

Diagnóstico: Situación de Pemex



SENER



ÍNDICE

1	Acerca de Pemex	3
1.1	Comparación internacional	5
2	Resultados operativos.....	7
2.1	Crudo.....	8
2.2	Gas.....	10
2.3	Reservas	13
2.4	Transformación industrial	16
2.5	Experiencia Internacional.....	23
2.5.1	Exploración y producción	23
2.5.2	Experiencia internacional en transformación industrial	31
3	Retos operativos	34
3.1	Exploración y producción	34
3.1.1	Desempeño 2002-2007	35
3.1.2	Estrategia de exploración y explotación	41
3.1.3	La situación actual de las aguas profundas mexicanas	56
3.1.4	Yacimientos transfronterizos	72
3.1.5	Algunas consideraciones en relación al régimen fiscal aplicable a exploración y explotación.....	76
3.1.6	Consideraciones finales	76
3.2	Refinación	77
3.2.1	Industria de la refinación	77
3.2.2	Infraestructura actual	80
3.2.3	Mercado de petrolíferos	81
3.2.4	Diagnóstico de la infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución	83
3.2.5	Desempeño operativo.....	84
3.2.6	Proyectos de infraestructura.....	87
3.3	Gas y petroquímica básica.....	92
3.3.1	Descripción del mercado.....	92
3.3.2	Balance de gas natural	94
3.3.3	Balance de gas L.P.....	95
3.3.4	Infraestructura adicional	96
3.4	Petroquímica.....	97
3.4.1	Infraestructura y retos	97
3.5	Capacidad de ejecución de Pemex	99

4 Retos ambientales y seguridad industrial.....	102
4.1 Protección ambiental	102
4.2 Seguridad industrial.....	103
5 Situación financiera	105
5.1 Financiamiento de la inversión	110
5.2 Situación en materia de pensiones	113
5.3 Renta petrolera	115
6 Regulación, gobierno corporativo y transparencia	119
6.1 Regulación.....	119
6.2 Gobierno corporativo	122
6.3 Transparencia	123
7 Conclusiones	125

1 Acerca de Pemex

Petróleos Mexicanos (Pemex) es un organismo público descentralizado, responsable de realizar, de manera exclusiva, las actividades estratégicas en materia de hidrocarburos,¹ reservadas en la Constitución para el Estado Mexicano. Pemex realiza estas actividades con el propósito de suministrar combustibles de calidad, a precios competitivos y satisfacer a sus clientes nacionales e internacionales, en términos eficientes y en armonía con el medio ambiente.

Debido a que es una empresa integrada, participa en toda la cadena de valor de la industria petrolera. Por tanto, es responsable de la exploración y producción de hidrocarburos en territorio nacional, de la refinación de crudo,² del procesamiento de gas³ y petroquímicos básicos,⁴ así como de la producción de algunos petroquímicos secundarios;⁵ su mandato es satisfacer 100% de la demanda nacional de petrolíferos.⁶

Conforme a las directrices de la Secretaría de Energía, Pemex realiza estas actividades con el objetivo de maximizar para el país el valor económico de largo plazo de los hidrocarburos. De este modo, las generaciones futuras podrán utilizar los recursos obtenidos por la venta de petróleo y sus derivados para impulsar su desarrollo, como lo han hecho numerosas generaciones de mexicanos.

¹ Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo y metales pesados, entre otros. Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y la presencia de otros elementos.

² La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables.

³ Se refiere a la separación del metano de otros hidrocarburos en forma gaseosa.

⁴ Los petroquímicos básicos son aquellos derivados del petróleo y el gas natural susceptibles de servir como materias primas industriales básicas (etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima de negro de humo, naftas y metano cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos).

⁵ Los petroquímicos secundarios son aquellos productos derivados de procesos subsecuentes a los petroquímicos básicos.

⁶ Productos que se obtienen mediante la refinación del petróleo. Pueden ser productos terminados (gasolina, diesel, gas licuado, etc.), semiterminados o subproductos (naftas).

Pemex enfrenta grandes desafíos a corto y mediano plazos: administrar eficientemente la declinación de los principales yacimientos;⁷ sustituir esa declinación con hidrocarburos provenientes de otras cuencas; sostener a mediano plazo la plataforma de producción; reducir la participación de las importaciones en la oferta de productos petrolíferos; incrementar la productividad y mejorar su desempeño operativo; mejorar sus mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas; mejorar sus estándares de seguridad industrial y de protección ambiental; incrementar las reservas probadas con el fin de sostener los niveles de producción en el mediano y largo plazo; corregir sus desequilibrios financieros de manera que se garantice su viabilidad entre otros.

Para poder enfrentar con éxito estos retos es fundamental revisar el marco que regula la actividad de la industria petrolera. De esta manera, poder superarlos depende de que se tomen las decisiones que permitan transformar a la empresa para estar a la altura de las circunstancias.

Petróleos Mexicanos es pieza clave en el suministro de los combustibles que requiere la economía nacional. En 2007, cubrió 100% de la demanda de combustibles automotrices, con producción propia e importaciones, así como 85% de la de combustibles industriales.

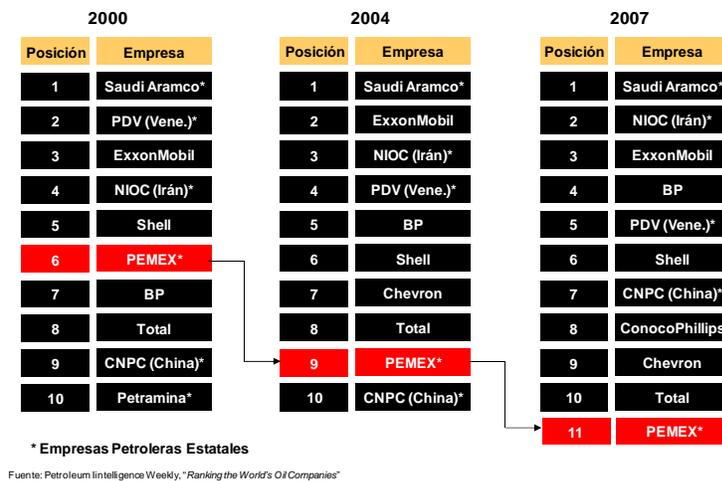
Pemex es la empresa más importante del país. En 2007, generó ingresos por \$1,134 miles de millones de pesos (104.5 miles de millones de dólares). Sus exportaciones representaron 15% de los ingresos de la cuenta corriente. Es la principal generadora de ingresos presupuestarios del sector público (cerca de 40%). Si bien la carga fiscal determina la disponibilidad de recursos propios de Pemex, las modificaciones tributarias instrumentadas en 2005 contribuyeron a mejorar dicha situación en 2006. La modificación aprobada en 2007 disminuirá la carga fiscal de la empresa a partir de 2008.

⁷ Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y a presión elevadas ocupando los espacios porosos.

1.1 Comparación internacional

Como empresa petrolera integrada, Pemex es la onceava más importante del mundo. Sin embargo, esta posición ha venido deteriorándose constantemente durante los últimos años: en 2000 Pemex era la sexta empresa petrolera más importante; en 2004, la novena; en 2006, la décima, y en 2007 la onceava.

Gráfica 1.1
EMPRESAS PETROLERAS MÁS IMPORTANTES⁸



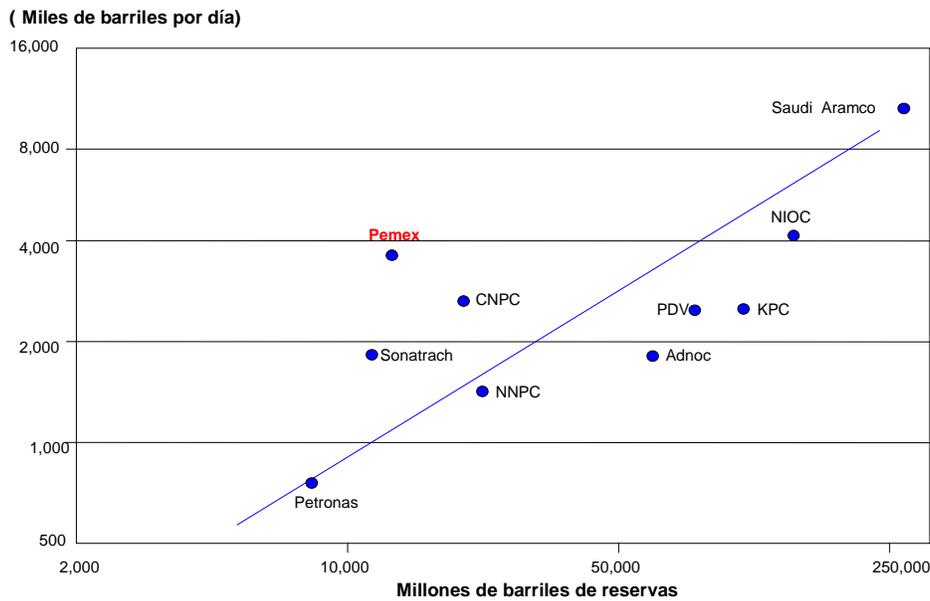
En 2007, su producción de crudo (3,082 miles de barriles diarios) la ubicó en el tercer lugar mundial. El volumen de proceso de crudo en sus refinerías (1,269 miles de barriles diarios) la colocó como la 13ª petrolera más grande. Su producción de gas fue la 14ª más relevante a nivel internacional. Por su parte, si se compara al nivel de países, México ocupa el 6º y el 19º lugar en cuanto a producción de crudo y de gas natural, respectivamente. En cuanto a capacidad de refinación, el país ocupa la posición número quince a nivel mundial.

La comparación de Pemex con otras empresas petroleras con base en diversos indicadores relevantes es poco alentadora. Si bien un número importante de las empresas

⁸ Las empresas petroleras estatales que aparecen en el listado son las siguientes: Saudi Aramco (Saudi Arabian Oil Company – Arabia Saudita); PDV (Petróleos de Venezuela – Venezuela); NIOC (National Iranian Oil Company – Irán); CNPC (China National Petroleum Corporation – China); y, Petramina (Indonesia).

petroleras ha mostrado disminuciones de su nivel de restitución de reservas durante el lustro pasado, los porcentajes de restitución se mantienen alrededor del 100%. Por su parte, Petróleos Mexicanos, es la empresa estatal con el nivel más bajo de reservas probadas y presenta la menor tasa de restitución⁹ de éstas, del orden de 50%.

Gráfica 1.2
EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES: PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS VS RESERVAS¹⁰



Fuente: Energy Intelligence

A partir de datos de 2006, la comparación entre las principales empresas petroleras estatales en términos de la relación de reservas probadas a producción de hidrocarburos líquidos, señala que Pemex presenta la menor relación reservas/producción.

⁹ La tasa de restitución de reservas indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos entre la producción durante un periodo de análisis. Generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.

¹⁰ Las empresas petroleras estatales que aparecen en la gráfica son las siguientes: Saudi Aramco (Saudi Arabian Oil Company – Arabia Saudita); NIOC (National Iranian Oil Company – Irán); KPC (Kuwait Petroleum Company - Kuwait); PDV (Petróleos de Venezuela – Venezuela); Adnoc (Abu Dhabi National Oil Company – Emiratos Árabes Unidos); CNPC (China National Petroleum Corporation – China); Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures – Algeria); NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation – Nigeria) y Petronas (*Petroliam Nasional Berhad* – Malaysia).

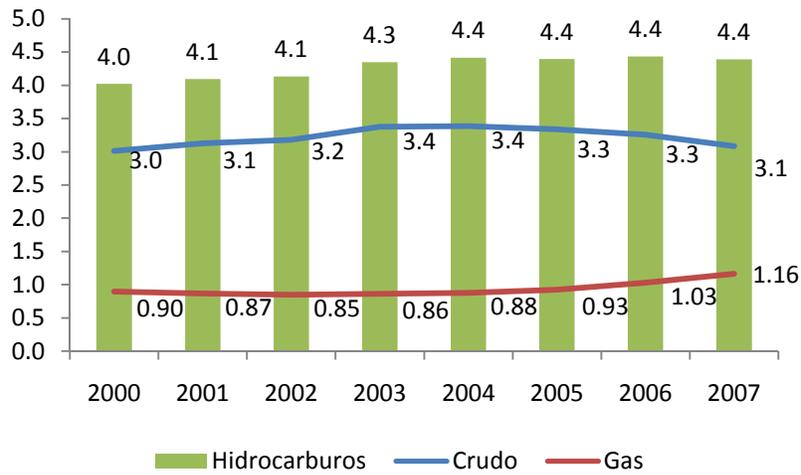
Para Pemex el principal reto no es sólo financiero, sino fundamentalmente operativo, tecnológico y de capacidad de ejecución. Esto implica mayor eficiencia en la gestión de las inversiones, en la operación de la empresa, y en su gestión corporativa, además del establecimiento de mecanismos de evaluación del desempeño, de transparencia y divulgación de información, y de alineación de los objetivos hacia la maximización de valor. Asimismo, necesita desarrollar las habilidades para administrar e incorporar tecnología de punta, así como fomentar el entrenamiento correspondiente para sus trabajadores. Para lograr lo anterior, se requieren adecuaciones en su marco regulatorio.

2 Resultados operativos

Durante la última década la producción total de hidrocarburos (crudo y gas natural¹¹) de Petróleos Mexicanos ha mantenido un promedio de 1,562 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año (4.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diarios). No obstante, la producción de crudo se ha reducido continuamente desde 2005 y si bien la producción de gas se ha elevado, ésta no compensa ni en términos de valor, ni de la renta petrolera, la caída en la producción de petróleo.

¹¹ Mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con metano como su principal constituyente, pequeñas cantidades de etano y propano y en proporciones variables de nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o en forma independiente en pozos de gas no asociado.

Gráfica 2.1
PRODUCCIÓN TOTAL DE HIDROCARBUROS
(Millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente)¹²



Nota: La serie de producción de hidrocarburos incluye, además de crudo y gas, los líquidos asociados a este último (mismos que no aparecen en la gráfica).

