación de proyectos

La mala ejecución y el retraso en la terminación de proyectos afectan de diversas formas a PEMEX:

- Incrementa la duración y el costo de proyectos, por lo que reduce su rentabilidad.
- Difiere producción e ingresos asociados.
- Incrementa la incertidumbre sobre la oferta de energéticos.
- Incrementa los costos de suministro de la demanda: logística, importación, etc.
- Presiona al mercado de crudo de exportación al obligar la colocación de volúmenes adicionales.
- Afecta negativamente los resultados operativos y financieros de PEMEX.

## Recursos Humanos: Cultura orientada a resultados

El personal de PEMEX es sin duda el activo más valioso. Es por ello que se ha desplegado una estrategia integral en la materia que considera diversos proyectos que buscan apoyar las operaciones del organismo. Sin embargo, la promoción y verdadera asimilación por parte del personal de una cultura orientada a resultado es una pieza nodal para lograr la transformación que el organismo busca, ya que parte importante de la problemática que aqueja al organismo tiene sus raíces en este ámbito.

## Coordinación interna e intersectorial

Continuar con el esfuerzo para lograr mayor coordinación que influyen de manera directa en el desempeño del organismo. Para ello es necesario construir canales de comunicación eficientes que garanticen el flujo de información en tiempo y forma.

## Factores críticos relacionados

### Régimen de pensiones y patrimonio

El pasivo laboral de PEMEX se mantiene abultado y el patrimonio en niveles críticos. Bajo criterios ortodoxos de políticas de financiamiento el estado que guardan estos rubros podrían significar restricción de fondeo para PEMEX. En tal sentido es importante brindar soluciones reales que alivien esta potencial problemática, para lo cual es fundamental que tanto el organismo como las entidades que lo regulan formulen acciones viables.

## Fondeo del Plan de Negocios

En términos generales, el Plan de Negocios plantea múltiples acciones que buscan principalmente resolver los problemas operativos a través de la implantación de prácticas de negocio sanas y la modernización de la planta productiva, a la vez que busca escalar la magnitud de las operaciones. Elevar la eficiencia operativa es una labor al interior de PEMEX, sin embargo modernizar, expandir y darle viabilidad de largo plazo a la organización demanda un esfuerzo adicional en términos presupuestales. Siendo la industria petrolera un sector altamente intensivo en capital, el reto para poder cumplir el Plan conlleva un fuerte compromiso más allá de los límites financieros del organismo.

### Régimen fiscal

PEMEX, de manera natural, está orientándose a campos y/o yacimientos con estructuras de costos diferentes a las actuales, por lo que es necesario contar con un régimen fiscal que reconozca dicha situación y genere los incentivos necesarios para su exploración y/o desarrollo y de esta forma mantenga y/o incremente su producción de hidrocarburos de manera económicamente sustentable

### Transparencia en subsidios

En adición a la necesidad de PEMEX de contar con mayores recursos financieros, reducir su carga fiscal, resolver su pasivo laboral e incrementar su patrimonio, se encuentra el tema de la proveeduría de subsidios. Lograr cumplir con la misión del organismo –“Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos...”- requiere evitar la atención de objetivos macroeconómicos o compromisos de política nacional por parte del Organismo, ya que ello le resta capacidad para cumplir con sus compromisos. El presente Plan de Negocios plantea la enorme labor que requiere la empresa para desarrollarse como una industria competitiva, por ello un enfoque de maximización de valor en la asignación lapresupuestal es fundamental para las operaciones de PEMEX.

A continuación se presentan algunos de estos:

**Gas LP:** Fijación de precios máximos.

**Gas Natural:** Descuento equivalente a una reducción del diez por ciento sobre la factura promedio nacional de los usuarios residenciales.

**Combustibles automotrices:** Reconocimiento en precio productor de ajustes de calidad en combustibles automotrices ultra bajo azufre (UBA).

**Reconocimiento de logística de gasolinas y diesel:** Impacto por no considerar restricciones de capacidad en ductos, no utilizar costos reales en los costos marítimos nacionales, y no reflejar un balance importador en la logística de diesel.

### Análisis de variables críticas

#### Precio internacional de crudo

Como parte del proceso de planeación se generaron tres escenarios de precios de crudos y productos, con base en el comportamiento histórico del mercado y de los balances prospectivos a nivel internacional. Entre los principales elementos considerados para generar los escenarios están:

- El crecimiento económico mundial y su efecto sobre la demanda
- La sustitución energética
- La demanda de energía por país y por sector de uso final
- Perspectivas de oferta de los países no-OPEP
- La producción OPEP y su asignación entre sus miembros

Derivado de los cambios en el mercado en los últimos meses, actualmente se tienen fuertes expectativas de que los precios de crudo se mantengan altos en el mediano plazo. No obstante el portafolio de proyectos de exploración y producción se optimizó con un escenario medio, que refleja condiciones de equilibrio del mercado.

El precio del crudo se espera se mantenga en un nivel alto debido a los siguientes factores:

- Mayores costos marginales de exploración, desarrollo y producción al explotarse yacimientos localizados en lugares ambientalmente más sensibles o geológicamente más complejos
- Mayores costos de materias primas para construcción de infraestructura (ductos, plataformas), servicios y contratación de personal calificado
- Mayor precio requerido por países del Medio Oriente pertenecientes a la OPEP para poder sostener programas sociales y subsidios

El precio internacional de crudo como una referencia para el establecimiento del precio de la mezcla mexicana influye en los ingresos, en los derechos pagados y en los resultados financieros de PEMEX. Un posible incremento en el precio del crudo incentivaría las inversiones en el sector, incrementaría el valor de las exportaciones y el de las importaciones de productos, por lo que el efecto neto sobre los resultados de PEMEX dependerá de la capacidad de refinación que permita reducir el nivel de importación, principalmente de gasolinas.

### **Precio nacional e internacional de gasolinas**

El precio internacional de gasolinas está directamente relacionado a los precios del crudo, sin embargo los márgenes de refinación responden a las condiciones del mercado de petrolíferos y la capacidad de refinación y configuración disponibles. Como se mencionó, se espera una recuperación de los márgenes en los próximos años, que de no presentarse afectarían los resultados del Sistema Nacional de Refinación y la rentabilidad de los proyectos de incremento de capacidad y conversión en México. Dada la expectativa de crecimiento de la demanda de petrolíferos a nivel mundial, es poco probable que los márgenes de refinación se mantengan bajos en el largo plazo, aún con la introducción de nuevas tecnologías.

El incremento potencial de la demanda nacional de gasolinas se ve afectado por el control del precio al público. En donde una liberación del precio, dadas las condiciones actuales, desincentiva el consumo de este petrolífero.

### **Tasa de interés**

El incremento en las tasas de interés tiene un efecto negativo en la actividad económica, ya que aumenta el costo de financiamiento de la inversión y del consumo privado, disminuyendo de esta manera la demanda de combustibles y afectando el precio de referencia de los mismos.

### **Tipo de cambio**

El tipo de cambio tiene una repercusión directa en el desempeño financiero del organismo. Un tipo de cambio alto implica un mayor costo de los bienes y servicios que importa PEMEX para su operación y el abastecimiento de sus mercados. Por otro lado, implica un mayor ingreso en dólares debido a las exportaciones de crudo principalmente. En el periodo 2014-2018 se espera que la balanza comercial de PEMEX sea positiva.

### **Variables de presupuesto sujetas a aprobación del Congreso**

Las estrategias del Plan requieren, entre otros, recursos materiales para su realización. Como organismo descentralizado del estado, PEMEX debe someter su presupuesto a aprobación por el Poder Ejecutivo y el Congreso. El proceso de aprobación del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en el Congreso no es estable año con año y depende de múltiples eventualidades políticas y económicas, asimismo puede modificar tanto el régimen fiscal de PEMEX, como el monto y orientación de los recursos asignados. Un presupuesto menor al solicitado repercute en el desarrollo de

estrategias de crecimiento y excelencia operativa principalmente, obligando al diferimiento de proyectos y producción asociada, retraso en el cumplimiento de metas y reducción en la confiabilidad de la infraestructura.