Fuente: Pemex

2.1 Crudo

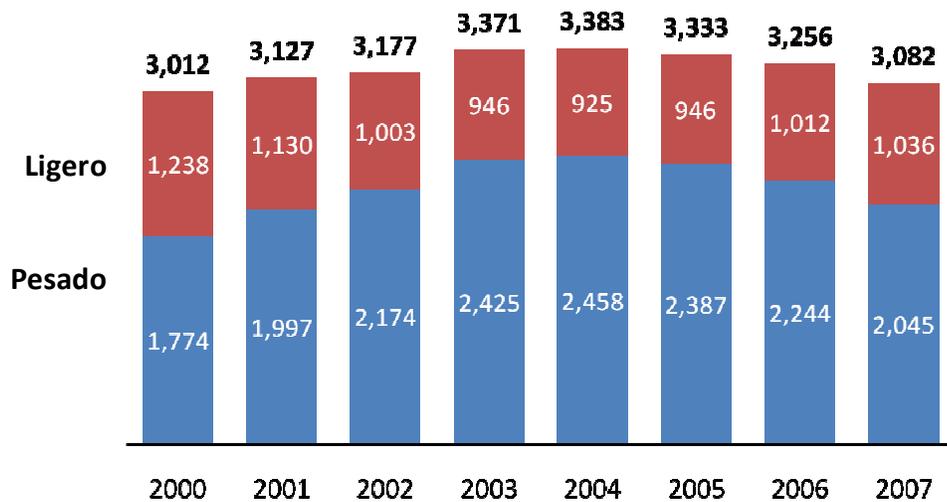
La producción máxima de crudo de Pemex se alcanzó en 2004 con 3,383 miles de barriles diarios. A partir de ese momento, se ha registrado una constante disminución. Desde el punto máximo, se han dejado de producir más de 300 miles de barriles diarios.

Desde 1997 la producción de crudo de Pemex ha provenido en buena medida de la explotación de Cantarell, yacimiento marino súper gigante situado en el Golfo de México. En 2004 alcanzó su máximo de 2,125 miles de barriles diarios. A partir de 2005 inició su proceso de declinación natural a tasas crecientes, como ocurre en todos los yacimientos a nivel mundial, una vez que alcanzan su etapa de madurez. Entre 2006 y 2007 dicha declinación fue de 15%, alcanzando en este último año una producción de 1,470 miles de barriles diarios.

¹² El petróleo equivalente se refiere al total de petróleo crudo, condensados y gas natural, expresados en unidades equivalentes de petróleo.

Durante la última década la producción de crudo también se caracterizó por una mayor participación de crudos pesados. Mientras que en 1997 los crudos pesados representaban 52%, en 2007 representaron 66%, lo que requirió, por un lado, adecuar la infraestructura para su manejo y procesamiento doméstico (coquización¹³ en las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, esta última aún en proceso) y, por otro, una estrategia comercial para colocarlo en el mercado internacional.

Gráfica 2.1.1
PRODUCCIÓN DE CRUDO
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Pemex

Además, como ocurre con los yacimientos marinos en declinación, la proporción de agua y sal en el crudo se ha incrementado considerablemente durante los últimos años, lo que no se ha compensado con producción de campos nuevos; lo anterior genera problemas operativos en los sistemas de distribución y de refinación. Ambos factores contribuyen a reducir el valor del petróleo en los mercados internacionales. Por último, la producción ha venido acompañada de una menor concentración de líquidos en el gas¹⁴, lo

¹³ Proceso de refinación mediante el cual se incrementa la producción de destilados ligeros e intermedios.

¹⁴ Hidrocarburos más pesados que acompañan al gas natural y que se separan de él para facilitar su compresión y manejo en ductos.

cual se traduce en una menor producción de gas L.P. y en la necesidad de suplirla con importaciones.

Las ventas al exterior de crudo de Pemex también se redujeron durante los últimos años. La exportación de crudo ha venido disminuyendo desde 2005, a la par de la disminución de la producción nacional. En 2007 se exportaron 1,686 miles de barriles diarios, esto es, 9.8% menos que el máximo observado en 2004. De no ser por el incremento en los precios, la menor exportación habría estado acompañada de una reducción en los ingresos públicos. La mezcla mexicana del hidrocarburo pasó de 10.18 dólares por barril en 1998 a 31 dólares por barril en 2004, hasta llegar a un nivel de 79.5 dólares por barril en diciembre de 2007.¹⁵

Por lo anterior, los retos en esta materia son: en primer lugar, compensar la declinación de los yacimientos maduros, al tiempo que se mejora la calidad del crudo, tanto al momento de su extracción, como en procesos de post tratamiento.

2.2 Gas

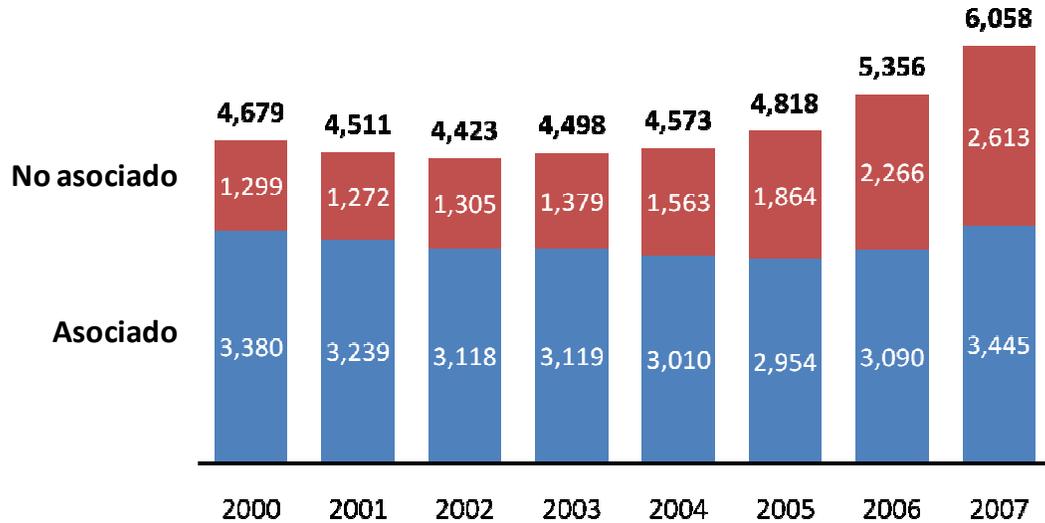
El abasto confiable y eficiente de gas natural a costo real es un asunto de la mayor trascendencia para el futuro de México. Este hidrocarburo es insumo fundamental para el sector industrial, así como para los pequeños y medianos consumidores. Además, tiene una relevancia particular en la generación de electricidad, ya que la conversión a ciclo combinado¹⁶ con base en gas natural ha contribuido de manera destacada al incremento de la demanda de este hidrocarburo en el país.

Entre 2000 y 2007 la producción total de gas natural aumentó 29%, de 4,679 millones de pies cúbicos diarios, a 6,058 millones de pies cúbicos diarios.

¹⁵ A mediados de marzo de 2008 se alcanzó un nivel de precios superior a los 92 dólares por barril (máximo histórico de la mezcla mexicana de exportación).

¹⁶ Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

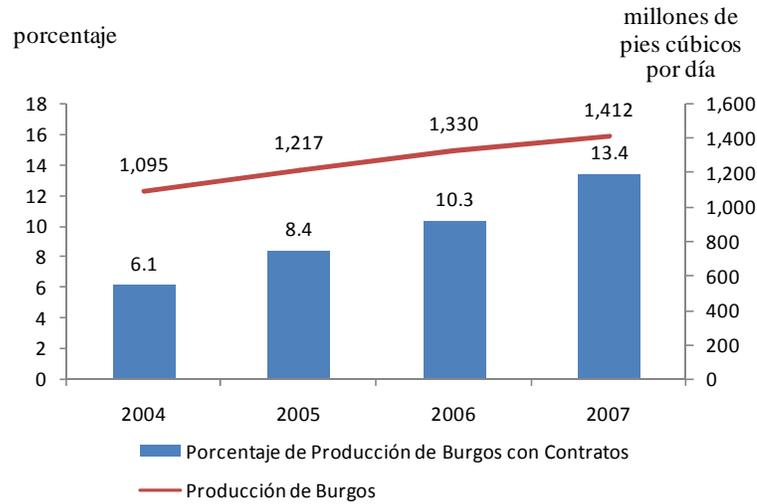
Gráfica 2.2.1
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
 (Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Pemex

La mayor parte del crecimiento que se observó entre 2004 y 2007 (70%) se explica por la producción de gas no asociado, en la cual ha tenido un papel relevante la utilización de contratos con terceros. Estos contratos han contribuido a mejorar el desempeño de Pemex y actualmente aportan el 13% de la producción en dicha área. Asimismo, han contribuido a disminuir los costos totales de perforación, ya que han permitido reducir los tiempos de perforación, factor principal para determinar el costo de un pozo.

Gráfica 2.2.2
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN BURGOS
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Pemex

No obstante los avances alcanzados con dichos contratos, las restricciones legales bajo las cuales se suscriben, hacen que éstos se comparen desfavorablemente con esquemas implementados en otras partes del mundo.¹⁷

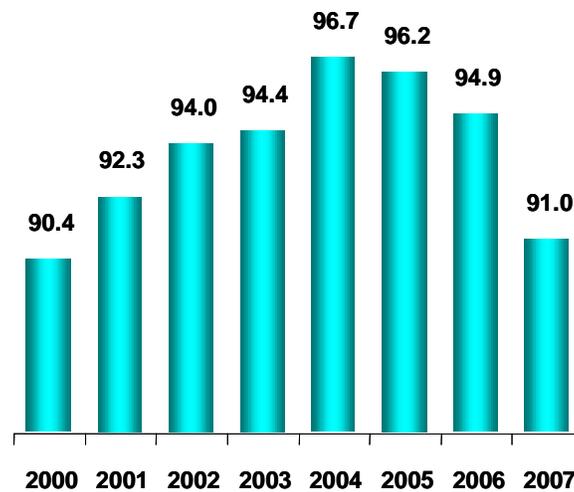
El incremento de la producción de gas natural observado durante los últimos años (29% durante 2000-2007) ha sido insuficiente para satisfacer el aumento de la demanda (38% en el mismo lapso), lo que repercutió en un aumento significativo de las importaciones de ese hidrocarburo, situación que continuará en el futuro previsible.

Por otro lado, prevalece la problemática de un excesivo venteo de dicho energético, principalmente en las regiones marinas. El aprovechamiento del gas natural en estas zonas es muy inferior al estándar internacional (que es 97%).

¹⁷ Un caso interesante para observar lo anterior es la comparación con el Distrito IV de Texas, en los Estados Unidos de América, cuyas características geológicas son similares a las que se observan en Burgos. De la comparación entre estas dos áreas resulta que en Burgos: el costo promedio por pozo es 10% superior; su productividad promedio es de una tercera parte y su costo global de producción es tres veces mayor.

Gráfica 2.2.3
APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL
(Porcentaje)

Referencia internacional: 97%



De ahí que los retos centrales son: contar con las herramientas para incrementar la producción de gas, así como reducir el gas enviado a la atmósfera, que además de capturar un valor económico significativo, permitirá reducir las emisiones asociadas.

2.3 Reservas¹⁸

La administración de las reservas es un elemento crucial para mantener los niveles de producción y maximizar la renta petrolera a lo largo del tiempo. Por ello, la mayoría de los países realizan actividades exploratorias sustantivas, con el objetivo de incorporar anualmente reservas en una magnitud igual o superior al monto producido, y evitar así reducir su capacidad para proveer de hidrocarburos en el futuro.

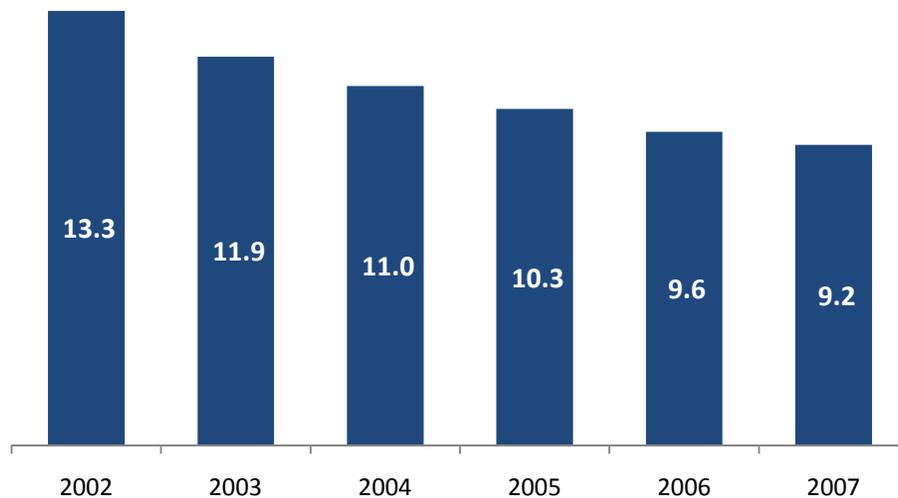
Lo anterior debe darse en concordancia con los periodos de maduración de los proyectos de explotación de crudo y gas, que son cada vez más largos debido a la creciente complejidad de los campos. Así, en el largo plazo se requiere de un nivel

¹⁸ Las *reservas* se determinan cuando se han perforado pozos exploratorios y se han identificado yacimientos de hidrocarburos; su nivel de certidumbre indica si son *probadas, probables o posibles*. Las de mayor certidumbre son las *reservas probadas*.

mínimo de reservas que tome en cuenta los periodos de maduración de los proyectos que se estarán desarrollando en los siguientes años.

Durante la década de los noventa, la mayor parte de la incorporación de reservas se dio como consecuencia del desarrollo de campos existentes, no de nuevos descubrimientos. Lo anterior condujo a la reducción en la producción observada en los últimos años. Desde 1984 las reservas probadas de hidrocarburos del país vienen disminuyendo. Hoy suman 14.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que equivalen a 9.2 años de producción, a sus niveles de 2007.

Gráfica 2.3.1
RELACIÓN RESERVA (1P)/PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS¹⁹
(Años)*



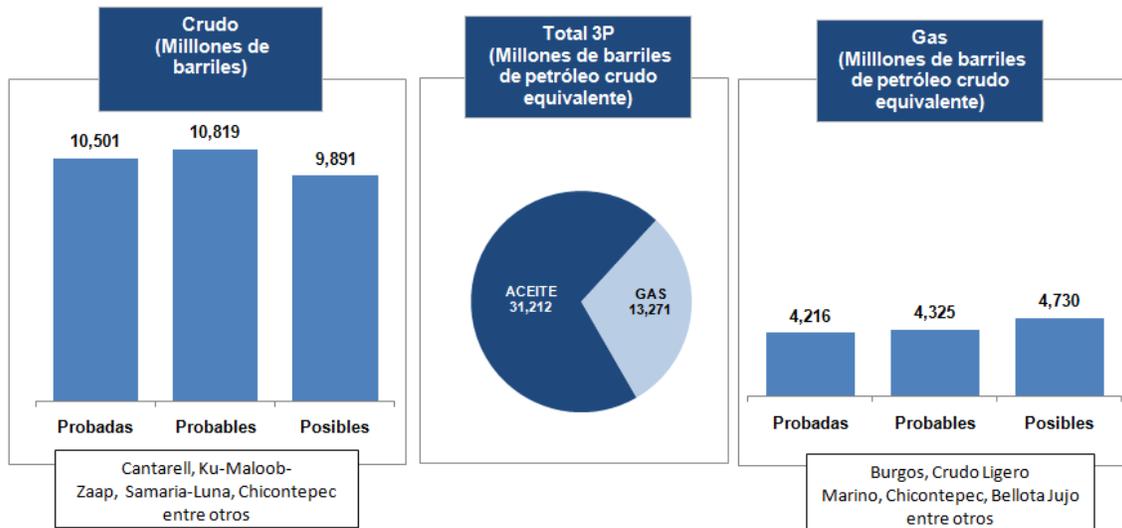
*/ Datos al 31 de diciembre de cada año.

Fuente: Pemex

La reducción de las reservas debe ser un tema de gran preocupación, ya que pone en riesgo la seguridad energética del país. Ante la declinación de los principales campos, uno de los mayores retos será elevar sensiblemente la tasa de restitución de reservas probadas, si se quiere garantizar niveles de producción similares a los de 2007.

¹⁹ Antes de 2002 se realizaron reclasificaciones de reservas para ajustarlas a criterios internacionalmente aceptados, que también significaron un ajuste a la baja. Este ajuste se debió principalmente a la reclasificación de buena parte de los hidrocarburos localizados en Chicontepec, los cuales estaban clasificados como probadas y se clasificaron de nuevo como reserva posible.

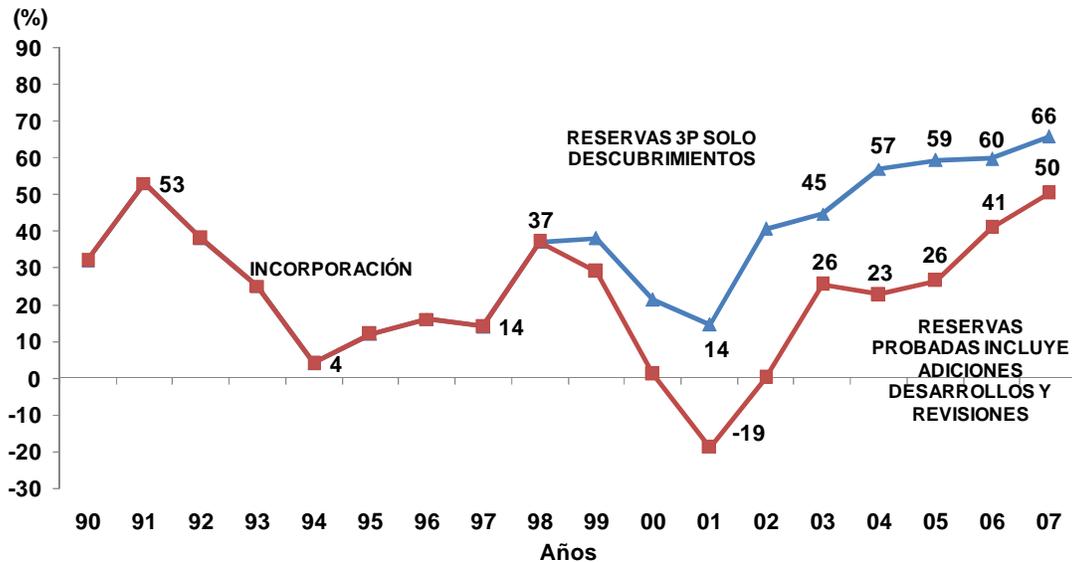
Gráfica 2.3.2
ESTRUCTURA DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2007



Fuente: Pemex, Las reservas de hidrocarburos de México, evaluación al 31 de diciembre de 2007.

Durante 2007 Pemex repuso tan sólo 50% de las reservas probadas (1P), un nivel muy inferior al promedio mundial (alrededor de 100%, siendo este porcentaje superior en el caso de las empresas estatales). La meta debería ser llegar cuando menos al 100, e incluso más si se desea fortalecer la seguridad energética del país. En la determinación de la tasa de restitución, también deberá tomarse en cuenta el consumo interno de crudo en los próximos años y la estrategia de transformación industrial de hidrocarburos.

Gráfica 2.3.3
TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS
(Porcentaje)



Fuente: Pemex

2.4 Transformación industrial

En cuanto a la transformación de hidrocarburos en México, Pemex cuenta con seis refinерías, las cuales tienen una capacidad de procesamiento de 1,500 miles de barriles diarios. Al cierre de 2007, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) procesó un promedio de 1.3 millones de barriles de crudo por día.²⁰

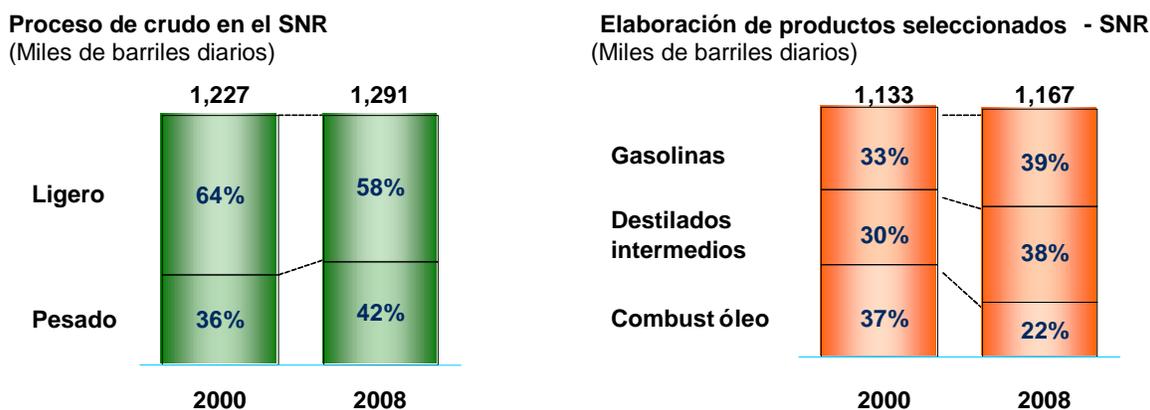
Desde 1979 no se ha construido una nueva refinерía en México. De hecho, los requerimientos de transformación de crudo y la necesidad de abrir mercados para el petróleo pesado que produce Pemex, aunado a las restricciones a que está sujeta la empresa en territorio nacional, obligó en 1993, a iniciar la operación de una refinерía en sociedad con la empresa Shell, en Deer Park, Texas.²¹ Este proyecto ha resultado benéfico para México, al proveer de refinados y al generar rendimientos para Pemex. No

²⁰ En Cadereyta, Nuevo León; Ciudad Madero, Tamaulipas; Minatitlán, Veracruz; Salamanca, Guanajuato; Tula, Hidalgo; y, Salina Cruz, Oaxaca.

²¹ La refinерía de Deer Park es un proyecto de sociedad con Shell Oil Co. que cuenta con una participación de Pemex del 50%. Sus altos índices de productividad y eficiencia la posicionan como una refinерía de clase mundial y la ubican dentro del primer cuartil de desempeño dentro de la referencia de Solomon.

obstante, es preferible que estas inversiones se realicen en el país, generando aquí empleos e impuestos, en beneficio de los mexicanos.

Gráfica 2.4.1
PROCESO DE CRUDO Y RENDIMIENTO

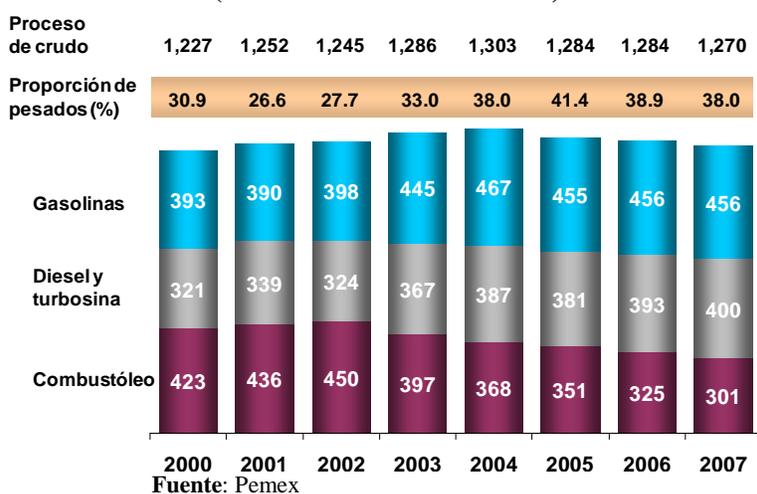


SNR= Sistema Nacional de Refinación

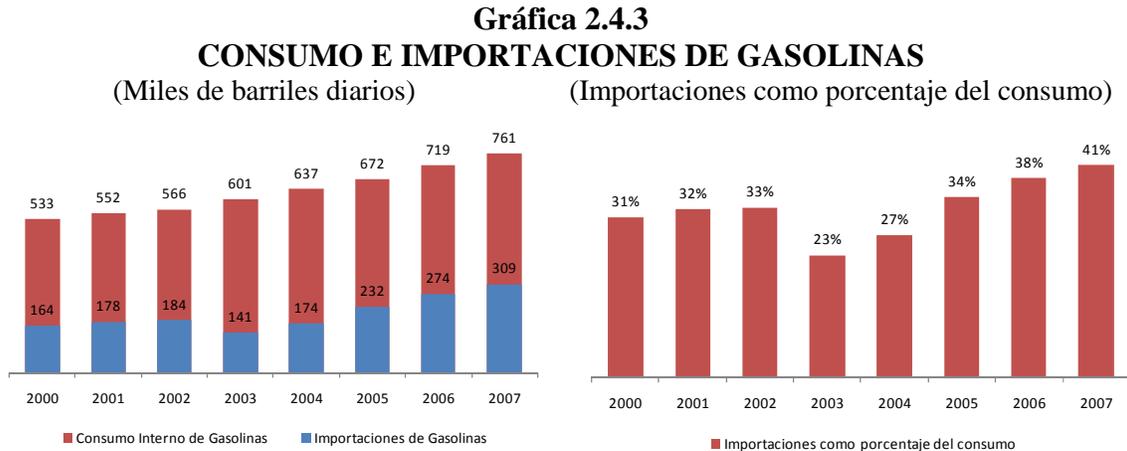
Fuente: Pemex

Pemex ha aumentado marginalmente su capacidad de proceso a partir de las reconfiguraciones de las refinерías de Cadereyta y Madero. La reconfiguración de Minatitlán, que está en curso, permitirá elevar la capacidad de proceso de crudo pesado en 150 miles de barriles diarios pero resultará insuficiente para atender la mayor demanda de petrolíferos del país, que se ha traducido en crecientes importaciones.

Gráfica 2.4.2
PROCESO DE CRUDO Y PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS
(Miles de barriles diarios)



La producción propia de gasolinas de Pemex es de alrededor de 456 miles de barriles diarios. Esta producción no permite abastecer la creciente demanda doméstica (en 2007 las ventas internas fueron de 761 miles de barriles diarios). Así, en la actualidad las importaciones de gasolinas representan más de 41% de las ventas totales.



Fuente: Pemex

No obstante la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, las importaciones de gasolina continuarán aumentando en el mediano plazo, lo que deteriorará de manera creciente la balanza comercial de petrolíferos y tenderá a presionar aún más la ya saturada capacidad instalada de importación de gasolinas, principalmente por el Golfo de México (Tuxpan).

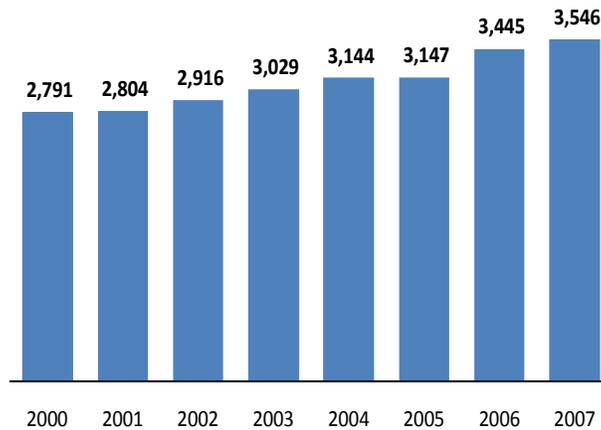
Es pertinente señalar que, dado el crecimiento de la demanda por gasolinas para los próximos 20 años, se requerirían, además de las tres reconfiguraciones pendientes, varias nuevas refinерías sólo para atender al mercado interno. De hecho, se estima que sería necesaria la construcción de una nueva refinería cada 3 ó 4 años, durante las próximas dos décadas, si se quisiera abatir totalmente las importaciones de gasolinas para el año 2028.