### **Descubrimiento o incorporación de reservas**

La estimación de reservas se ve afectada por tres tipos de factores:

- Económicos: Las variaciones de precios y costos de operación afectan la vida productiva de los pozos y en consecuencia las reservas.
- Tecnológicos: La aplicación exitosa de nuevas tecnologías incrementa el factor de recuperación y la magnitud de las reservas. Adicionalmente su aplicación en campos análogos o pruebas piloto permite reclasificar reservas posibles o probables. Por otra parte, los nuevos diseños de pozos y la implementación de mejores prácticas operativas reducen los costos de producción e incrementan las reservas.
- Inversiones: La inversión suficiente y oportuna permite incrementar el factor de recuperación y la magnitud de las reservas.

En PEMEX se llevan a cabo distintas actividades que permiten reclasificar las reservas:

- Perforación de pozos delimitadores y de pozos de desarrollo con pruebas de presión – producción.
- Pruebas piloto de inyección de agua, gas, nitrógeno, CO<sub>2</sub>, vapor y otros.
- Estudios de caracterización de yacimientos y simulación de flujo.
- Estudios de núcleos que permiten determinar porosidades y saturaciones de hidrocarburos.
- Interpretación de información sísmica.

# ANEXO I. Glosario

SIGLAS	DESCRIPCIÓN
1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles
AICM	Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México
AIKMZ	Activo integral Ku-Maloob-Zaap
API	American Petroleum Institute
ASP	Administración de Seguridad de los Procesos
ATG	Aceite Terciario del Golfo
AVO	Amplitude vs offset
BKS	Brecha del Cretácico Superior
BTX	Benceno, tolueno, xileno
C <sub>2</sub>	Etano
C <sub>2</sub> +	Etano y más pesados
CAET	Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl
CB	Generador de vapor
CCCP	Centro de Comercialización de Crudo Palomas
CCR	Continuous Catalytic Reformer
CEI	Comité de Estrategia e Inversiones
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH <sub>4</sub>	Metano
CNVB	Comisión Nacional Bancaria y de Valores
CIEP	Contratos Integrales De Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO <sub>2</sub>	Bióxido de carbono
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COPF	Contratos de Obra Pública Financiada
COTs	Compuestos orgánicos totales
COVs	Compuestos orgánicos volátiles
CP	Complejo petroquímico
CPG	Complejos procesadores de gas
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DCA	Dirección Corporativa de Administración
DCO	Dirección Corporativa de Operaciones
DiC6	Planta desisohexanizadora
DIPC	Directorio Institucional de Proveedores y Contratistas
DME	Dimetil éter
EC	Estación de compresión
EIA	Energy Information Administration
EIMBF	Escenario Indicativo de Metas de Balance Financiero
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación, A.C.
EP	Exploración y producción
ESCO	Empresas de Servicios Energéticos

SIGLAS	DESCRIPCIÓN
FCC	Fluid Catalytic Cracking
FEED	Front-End Engineering Design
FEL	Front End Loading
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FIPATERM	Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda
FISO	Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales para la Industria Petrolera Estatal
FMI	Fondo Monetario Internacional
gas LP	Gas licuado del petróleo
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado del petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GPC	Grupo de Participación Ciudadana
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico
HDS	Hidrodesulfuradora
HLS	Heavy Louisiana Sweet
LLS	Louisiana Light Sweet
IEA	Agencia Internacional de Energía
IEPS	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios
IF	Índice de frecuencia
IFRS	International Financial Reporting Standards
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
IPC	Ingeniería, procura y construcción
IPNP	Índice de paros no programados
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano
JSO	Jurásico Superior Oxfordiano
KMZ	Ku-Maloob-Zaap
LPG Ducto	Ducto de gas licuado de petróleo
MCV	Cloruro de vinilo
MDO	Mejora de Desempeño Operativo
MIPYMES	Micro, pequeña y mediana empresa
MNUIS	Modelo de Negocio Único Integral de Suministro
MPI	Mejores prácticas internacionales
MTBE	Metil Terbutil Éter
NAMA	Acciones de mitigación apropiadas a nivel nacional
N <sub>2</sub>	Nitrógeno
NGLs	Líquidos de gas natural
NGV	Vehículo a gas natural
NOM	Norma Oficial Mexicana
NOx	Óxidos de nitrógeno
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OGP	Oil & Gas Producers
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OS	Organismos Subsidiarios