Por tanto, el reto en la producción de gasolinas y diesel es doble: incrementar la capacidad de refinación, a fin de reducir la dependencia de las importaciones, en particular de gasolinas y producir petrolíferos de mejor calidad ambiental; y, aumentar

sustancialmente la capacidad de los sistemas de distribución de productos petrolíferos, así como su eficiencia y seguridad.

Por su parte, el gas en su estado natural²² recibido por Pemex Gas y Petroquímica Básica pasó de 3,691 millones de pies cúbicos diarios en 2000 a 4,288 millones de pies cúbicos diarios al cierre de 2007, un incremento acumulado de 27%. Con base en lo anterior, la producción de gas natural²³ pasó de 2,791 millones de pies cúbicos diarios en 2000 a 3,546 millones de pies cúbicos diarios en 2007.

Gráfica 2.4.4
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Pemex

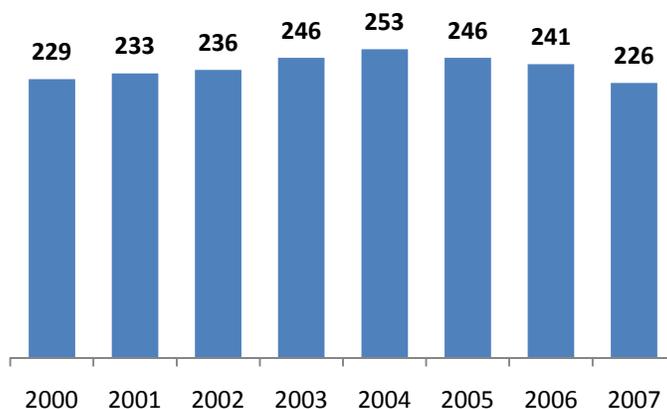
En 2007 las importaciones de gas natural (de Pemex y otros) representaron 22.9% del consumo total, lo cual incluye las importaciones de gas natural licuado.²⁴

²² Mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa que contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano, que pueden ser recuperados comercialmente.

²³ Gas que no contiene cantidades significativas de hidrocarburos más pesados que el metano (etano y propano). Es el gas que se obtiene de los centros procesadores de gas.

²⁴ Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (GNL).

Gráfica 2.4.5
PRODUCCIÓN DE GAS L.P.
(Miles de barriles diarios)



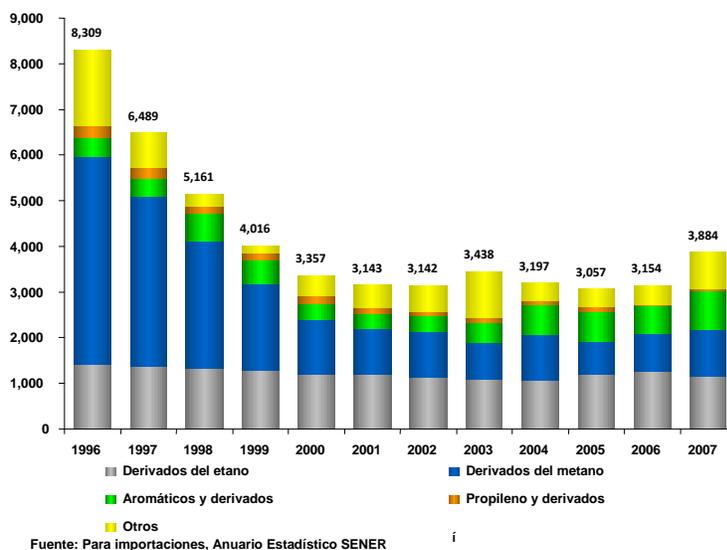
Fuente: Pemex

La participación de las importaciones dentro del abasto nacional de gas L.P. ha aumentado. Mientras que en 1995 las importaciones representaron 13% de la oferta nacional, en 2007 representaron 24% de la oferta total. Lo anterior significó multiplicar ocho veces la factura de importación, al pasar de 239 millones de dólares en 1995, a 1,761 millones de dólares en 2007. El incremento en el déficit comercial ha ocurrido a pesar de que la demanda por gas L.P. ha disminuido marginalmente. Se espera que México continúe presentando un balance deficitario en este energético, con importaciones que podrían ser ligeramente crecientes, en función de la baja dinámica en el consumo de este combustible en los próximos años.

El abasto de gas (natural y L.P.) enfrenta severas restricciones en materia de infraestructura de distribución, ya que el uso de la capacidad instalada del sistema de ductos está alcanzando su nivel máximo. Por ello, es necesario propiciar inversión adicional, en la ampliación de la red de ductos, que a su vez constituya infraestructura de respaldo para hacer frente a diversas contingencias, como los actos de sabotaje sufridos por Pemex en 2007.

En materia de petroquímica, las ventas de producción propia de Pemex Petroquímica en 2007 fueron de 3.9 millones de toneladas, con una reducción de 1.8 millones de toneladas respecto a 1998.

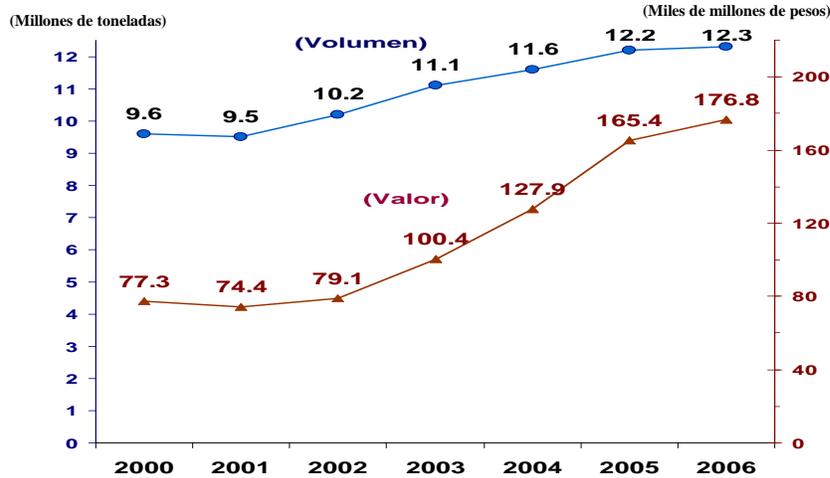
Gráfica 2.4.6
PEMEX PETROQUÍMICA: VENTAS DOMÉSTICAS DE PETROQUÍMICOS
(Miles de toneladas anuales)



La segmentación de la cadena entre petroquímicos básicos y secundarios ha frenado la producción de estos últimos. Los básicos son elaborados exclusivamente por el Estado, mientras que para los secundarios, la legislación contempla la posibilidad de que particulares participen. Al ser los petroquímicos básicos materia prima para la elaboración de los secundarios, se tiene una cadena productiva desintegrada. Esto difiere de la experiencia internacional en la que se observa una integración vertical de estas actividades. Lo anterior ha dificultado el poder garantizar el abastecimiento de materias primas a la petroquímica secundaria, lo que ha limitado su desarrollo y desincentivado la inversión en proyectos.

Como resultado de lo anterior se ha presentado un aumento acelerado de las importaciones de petroquímicos. En la gráfica siguiente se observa que en 2006, éstas ascendieron a 176.8 miles de millones de pesos (16.2 miles de millones de dólares), en comparación con 77.3 miles de millones de pesos en 2000.

Gráfica 2.4.7
IMPORTACIONES DE PETROQUÍMICOS
 (Millones de toneladas y miles de millones de pesos)



Nota: Las cifras están en pesos corrientes.

Fuente: Pemex y SENER

Para revertir esa tendencia, es necesario diseñar esquemas que permitan garantizar el abasto de productos petroquímicos básicos al sector productivo, a precios competitivos, a fin de que éste cuente con los insumos para detonar una mayor dinámica a la petroquímica secundaria, que es el ámbito en el que la Ley le permite participar.

En este sentido, el Gobierno Federal ha puesto en marcha un esquema que permitirá la reactivación de industria petroquímica nacional, asegurando el suministro de materia prima mediante la firma de un contrato para suministrar etano y gasolinas naturales a precios competitivos por los siguientes 15 años. El esquema de desarrollo consiste en proporcionar seguridad jurídica a inversionistas a través de un contrato de suministro a largo plazo y el establecimiento de un mecanismo de precios financieramente viable, acorde con los ciclos de este sector.

En las condiciones actuales, y a partir del comportamiento que se tendría en los próximos años en materia de la producción de crudo y gas, así como de la dinámica de

la demanda, tanto por petrolíferos como por petroquímicos, se puede anticipar que la balanza integrada de hidrocarburos, pasaría de una posición superavitaria a una deficitaria en el corto plazo.

2.5 Experiencia Internacional

En esta sección se describe la experiencia internacional, tanto en materia de exploración y producción, como en los aspectos de transformación de hidrocarburos.

2.5.1 Exploración y producción

A nivel internacional, los gobiernos de los países con recursos petroleros se apoyan en diferentes modelos de desarrollo para maximizar el valor de las reservas con las que cuentan. En este sentido, independientemente de su organización institucional el eje principal de dichos modelos gira en torno al resguardo de la seguridad energética, mejor desempeño del sector, captura de la mayor renta petrolera, participación de la industria nacional y principalmente en la generación de beneficios a la sociedad. En este sentido, se han desarrollado diferentes modelos para la exploración y producción:

- a. Un grupo de países cuenta con empresas petroleras estatales. Si bien estas empresas son las responsables de realizar de forma exclusiva las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, se observa que la gran mayoría se apoya en terceros bajo mecanismos modernos de colaboración para la explotación de los recursos del país.
- b. Otro grupo de países administra la riqueza petrolera con instrumentos regulatorios y fiscales, delegando la exploración y explotación de los recursos que existen en el subsuelo a terceros, asegurando la captura de la renta petrolera por parte del Estado.

- c. Otros más, combinan los dos esquemas antes mencionados con el fin de asegurar que se cuenta con la capacidad de ejecución que sustente las actividades de la industria y el acceso a tecnología cada vez más sofisticada que requieren los nuevos yacimientos.

Algunos países como Brasil, Noruega y Colombia han promovido la participación de diferentes empresas internacionales, sin descuidar el desarrollo de sus empresas estatales, con el objeto de acceder al conocimiento y al desarrollo tecnológico que les permita maximizar el valor de la renta petrolera. Para ilustrar, a continuación se presenta una descripción de los modelos de desarrollo empleados y sus resultados para Brasil, Noruega, Colombia y Cuba, y se contrasta con el caso de Estados Unidos, el cual delega la exploración y explotación de la riqueza que existe en el subsuelo a empresas privadas.

2.5.1.1 Brasil

Modelo petrolero y organización industrial: Brasil cuenta con un régimen de propiedad de los recursos del subsuelo similar al establecido en México, el cual operó durante muchos años bajo un esquema de exclusividad estatal y obligación universal de abasto. En la medida en que el reto de la exploración y producción de hidrocarburos se trasladó a zonas de alta complejidad y menor rentabilidad (aguas profundas) fue necesario buscar un modelo que hiciera frente a las nuevas condiciones.

Para ello, el nuevo modelo se instrumentó a través de modificaciones institucionales y de carácter constitucional, sin perder la propiedad estatal de los recursos del subsuelo. Dichos cambios dieron lugar a la migración de un modelo de exclusividad estatal a uno donde se delega parte de la operación, con una empresa mayoritariamente estatal dominante, eliminando la obligación universal en la provisión de bienes y servicios energéticos.

Este modelo se instrumentó en 1997, otorgando un esquema preferencial inicial a Petrobras²⁵ para prepararlo para operar en un entorno competitivo²⁶, dotándola de autonomía y capitalizándola, lo que permitió impulsar un acelerado desarrollo tecnológico y programas sustentables de inversión. Asimismo, se facultó al Estado para otorgar concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos.²⁷

Las modificaciones al marco legal e institucional en Brasil han tenido los siguientes resultados: desarrollo de nuevas empresas locales (en particular, en los últimos años la participación de los proveedores nacionales en la industria petrolera se ha incrementado, representando en 2006, 74% de los bienes finales utilizados en la industria); incremento sustancial de las actividades de exploración; diversificación de los riesgos exploratorios entre el Estado y las nuevas empresas; e, incremento significativo en la producción, en las ventas de hidrocarburos y en los ingresos del Estado.

Reservas y producción: Hace 23 años, Brasil se colocaba en el lugar 32 en cuanto a reservas probadas. Hoy se encuentra en el lugar 16. La producción total de crudo en Brasil ha crecido en los últimos años, gracias a la incorporación de yacimientos en aguas profundas. En 1992, su producción era de 732 mil barriles diarios, mientras que en aguas profundas se limitaba a 227 miles de barriles diarios (31% de la producción total). Para 2006, la producción total había crecido casi dos y media veces, alcanzado 1,778 miles de barriles diarios, de los cuales 1,316 miles de barriles diarios provenían de aguas profundas (74% del total). Actualmente Petrobras controla el 95% de la producción de crudo. Gracias a este esfuerzo, la balanza de petróleo crudo fue superavitaria por primera vez en 2006.

Nuevos descubrimientos en aguas profundas: El 8 de noviembre de 2007, Petrobras descubrió un yacimiento de aguas profundas denominado Tupi, con reservas

²⁵ La palabra no se acentúa por decisión de la empresa, lo anterior, para facilitar su uso en los diversos países en los cuales opera.

²⁶ La primera ronda para explotar bloques incluyó las áreas con mayor potencial de recursos petroleros, misma que fue otorgada a la empresa estatal.

²⁷ Se otorgan concesiones para la exploración y producción de hidrocarburos, mientras que en actividades de transformación, el sector se encuentra abierto a la participación de terceros en todas las actividades (refinación, procesamiento de gas, transporte, almacenamiento y distribución).

posibles entre 5 mil y 8 mil millones de barriles de crudo equivalente. La profundidad en cuanto a tirante de agua, es de entre 2,000 y 3,000 metros, además de otros 2,000 a 4,000 metros de capas de sal, por lo que requerirá de un importante esfuerzo en el desarrollo de tecnología. Por otro lado, el 21 de enero de 2008, Brasil anunció el hallazgo de un gran yacimiento de gas natural (Júpiter) en un área de la cuenca de Santos, indicando que "puede tener dimensiones similares a la de Tupi". El yacimiento está a 5,252 metros de profundidad.²⁸ De confirmarse las estimaciones, el hallazgo en los campos de Tupi y Júpiter podría representar un incremento de 50% en las reservas probadas de hidrocarburos del país, lo que haría pasar a Brasil del lugar 16 al 12 en el mundo, en cuanto a reservas.

2.5.1.2 Noruega

Modelo petrolero: En los años 70, con la finalidad de explotar la riqueza petrolera, el Estado fomentó el desarrollo del sector industrial nacional, a través de la expansión gradual de las actividades de exploración y producción. Lo anterior mediante la creación de una regulación que permitiera la competencia y la cooperación con los proveedores de la industria petrolera, propiciando la integración a nivel nacional de las operaciones y actividades en torno a la industria.

Gracias a la rectoría estatal, Noruega desarrolló un modelo con base en los siguientes principios: el control nacional de los recursos petroleros;²⁹ la promoción de la participación de las empresas petroleras estatales (y su internacionalización); la colaboración con otras empresas para asimilar tecnología y experiencia; y, el fortalecimiento de proveedores nacionales para convertirlos en la palanca del desarrollo industrial del país.

Dicho modelo se enfocó en la creación de una cadena productiva que integra a las empresas petroleras estatales nacionales e internacionales; a las nuevas empresas del

²⁸ Incluye un tirante de agua de 2,200 metros. La diferencia se explica por una capa de sal y una formación rocosa.

²⁹ El régimen legal noruego otorga a la nación la propiedad de los recursos.

sector de proveedores nacionales; al sector financiero y a la academia de Noruega. Gracias a este esfuerzo, el sector petrolero noruego cuenta hoy con 400 empresas de bienes y servicios, y más de 1,200 empresas proveedoras. Actualmente, las empresas noruegas cubren el 60% de la proveeduría del sector, y sus exportaciones sumaron en 2005, ocho mil millones de dólares, posicionándolas en el 2º puesto mundial en términos de facturación dentro del sector energético.

Habiendo desarrollado una fuerte industria petrolera estatal, se implementó una estrategia de internacionalización de las operaciones. A la fecha, la empresa StatoilHydro colabora en más de 20 países con las principales empresas petroleras del mundo.

En Noruega destaca la creación de un fondo petrolero, el cual cuenta con más de 250 mil millones de dólares, con el objetivo de transmitir los beneficios de la industria petrolera a las generaciones futuras.

Reservas y producción: Las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 8.5 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que lo ubica en la posición 19 a nivel mundial. Noruega es el octavo productor de crudo en el mundo y el quinto productor de gas.

Desarrollo en aguas profundas: Entre 2000 y 2006 Noruega obtuvo cerca de 21% de su producción total, en promedio 660 mil barriles diarios de petróleo crudo, de sus campos en aguas profundas, producción que lo ubica entre los principales productores en este tipo de campos a nivel mundial.

2.5.1.3 Colombia

Modelo petrolero: La continua disminución de reservas, la omisa regulación y vigilancia sobre las operaciones petroleras, y los escasos mecanismos legales para dar certidumbre a los esquemas contractuales en operación, llevaron a Colombia a cambiar su modelo de

desarrollo petrolero en 2003, consolidándose con ello la reestructuración del sector de hidrocarburos.

El nuevo modelo buscó que la empresa estatal petrolera se transformara y fortaleciera, dotándola de autonomía y fomentando su internacionalización, para hacerla más competitiva conforme a los estándares de la industria mundial. Además, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con el fin de regular y propiciar una administración adecuada de los recursos petroleros.

Otro cambio fundamental que se introdujo en Colombia fue la adopción de nuevos mecanismos para la participación de terceros en la exploración y explotación de hidrocarburos, reemplazando los contratos de producción compartida por concesiones, capturando la renta petrolera a través de mecanismos impositivos (impuestos, regalías y derechos).

Como resultado de estos cambios, la empresa petrolera estatal ha expandido sus operaciones y la actividad exploratoria se ha incrementado significativamente en ese país.

Reservas y producción: Sus reservas probadas ascienden a 2,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La producción nacional actualmente asciende a 540 mil barriles diarios de petróleo crudo y el gobierno de ese país prevé que para los próximos años ésta aumentará significativamente.

Desarrollo en aguas profundas: En aguas profundas no se observa un desarrollo importante, si bien, recientemente han asignado bloques para la exploración en este tipo de campos. Empresas como Exxon Mobil, Petrobras y Shell, ya se encuentran realizando trabajos de exploración en estas cuencas.

2.5.1.4 Cuba

Modelo petrolero: A partir de la caída del bloque comunista, Cuba experimentó un desequilibrio económico que afectó sus posibilidades de crecimiento. Para revertir este

escenario, el gobierno implementó cambios legales que se centraron en la intensificación de la búsqueda y explotación de yacimientos de hidrocarburos para aprovechar el potencial energético del país y garantizar la seguridad y soberanía energéticas.

Cuba realizó modificaciones a su legislación para permitir a la empresa estatal, Cubapetróleo (CUPET), hacer alianzas con compañías petroleras para compartir tecnología y experiencia, así como para atraer los recursos necesarios. Lo anterior, a través de contratos de producción compartida.

El esquema contractual que se diseñó consiste en que el tercero realiza la exploración y, en caso de encontrar petróleo, se plantea una asociación al 50% de la empresa participante y CUPET. La empresa que colabora con CUPET además debe pagar el impuesto sobre la renta, por lo que la porción de las utilidades que retiene el Estado asciende a un mínimo de 65%. Además, CUPET retiene la opción de asociarse hasta por un 20% del capital del tercero, por lo que la participación estatal puede ascender hasta a un 72%³⁰ de la riqueza petrolera.

Es importante resaltar que si el esfuerzo exploratorio no reditúa en producción, CUPET no incurre en costo alguno.

Producción: La producción actual de petróleo en Cuba fluctúa entre los 55 y 60 mil barriles por día de crudo pesado con alto contenido de azufre, procedente, casi en su totalidad, de la denominada franja costera noroccidental. Se espera que ésta se vea incrementada en los próximos años, gracias a los proyectos que se están desarrollando en la isla y en sus aguas profundas.

Desarrollo en aguas profundas: Se estima que las aguas profundas de Cuba tienen un potencial de 13.5 mil millones de barriles de crudo equivalente,³¹ a partir del cual, los

³⁰ El 72% se alcanza con el 50% de la producción que corresponde a CUPET, el 15% que se paga por concepto de impuestos (tasa de 30% que se aplica al 50% que retiene la compañía), y el 7% que se obtiene por la participación accionaria a que puede tener acceso (20% sobre el 35% de la utilidad después de impuestos).

³¹ Departamento de Energía de los Estados Unidos.

expertos opinan que Cuba podría convertirse en un país exportador de petróleo en la próxima década.³²

Para poder desarrollar estas reservas de la zona de aguas profundas cubanas del sudeste del Golfo de México, Cuba dividió el área en 59 bloques, mismos en los que diversas empresas realizan trabajos bajo el esquema de contratos de producción compartida con CUPET. Desde 2001, las empresas Repsol (España), StatoilHydro (Noruega), ONGC (India), Sherrit (Canadá), Petronas (Malasia), PDVSA (Venezuela) y Petrovietnam (Vietnam), realizan tareas exploratorias en 24 bloques en aguas profundas cubanas.

El 15 de enero de este año, el Presidente de Brasil, Luiz Inacio Lula da Silva, se reunió con autoridades cubanas para firmar un convenio para que Petrobras evalúe algunos bloques cubanos en el Golfo de México e indique en cuáles de ellos tendría interés en realizar trabajos de exploración.

2.5.1.5 Estados Unidos

Modelo petrolero: En sentido contrario al de los países anteriores, que basan sus modelos de desarrollo en empresas estatales petroleras, el régimen legal norteamericano otorga al propietario del subsuelo la propiedad de los recursos, lo que permite a los particulares realizar las actividades relacionadas con la industria petrolera. Por consiguiente, el gobierno se concentra en administrar los recursos de hidrocarburos con instrumentos regulatorios y fiscales, delegando la exploración y explotación de la riqueza que existe en el subsuelo a empresas privadas.

Al amparo de la regulación del gobierno, que promueve condiciones de competencia, la organización de la industria petrolera norteamericana ha evolucionado en función de los retos que ha enfrentado dicha industria. De esta forma, las empresas

³² Ángel de la Vega Navarro: Profesor/Investigador del Posgrado de Economía y del Posgrado de Energía de la UNAM y miembro del Sistema Nacional de Investigadores.

petroleras optan por fusionarse, asociarse o aliarse entre ellas, para acelerar los procesos de incorporación de tecnología, adquisición de experiencia, y reducción de costos.

Reservas y producción: Estados Unidos es el tercer mayor productor de petróleo del mundo. En 2007 produjo 5.12 millones de barriles diarios y es el segundo mayor productor de gas a nivel mundial con una producción de 54.2 miles de millones de pies cúbicos diarios.

Desarrollo en aguas profundas: Una de las zonas con mayor potencial son las aguas profundas del Golfo de México que corresponden a los Estados Unidos, con un estimado de 46 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos y con reservas probadas de 9.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En dicha zona participan las 30 principales empresas petroleras del mundo, se operan 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos en diferentes grados de desarrollo. En los últimos años se han alcanzado en aguas profundas niveles de producción de crudo cercanos al millón de barriles diarios, lo que ha llegado a representar alrededor del 17% de la producción total. Fuentes oficiales estiman que Estados Unidos duplicará su producción de aguas profundas para 2012, lo que equivaldría a 2 millones de barriles diarios.³³

2.5.2 Experiencia internacional en transformación industrial

La capacidad de refinación mundial actual es de casi 90 millones de barriles diarios y aumenta cada año en función del crecimiento de la demanda. Se estima que en los próximos 25 años se requerirán, en promedio, 30 mil millones de dólares al año para incrementar la capacidad de refinación de petróleo crudo en el mundo. En los últimos años casi la mitad de dicha formación de capital ha ocurrido en Asia y en América del Norte.

³³ Minerals Management Service (MMS).

Las cuantiosas inversiones en refinación se realizan tanto por grandes compañías internacionales integradas en toda la industria del petróleo, refinadores especializados que se dedican a comprar petróleo crudo y prácticamente en exclusiva a refinarlo, así como por compañías petroleras estatales. Una parte importante de las inversiones son para adaptar las plantas existentes al tipo de crudos que hay que procesar o de las especificaciones de los petrolíferos que se desean producir.

Las compañías internacionales, al igual que los refinadores especializados, típicamente procesan más petróleo del que extraen del subsuelo. Por lo tanto, son las compañías petroleras estatales las que producen más petróleo del que procesan industrialmente.

En este contexto, son cada vez menos las empresas estatales que mantienen un monopolio legal en las distintas áreas de exploración y producción, refinación y elaboración de gas, así como en el almacenamiento, transporte y distribución de hidrocarburos. El crecimiento del sector energía, la necesidad de tener un más adecuado manejo de los riesgos y los desbalances entre la oferta y la demanda de petrolíferos, han sido fuerzas impulsoras de la transformación de la industria.

De hecho, en América Latina los países que han reformado su sector energético han favorecido los mecanismos de mercado y han promovido algún grado de apertura para la participación de terceros en las áreas de procesamiento industrial y de almacenamiento, transporte y distribución de hidrocarburos. No obstante, es importante señalar que en buena parte de los casos, se ha conservado en paralelo la presencia de la empresa estatal en diversas áreas del procesamiento industrial de petróleo, en particular en la refinación.

Las experiencias de reforma son diversas en la región. En Brasil, Colombia, Chile y Perú, por ejemplo, se han promovido cambios conforme a los cuales se mantiene la empresa estatal de refinación pero, al mismo tiempo, se permite la participación de

terceros en esta actividad, así como en la comercialización, es decir, en el transporte, almacenamiento y la distribución de los derivados.

Como resultado de los cambios señalados, los países de América Latina han podido reducir considerablemente las importaciones de petrolíferos (Brasil y Perú) y en otros casos, evitar su continuo aumento (Chile y Colombia).

Con base en la experiencia de reforma en América Latina de las últimas dos décadas, se puede hablar de una consolidación de la industria regional de hidrocarburos, que ha propiciado una mayor inversión y facilitado el desarrollo del sector.

3 Retos operativos

3.1 Exploración y producción

La exploración y producción de hidrocarburos es una actividad extractiva que busca descubrir y explotar un recurso natural no renovable, en yacimientos tanto de petróleo y gas asociado, como de gas no asociado.³⁴ El organismo responsable de realizar estas actividades es Pemex Exploración y Producción.

Desde el punto de vista exploratorio, los planes y programas de Pemex Exploración y Producción se basan en la identificación e inferencia de *recursos prospectivos o potenciales*, los cuales, una vez descubiertos, se denominan *reservas*. Así, el recurso prospectivo se infiere mediante estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos, que cuantifican el potencial de hidrocarburos en un área específica. El recurso prospectivo es una inferencia a partir de los estudios mencionados y por comparaciones con otras zonas productoras, que permiten estimar que puede ser descubierto y recuperado.

Por su parte, las *reservas* se determinan cuando se han perforado pozos exploratorios³⁵ y se han identificado yacimientos de hidrocarburos; su nivel de certidumbre indica si son *probadas, probables o posibles*. Las de mayor certidumbre son las *reservas probadas*, las cuales se determinan a partir de yacimientos perforados y cuando la seguridad de su producción se ha establecido con razonable confianza.

³⁴ Se denomina gas natural asociado tanto al gas natural que está en contacto con el petróleo crudo de un yacimiento, en equilibrio con él, como al que se encuentra disuelto en el petróleo bajo las condiciones de temperatura y presión del yacimiento. El gas libre que se encuentra en el yacimiento en contacto con el petróleo conforma lo que se denomina casquete de gas. Por otro lado, se denomina gas natural no asociado a aquél que se localiza en yacimientos que no contienen petróleo.