SIGLAS	DESCRIPCIÓN
PAC	Plan de Acción Climática
PAESE	Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico
PAICIL	Programa de Administración de Integridad y Confiabilidad en Instalaciones Logísticas
PAID	Programa para la Administración de la Integridad en Ductos
PATG	Proyecto Aceite Terciario del Golfo
PDSyC	Política de Desarrollo Social y Comunitario
PEAD	Polietileno de alta densidad
PEBD	Polietileno de baja densidad
PECC	Programa Especial de Cambio Climático
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PELBD	Polietileno lineal de baja densidad
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PET	Programa Estratégico Tecnológico
<i>PET</i>	<i>Polietilen tereftalato</i>
PGPB	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PGPB / SP	PEMEX Gas y Petroquímica Básica, Subdirección de Producción
PGR	Procuraduría General de la República
PIB	Producto Interno Bruto
PMI	Petróleos Mexicanos Internacional
PN	Plan de negocios
POFAT	Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo
ppm	Partes por millón
PPQ	PEMEX Petroquímica
PPQ / SO	PEMEX Petroquímica, Subdirección de Operaciones
PR	PEMEX Refinación
PR / SP	PEMEX Refinación, Subdirección de Producción
PSTs	Partículas suspendidas totales
PVC	Policloruro de vinilo o cloruro de polivinilo
RH	Recursos humanos
RLPM	Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos
RL	Relaciones laborales
SAA	Subsistema de Administración Ambiental
SAM	Sustainable Asset Management
SE	Secretaría de Economía
SEC	Securities and Exchange Commission
SENER	Secretaría de Energía
SFD	<i>Stress Field Detection</i>
SGP	Sistema de Gestión por Procesos
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIADI	Sistema Institucional de Administración del Desempeño Individual
SIDP	Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos
SIES	Sistema de Información Empresarial de Suministros
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SNH	Sistema Naco-Hermosillo
SNR	Sistema Nacional de Refinación
SOx	Óxidos de azufre



SIGLAS	DESCRIPCIÓN
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
STPRM	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana
TACC	Tasa anual de crecimiento compuesto
TCVPM	Términos y condiciones de venta de primera mano
TMDB	Terminal Marítima Dos Bocas
TV	Tanque vertical
UBA	Ultra bajo azufre
VPM	Ventas de primera mano
WTI	West Texas Intermediate

## Anexo II. Nomenclatura de unidades

UNIDADES	DESCRIPCIÓN
MMMMpc	Billones de pies cúbicos estándar
Bmc	Billones de metros cúbicos estándar ( $10^{12}$ )
MMm3	Millones de metros cúbicos
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos estándar
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios estándar
MMMBpce	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
Mbpced	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario
MMtpce	Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente
MMt	Millones de toneladas
Mt	Miles de toneladas
Mta	Miles de toneladas anuales
Mte	Miles de toneladas equivalentes
t/t	Toneladas por tonelada
t/h	Toneladas por hora
t	Toneladas
TCO <sub>2</sub> e	Toneladas de bióxido de carbono equivalente
Tprod	Toneladas de producto
t/d ó Tpd	Toneladas por día
MMMb	Miles de millones de barriles
MMbd	Millones de barriles por día
Mbd	Miles de barriles diarios
MMm <sup>3</sup> d	Millones de metros cúbicos día
m	Metros
m <sup>3</sup> /h	Metros cúbicos por hora
Mm <sup>3</sup> /d	Miles de metros cúbicos por día
Mgpm	Miles de galones por minuto
MW	Mega watts
Kg/cm <sup>2</sup>	Kilogramos sobre centímetro cuadrado
Km <sup>2</sup>	Kilómetros cuadrados
Km	Kilómetros
hp	Caballos de fuerza
%	Por ciento
Mvbmrr	Metros verticales bajo mesa rotaria
SSU	Seconds Saybolt Universal
MM\$	Millones de pesos
MMUS\$	Millones de dólares
MMMUS\$	Miles de millones de dólares
MMM\$	Miles de millones de pesos
US\$/bpce	Dólares por barriles de petróleo crudo equivalente
US\$/b	Dólares por barril
US\$/MMBtu	Dólares por millón de unidades térmicas británicas
\$/US\$	Pesos por dólar