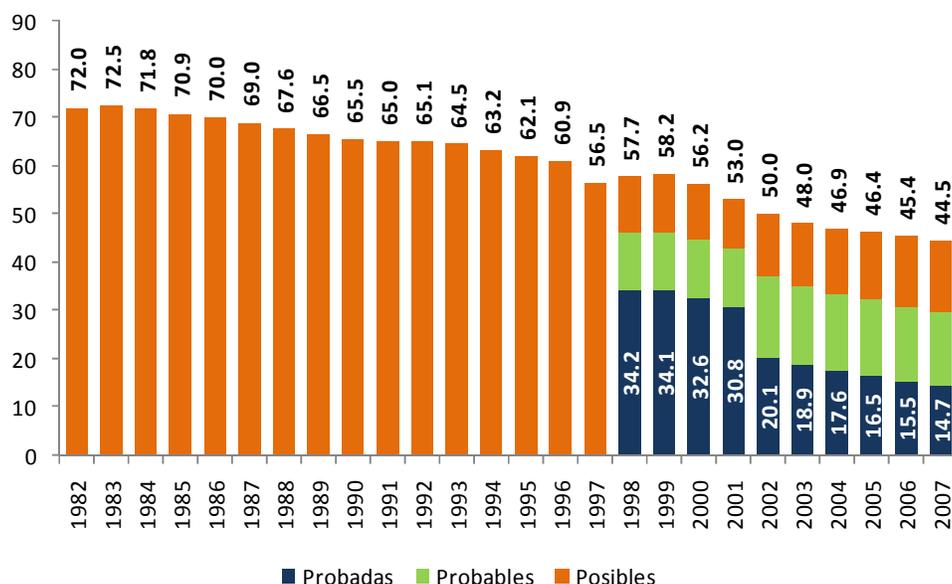
³⁵ Los pozos exploratorios son aquéllos que son perforados con el propósito de obtener información detallada de las características de un yacimiento para determinar si contiene hidrocarburos económicamente recuperables.

3.1.1 Desempeño 2002-2007³⁶

3.1.1.1 Reservas de hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos vienen disminuyendo desde mediados de los ochenta. Durante 2002-2007, único periodo con el que se cuenta con una metodología homogénea, el acervo de reservas de hidrocarburos disminuyó gradualmente como resultado de una baja incorporación de nuevas reservas.

Gráfica 3.1.1
EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS (1982-2007)³⁷
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Reservas al 31 de diciembre de cada año.

Fuente: Pemex.

Durante 2002-2007 el acervo de reservas de hidrocarburos disminuyó gradualmente como resultado de una baja incorporación de nuevos descubrimientos. Mientras que en 2002 las probadas eran 20.1 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente,

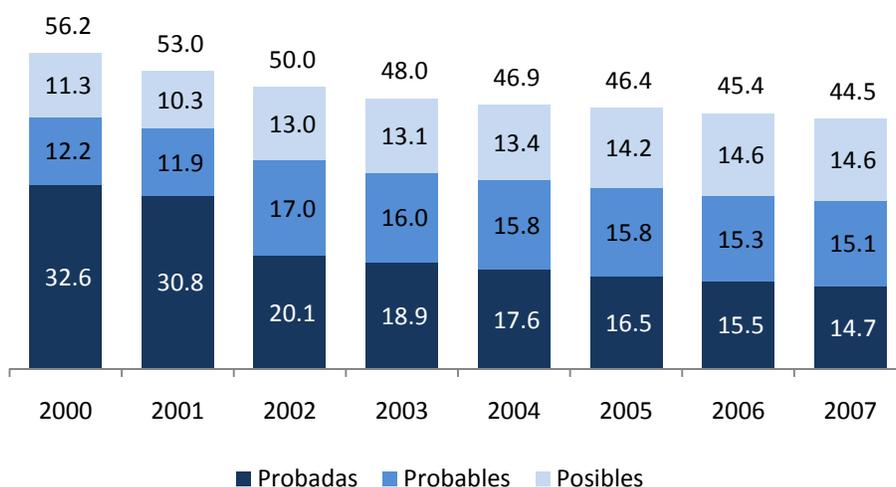
³⁶ Se toma el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2007.

³⁷ En 1998 Pemex adoptó la metodología y criterios aprobados por la Society of Petroleum Engineers en el World Petroleum Congress. En 2002, Pemex adoptó los criterios de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) para la definición de reservas probadas y su estimación se aplicó de manera retroactiva desde 1998. Cabe mencionar que la aplicación de estos criterios no modificó la estimación de la reserva total o 3P, sino que sólo modificó su composición, disminuyendo las reservas probadas y aumentando las reservas probables y posibles.

lo que correspondía a 13 años de producción, en 2007 éstas sumaron 14.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La caída en las reservas en este periodo sumó 5.4 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa una disminución de 27%. Esto significa que el país cuenta con reservas probadas para 9.2 años, a los ritmos actuales de extracción. Cabe destacar que, en México, los niveles de éstas son auditados por empresas externas, especialistas en el tema, que cumplen con las especificaciones internacionales.³⁸

Gráfica 3.1.2
EVOLUCIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS³⁹
(Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



*Nota: reservas registradas al 31 de diciembre de cada año

Fuente: Pemex

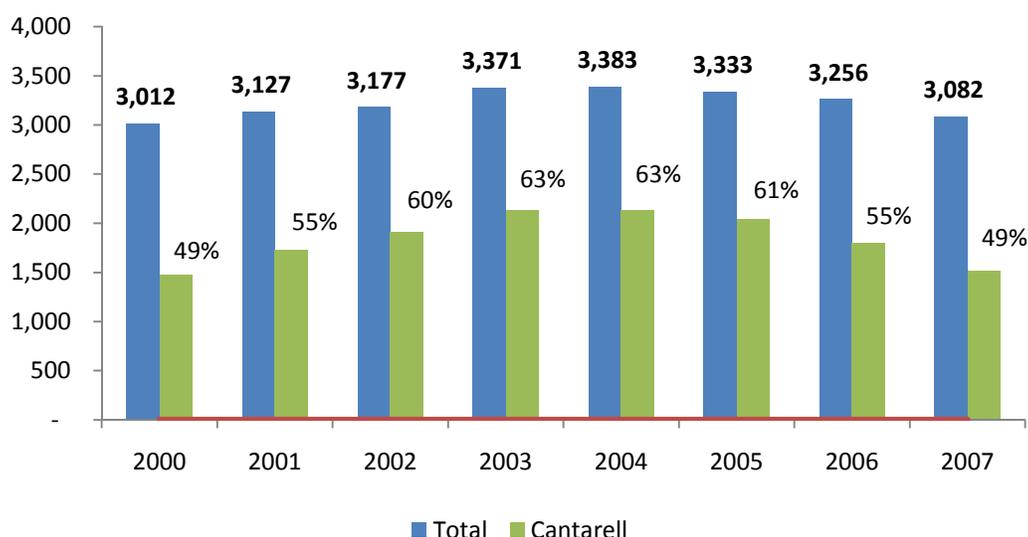
³⁸ Netherland, Sewell International, DeGolyer and McNaughton y Ryder Scout Company, son las empresas que se encargan de la certificación de las reservas de Pemex y de las principales empresas petroleras del mundo.

³⁹ En 2002, Pemex adoptó los criterios de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) para la definición de reservas probadas y su estimación se aplicó de manera retroactiva desde 1998. Cabe mencionar que la aplicación de estos criterios no modificó la estimación de la reserva total o 3P, sino que sólo modificó su composición, disminuyendo las reservas probadas y aumentando las reservas probables y posibles.

3.1.1.2 Producción de hidrocarburos

En cuanto a la plataforma de producción de crudo, en 1995 se inició un proceso de disminución. Cantarell, el mayor yacimiento, llegó a representar el 63% de la producción total en 2004, disminuyendo en 2007 al 49%. El monto de las reservas del campo súper gigante de Cantarell, junto con la de otros campos gigantes como Ku-Maloob-Zaap, Complejo Bermúdez, Abkatún-Pol-Chuc y Jujo-Tecominoacán, explican por qué los niveles de producción alcanzados en el periodo se obtuvieron a partir de un número relativamente pequeño de campos.

Gráfica 3.1.3
PRODUCCIÓN TOTAL Y DE CANTARELL
(Miles de barriles diarios y porcentaje)



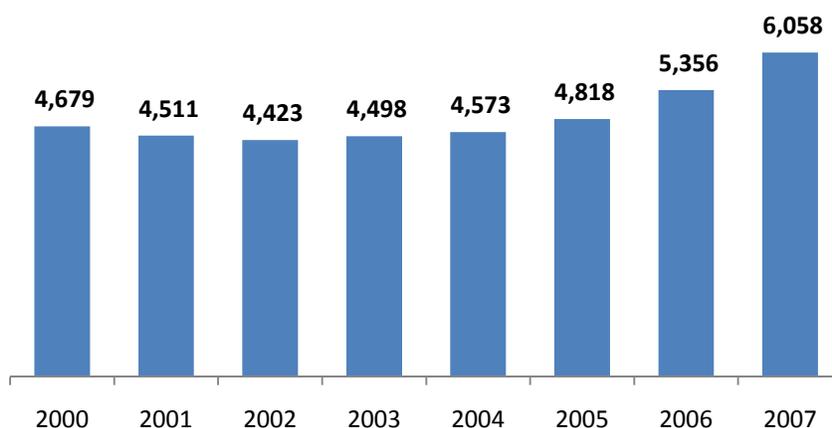
Fuente: Pemex

La disminución de la producción registrada desde 2005, que a la fecha acumula una caída de 300 mil barriles diarios, significa que México dejó de obtener en los últimos 3 años ingresos por ventas del orden de 10 mil millones de dólares, considerando el promedio anual observado en el periodo, del precio de la mezcla mexicana de petróleo.

En lo que se refiere a la producción de gas, después de una reducción entre 2000 y 2002, a partir de 2003 se registró un crecimiento anual de 6.5%, esencialmente por el

incremento de la producción de gas no asociado de los proyectos Veracruz y Burgos. La participación de las cuencas de gas no asociado en el total durante 2000-2007, fue de 34.8%. A diferencia de los campos súper gigantes y gigantes de crudo y gas, el tamaño de esos campos es relativamente pequeño y están dispersos geográficamente. En consecuencia, su explotación requiere identificar un mayor número de localizaciones a perforar, su posterior perforación, y la construcción de infraestructura para transportar el gas.

Gráfica 3.1.4
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
(Millones de pies cúbicos de gas por día)



Fuente: Pemex

En términos de petróleo crudo equivalente, la producción de petróleo y gas se mantuvo estable durante los últimos años, debido al incremento de la producción de gas aun cuando disminuyó la producción de aceite. No obstante, en términos de valor y en cuanto a renta económica, la declinación en la producción de crudo dista mucho de poder ser compensada con el aumento en la oferta de gas.

3.1.1.3 Costos de descubrimiento y desarrollo

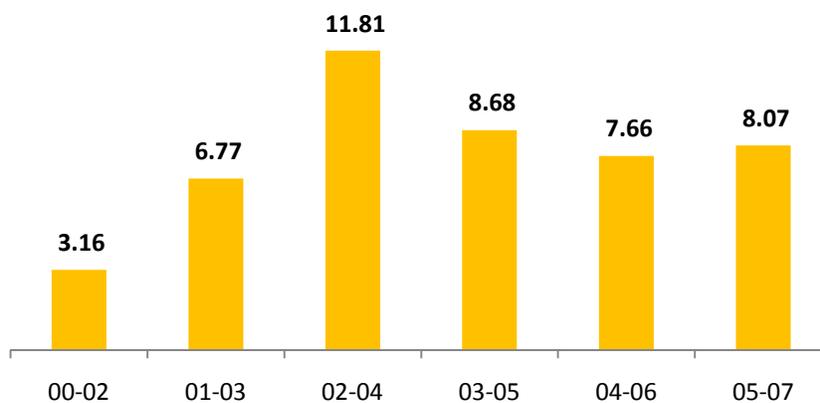
Junto con la evolución de las reservas y de la producción, los costos de descubrimiento y desarrollo, son indicadores para determinar la eficiencia de las inversiones que se destinaron a exploración y desarrollo de nuevas reservas, pues califican cómo se

materializaron las expectativas de producción asociadas a las inversiones. Por su volatilidad, los costos de descubrimiento y desarrollo suelen calcularse con base en promedios móviles trianuales.

Desde 2000, los costos de descubrimiento y desarrollo mostraron una tendencia ascendente, y alcanzaron su nivel más elevado en 2002-2004 (11.80 dólares por barril de petróleo crudo equivalente). Este incremento fue resultado de la reactivación de la actividad exploratoria durante esos años y la adquisición, procesamiento e interpretación masiva de información sísmica.⁴⁰

Esa tendencia de los costos cambió a partir de 2004, y se ubicó en el rango de 8 dólares por barril de petróleo crudo equivalente para los trienios 2004-2006 y 2005-2007, una vez que, si bien aún insuficientes, se comenzaron a estabilizar los volúmenes de nuevas reservas descubiertas (Gráfica 3.1.5).

Gráfica 3.1.5
EVOLUCIÓN DEL COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO
(Dólares de 2007 por barril de petróleo crudo equivalente)



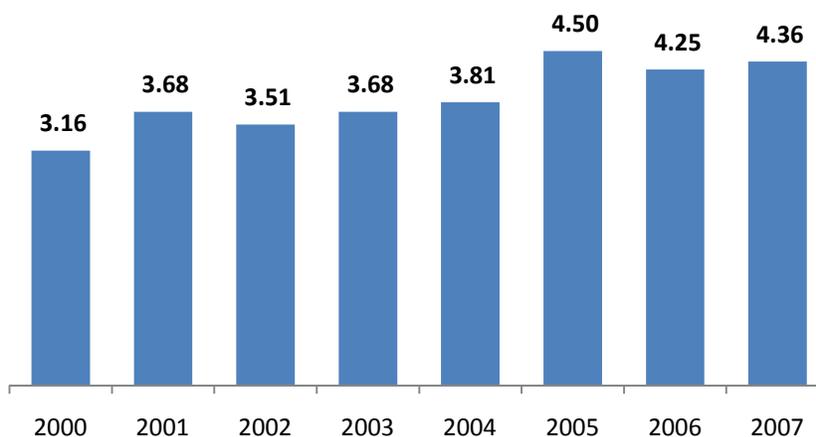
Fuente: Pemex

⁴⁰ Estudios que consisten en realizar detonaciones cuyo sonido viaja por las capas de la tierra, las cuales lo reflejan hacia la superficie. La exploración sísmica genera imágenes de la forma que tiene el subsuelo, con lo que se pueden localizar estructuras que pudieran alojar hidrocarburos.

3.1.1.4 Costos de producción

La medición de los costos de producción en las compañías de exploración y producción considera los gastos requeridos para operar y mantener los pozos, equipos e instalaciones relacionados con la producción; es decir, el costo de todas las actividades necesarias para llevar los hidrocarburos del yacimiento a la superficie. De 2000 a 2007, los costos de producción de Pemex aumentaron a una tasa promedio anual de 4.7%. Este aumento se explica por un incremento de los precios y el consumo de gas para bombeo neumático; mayores gastos de mantenimiento; insuficiente flexibilidad laboral para movilizar trabajadores entre zonas de producción; el aumento de los precios de los equipos y servicios asociados a la producción y la madurez promedio de los campos petroleros. Sin embargo, a pesar de este incremento de precios, Pemex tiene costos de producción similares a los de otras empresas petroleras. En buena medida, ello refleja la productividad de los grandes campos petroleros como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Complejo Bermúdez y Jujo-Tecominoacán, entre otros, que ha permitido reducir los costos unitarios.

Gráfica 3.1.6
EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE COSTOS DE PRODUCCIÓN
(Dólares de 2007 por barril de petróleo crudo equivalente)

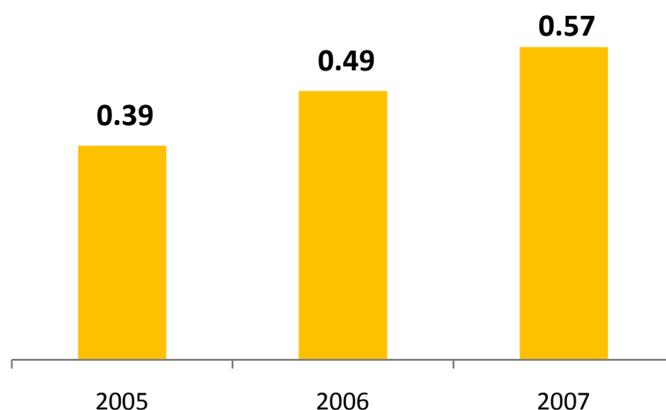


Fuente: Pemex

3.1.1.5 Costos de transporte

El costo de transporte ascendió a 0.57 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, al cierre de 2007 (16.3% más que en 2006 y 46% más que en 2005). Este aumento de los costos fue consecuencia de incrementos en los precios de los materiales, del costo de la mano de obra, y de la presencia de servicios fragmentados de mantenimiento, que implican que no se puedan aprovechar economías de escala (Gráfica 3.1.7).

Gráfica 3.1.7
COSTOS DE TRANSPORTE
(Dólares de 2007 por barril de petróleo crudo equivalente facturado)



Fuente: Pemex

3.1.2 Estrategia de exploración y explotación

Actualmente, la producción de crudo y gas en el país está sustentada, principalmente, por campos que han alcanzado su etapa de madurez y, por tanto, han iniciado su fase de declinación. El 92% de la producción proviene de campos en franca declinación, o que iniciarán su declinación en poco tiempo; tal es el caso de Ku-Maloob-Zaap que iniciará su declinación en 2010.

Como se observa en el siguiente cuadro, la mayoría de los campos productores se encuentran en etapa de declinación, mientras que son muy pocos los que están en etapa de desarrollo. Esta situación es aún más grave si se considera la productividad de dichos

campos, ya que los campos en declinación, o en proceso de declinación, son campos gigantes o súper gigantes; mientras que los campos en desarrollo son muy poco productivos. Para modificar ese portafolio, se requeriría ampliar significativamente la capacidad de ejecución en proyectos de exploración y de explotación, dotando a Pemex de herramientas para mejorar el apoyo que recibe de terceros; nuevos esquemas de financiamiento; acceso y asimilación de nuevas tecnologías; y, tener la capacidad para enfrentar los retos operativos, de administración tecnológica y de gestión, que significará extraer hidrocarburos de yacimientos sustancialmente más complejos.

Gráfica 3.1.8
CAMPOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS



La estrategia para mantener los niveles de producción en el corto y mediano plazos, y mejorar sustancialmente la tasa de restitución de reservas probadas, debe considerar cuatro elementos a atacarse de inmediato y en forma simultánea:

- Descubrimientos de nuevos campos, a partir de recursos prospectivos;
- Puesta en producción de nuevos campos en el corto plazo;
- Desarrollo de campos con reservas probables y posibles; y,
- Optimización de costos de producción, descubrimiento y desarrollo.

Con lo anterior se busca una distribución balanceada de los proyectos, desde la exploración hasta la recuperación secundaria y mejorada.⁴¹ Las acciones para lograr ese objetivo deben centrarse en los siguientes aspectos:

- a) *Identificar áreas prospectivas a fin de focalizar la actividad exploratoria para descubrir nuevos campos.*

Un elemento fundamental de la diversificación de proyectos y del sostenimiento de la plataforma de producción es la necesidad de intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo, y mantener la correspondiente a las cuencas restantes. Ello permitiría utilizar la infraestructura existente en las cuencas maduras, con lo que el ciclo exploración-producción se acortaría, y coadyuvaría a compensar la caída en la producción de los campos maduros actualmente en explotación.

La contribución de los campos a descubrir en aguas profundas es imprescindible para restituir reservas probadas y para propiciar una recuperación gradual de la relación reservas a producción. Debido a que esta región está prácticamente inexplorada, existen amplias probabilidades de encontrar campos de grandes dimensiones, a diferencia de los recursos prospectivos de las cuencas del sureste, en donde gran parte de la región ha sido ampliamente explorada.

Más aún, como se mostrará más adelante, de no iniciar en breve un trabajo intenso de exploración en las aguas profundas en el Golfo de México, no sería posible mantener los niveles de producción dentro de diez años y posteriormente, aun considerando el desarrollo de nuevas áreas como Chicontepec o las denominadas

⁴¹ La recuperación primaria consiste en la extracción de petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos a través de la roca del yacimiento hacia los pozos. Por su parte, la recuperación secundaria se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria, que incluye inyección de agua o gas, con el propósito de mantener la presión del yacimiento y facilitar el flujo del petróleo desde la roca en que se encuentra embebido hacia el pozo productor. La recuperación mejorada se refiere a la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a una etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria o secundaria).

cuencas del Sureste. El desarrollo de los yacimientos en aguas profundas a la velocidad requerida, demanda cambios significativos en la forma en que opera Petróleos Mexicanos.

El descubrimiento de nuevas reservas en el Golfo de México Profundo, a diferencia de las cuencas maduras (tierra y aguas someras), requiere de periodos prolongados para aportar la primera producción. Por tanto, iniciar las actividades exploratorias en esa cuenca, de manera inmediata, resulta prioritario para una diversificación adecuada del portafolio de proyectos y, sobre todo, para el sostenimiento de la plataforma de producción a mediano plazo.

Gráfica 3.1.9
CUENCAS PETROLERAS DEL PAÍS



Fuente: Pemex

Cuadro 3.1.10
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS PROSPECTIVOS
 (Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

Cuenca	Recurso prospectivo (Mmmbpce)
Sabinas	0.3
Burgos	3.1
Tampico-Misantla	1.7
Veracruz	0.8
Sureste	18.1
Golfo de México Profundo	29.5
Plataforma de Yucatán	0.3
Total	53.8

Fuente: Pemex

b) *Desarrollar un programa intenso de delimitación de los campos descubiertos durante 2000-2007, con el propósito de incorporar nuevos campos a producción.*

Los campos descubiertos en ese periodo representan 5,736 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a 19.2% de las reservas probables. Su delimitación permitirá reducir el nivel de riesgo de su desarrollo y precisar estructuras de costos estables, al corroborar su extensión y reservas estimadas.

c) *Desarrollar las reservas probables de varios campos.*

El principal objetivo es desarrollar las reservas probables más importantes, localizadas en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Este proyecto implica un reto formidable, principalmente por las características geológicas de sus yacimientos estratificados, con presión baja que requiere energía adicional, y un reducido factor de recuperación⁴², así como por los significativos retos sociales y ambientales asociados a su explotación. Para desarrollar este proyecto, será necesario perforar aproximadamente 15,000 pozos durante los próximos 15 años, es decir, 1,000 por año tan sólo en esa área, lo que se compara con el nivel actual de perforación de todas las cuencas, que sumó 675 pozos, en promedio por año, en los últimos 5 años. La explotación de Chicontepec

⁴² Es la relación existente entre el volumen original de aceite o de gas y la reserva original de un yacimiento, medidos bajo las mismas condiciones de temperatura y presión.

demanda nuevos paradigmas tecnológicos, en los que Pemex tiene experiencia incipiente, particularmente el uso intensivo de pozos multidireccionales que, por lo demás, sólo se podrán incorporar gradualmente, conforme se vaya conociendo el comportamiento de este campo.

Por otro lado, se requiere concluir el desarrollo de las reservas de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerio Marino, Ixtal-Manik, Veracruz y Burgos para alcanzar sus producciones máximas. Esto permitirá compensar parcialmente la declinación de los campos maduros que actualmente soportan la producción. Ello también permitirá reclasificar reservas probables a probadas.

d) Implantar mejores prácticas para los proyectos que se encuentran en su etapa de madurez, a fin de incrementar el factor de recuperación, y optimizar los costos de producción.

Estas acciones permitirán, fundamentalmente, alargar la vida de los yacimientos y, por tanto, aumentar las reservas. Ello requerirá propiciar y acelerar el uso de tecnologías eficientes y apropiadas, con objeto de localizar, con mayor probabilidad de éxito, campos con geologías complejas, así como los que se sitúan debajo de intrusiones salinas. Asimismo, para los proyectos en explotación, el reto es incrementar el factor de recuperación de los campos maduros, mediante acciones como la perforación masiva de pozos no convencionales, es decir, horizontales y multilaterales; la implantación de procesos de recuperación secundaria y mejorada; y la puesta en marcha de procesos de producción de última generación.

Dada la magnitud del desafío anteriormente expuesto y la velocidad a la que se requiere instrumentar la estrategia referida, es necesario que Pemex reduzca brechas con respecto a otras empresas petroleras, lo que involucra una mayor capacitación de sus técnicos, aplicar tecnologías de punta, nuevos esquemas de financiamiento, entre otras

acciones. Sin embargo, el elemento central para poder enfrentar este reto, es la necesidad de multiplicar la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos.

3.1.2.1 Perspectivas

La definición de la política energética en materia de hidrocarburos parte del entendimiento de las condiciones actuales en que se encuentran los principales campos productores y del potencial que representan las reservas y recursos prospectivos del país.

En lo que se refiere a las reservas probadas, se observa que 83% de éstas se encuentran en campos que están en franca declinación o cerca de alcanzar su punto inicial de declinación. Esto se ha traducido en una caída de la producción de crudo, misma que se observa desde 2005.

Gráfica 3.1.11
COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS SEGÚN PRINCIPALES ACTIVOS AL
PRIMERO DE ENERO DE 2008
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente y porcentaje)

Activo	1P		2P		3P	
	Mmbpce	%	Mmbpce	%	Mmbpce	%
Cantarell	4,218.2	28.7	5,380.4	18.0	7,139.4	16.0
Ku-Maloob-Zaap	2,806.4	19.1	4,934.4	16.5	6,218.2	14.0
Samaria Luna	1,962.5	13.3	2,453.3	8.2	2,671.4	6.0
Marina Suroeste	1,630.1	11.1	3,034.8	10.2	4,759.9	10.7
Bellota Jujo	1,550.9	10.5	1,926.8	6.5	1,954.5	4.4
Chicontepec	1,096.9	7.5	10,069.4	33.7	18,874.9	42.4
Subtotal	13,265.0	90.1	27,799.1	93.1	41,618.3	93.6
Total nacional	14,717.2	100.0	29,861.6	100.0	44,482.7	100.0

Nota: 1P se refiere a las reservas probadas. 2P es igual a la suma de 1P más las reservas probables. 3P se constituye con 2P más las reservas posibles. En otras palabras, 3P es la suma de reservas probadas, probables y posibles. El subtotal corresponde solamente a los activos mencionados. Al considerar todos los activos de Pemex, se llega al total nacional.

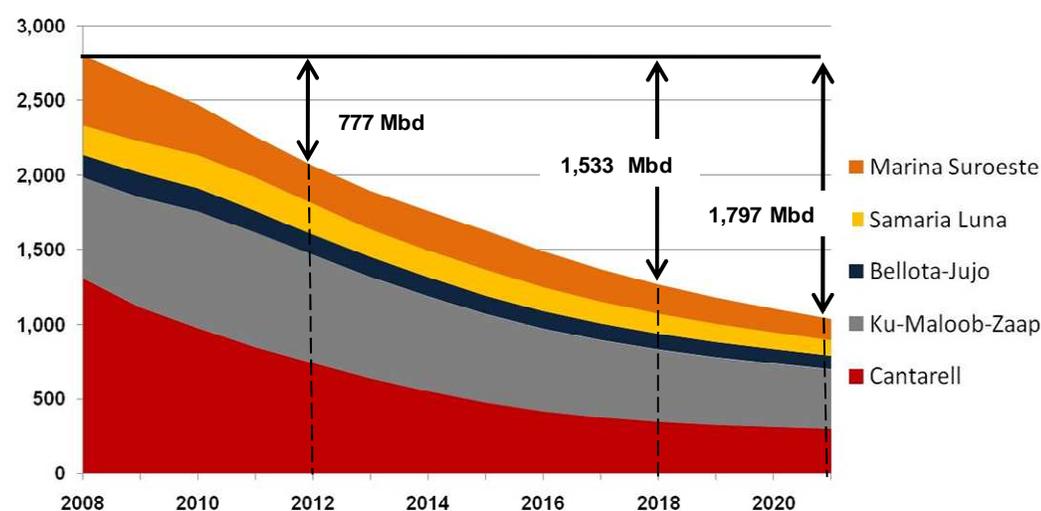
Fuente: Pemex

Si se observan las reservas totales, la única región que no estará declinando en el mediano plazo es Chicontepec. Ello, debido a que se trata de un proyecto en etapa inicial.

En términos de producción de crudo, Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Samaria Luna, Marina Suroeste y Bellota Jujo aportarán, en 2008, el 92% de la producción total. Como

se observa en la siguiente gráfica, la trayectoria de declinación de estos activos indica la urgencia de buscar proyectos alternativos que permitan sostener los niveles de producción actuales. Estos proyectos no sólo pueden concentrarse en el corto plazo, ya que el principal problema se presentará en el mediano plazo. Dado el tiempo de maduración de los proyectos en aguas profundas, los trabajos en esta región deben iniciarse ahora para evitar poner en riesgo la plataforma de producción del país.

Gráficas 3.1.12
PRODUCCIÓN DE CRUDO ESTIMADA DE PRINCIPALES ACTIVOS
2008-2021
(Miles de barriles por día)



Fuente: Pemex

La declinación de los activos en donde se encuentran las principales reservas de hidrocarburos del país implicará una pérdida de producción, con respecto al nivel de producción actual, de 800 mil barriles diarios en 2012, de 1.5 millones barriles diarios en 2018, y de 1.8 millones de barriles diarios en 2021. Esto ya considera incrementos en las tasas de recuperación, aunque no toma en cuenta los nuevos proyectos que se comentan más adelante.

Cuadro 3.1.13
DÉFICIT EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CON RESPECTO A 2008
(Miles de barriles por día)

Activo	2012	2018	2021
Cantarell	565	964	1,010
Ku-Maloob-Zaap	-	189	295
Resto de campos	212	380	492
Total	777	1,533	1,797

Fuente: Pemex

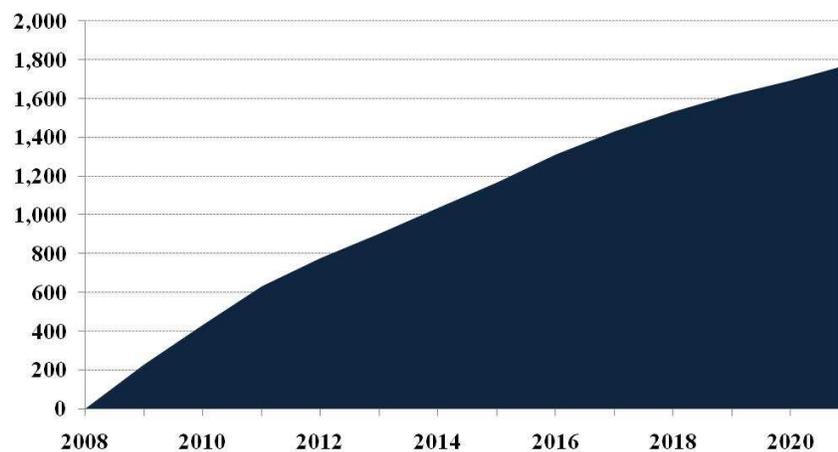
Recursos potenciales para compensar la declinación

La participación de los campos súper gigantes y gigantes en la producción total de hidrocarburos irá disminuyendo en el tiempo, como consecuencia de su declinación natural. Ante esta realidad, existen cuatro áreas de explotación petrolera en las que se deberá trabajar para darle sustentabilidad a la plataforma de producción:

- a) Exploración y desarrollo de los recursos prospectivos en las cuencas del sureste;
- b) Explotación de campos abandonados;
- c) Desarrollo del paleocanal de Chicontepec; y,
- d) Exploración y desarrollo de las aguas profundas del Golfo de México.

Como se observa en la gráfica 3.1.14, los requerimientos de producción proveniente de nuevas áreas para mantener la plataforma actual de producción, crecen continuamente en los próximos años. Lo anterior demanda el que se deban atacar todos los frentes posibles de manera simultánea para garantizar la seguridad energética del país en el mediano plazo.

Gráfica 3.1.14
PRODUCCIÓN DE CRUDO REQUERIDA DE NUEVAS ÁREAS PARA
MANTENER LA PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN ACTUAL 2008-2021
(Miles de barriles por día)

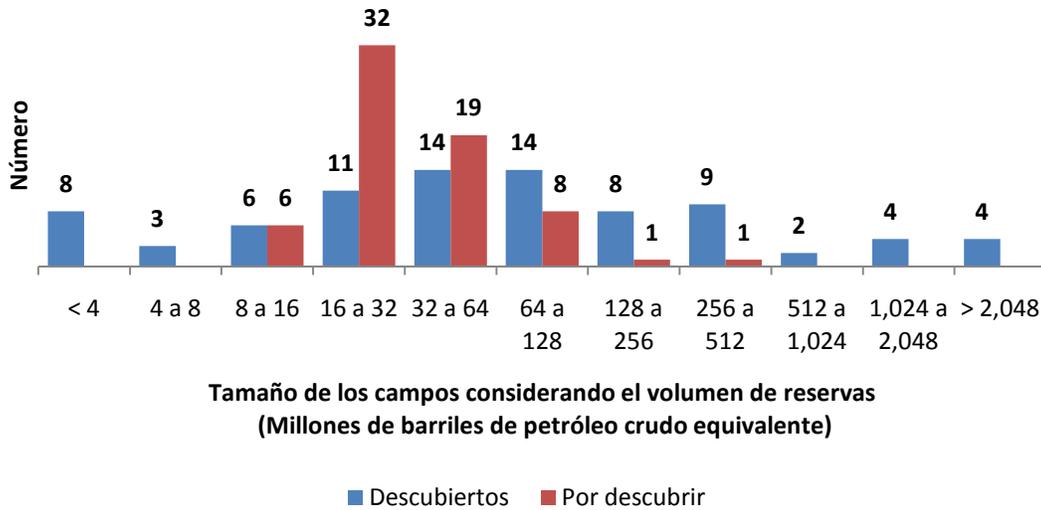


Fuente: Pemex

Cuencas del sureste

Estos recursos prospectivos, se ubican en las zonas donde tradicionalmente Pemex ha llevado a cabo actividades de exploración y explotación, como son el sureste terrestre y las aguas someras de Campeche y Tabasco. Se anticipa que los costos de producción que se observarán serán superiores a los que actualmente se registran en esa región, ya que no se espera descubrir nuevos yacimientos gigantes o súper gigantes.

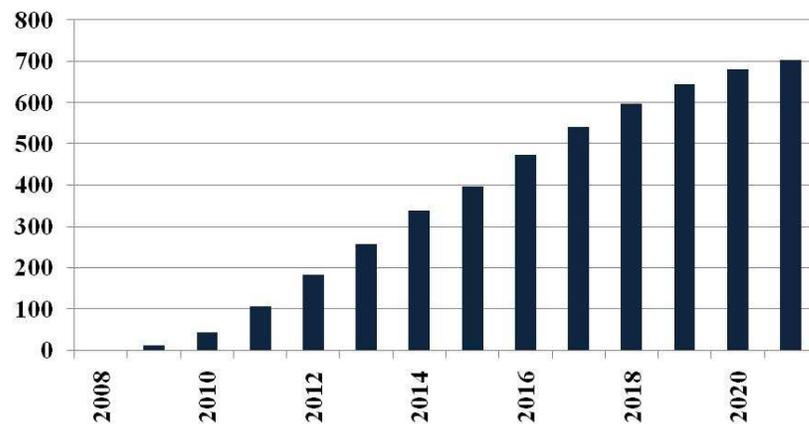
Gráfica 3.1.15
DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE CAMPOS EN LA PORCIÓN MARINA DE
LAS CUENCAS DEL SURESTE
(Número)



Fuente: Pemex

En función de lo anterior, se estima que estas cuencas lograrían producir alrededor de 700 mil barriles diarios hacia el 2021.

Gráfica 3.1.16
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN CUENCAS DEL SURESTE
(Miles de barriles diarios)

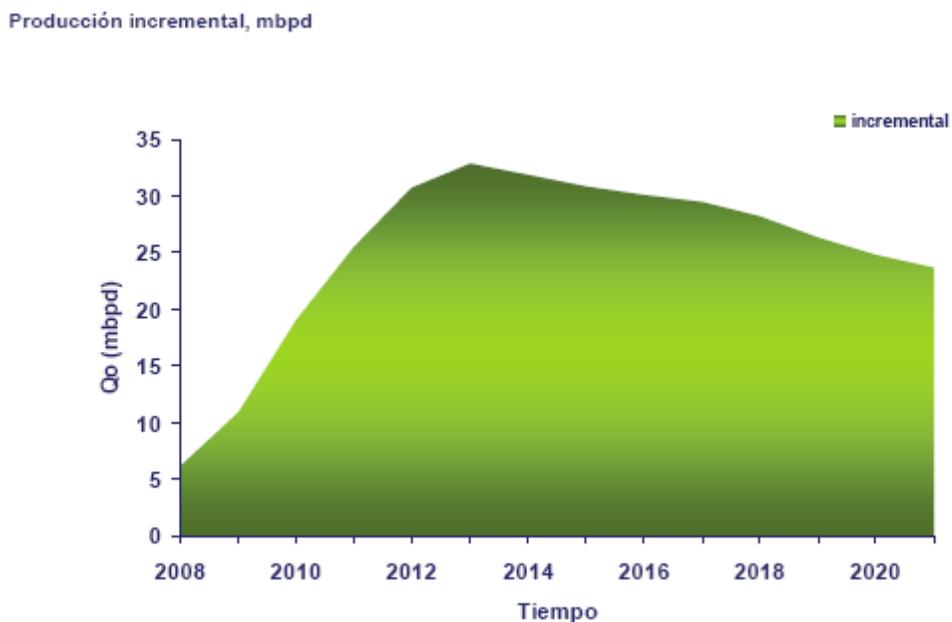


Fuente: Pemex

Campos abandonados

Entre las fuentes adicionales de petróleo, es necesario hacer referencia al potencial de los campos abandonados. Efectivamente, Pemex debe aprovechar el crudo adicional que se puede aportar producto de la reactivación de campos abandonados o en proceso de abandono. No obstante, debe precisarse que estos campos sólo contribuirían marginalmente a aumentar la producción de hidrocarburos durante los próximos años y por un corto periodo. Se estima que la producción adicional promedio por este concepto podría ser de 25 mil barriles diarios entre 2008 y 2021, ubicándose en 23 mil en ese último año.

Gráfica 3.1.17
PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CAMPOS ABANDONADOS O EN PROCESO DE ABANDONO
(Miles de barriles por día)



Fuente: Pemex

Aun realizando nuevos ajustes al régimen fiscal aplicable a estos campos, su contribución adicional sería muy modesta; su explotación debe entenderse más bien como una estrategia para maximizar la recuperación de hidrocarburos en esas áreas.

Una vez descontada la aportación potencial de las cuencas del sureste y la aportación marginal de los campos abandonados, resta identificar los proyectos adicionales que permitirán compensar la pérdida remanente de producción de cera de un millón cien mil barriles diarios que se tendría en 2021, derivado de la declinación de campos maduros ya mencionada.

Chicontepec

El paleocanal de Chicontepec fue descubierto en 1926 y no fue sino hasta 2001 que inició su explotación. A siete años, la producción de la región es de 30 mil barriles diarios.

Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad⁴³ y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida.

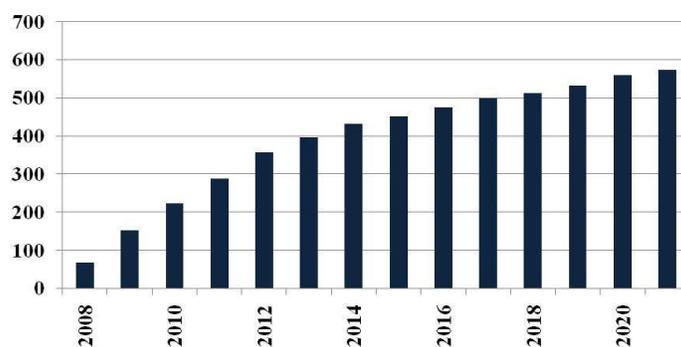
Convertir a Chicontepec, en una cuenca que pueda producir alrededor de 550 a 600 mil barriles diarios hacia el año 2021, requerirá del desarrollo y administración de tecnologías específicas que incrementen significativamente la productividad por pozo, controlando al máximo los costos. En cualquier caso, se estima que los costos de desarrollo y producción por barril serán significativamente superiores al promedio actual.

Tampoco debe perderse de vista la complejidad social y ambiental asociada al desarrollo de este campo, dado lo poblado de la zona y de las actividades agropecuarias que ahí se desarrollan.

Aun superando el reto tecnológico, social y ambiental, para lograr los niveles de producción señalados, será fundamental multiplicar la actual capacidad de ejecución de Pemex. Se estima que para alcanzar una producción del orden de 550 mil a 600 mil barriles diarios, se requeriría perforar un promedio de mil pozos al año tan sólo en esa área, esto es, una y media veces el número total de pozos que se perforaron en 2007 en el total de las cuencas del país.

⁴³ Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento tiene, o no, buenas características productoras.

Gráfica 3.1.18
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN EN CHICONTEPEC
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Pemex

Considerando el desarrollo de Chicontepec y de los recursos prospectivos de las cuencas del sureste, entre 2008 y 2021 se requerirían perforar más de 17,000 pozos, número similar al que Pemex ha perforado a lo largo de toda su historia, pero en una tercera parte del tiempo.

Aguas Profundas

Si se considera el tiempo de maduración de los proyectos en aguas profundas, Pemex necesita iniciar, a la brevedad, el desarrollo de esta región para mantener la plataforma de producción en el mediano plazo.

Para lograrlo, el desarrollo de las cuencas del sureste, la explotación de campos maduros y el desarrollo de Chicontepec, resultarían insuficientes, ya que aun considerando estos proyectos, se tendría un déficit en la producción de aproximadamente 500 mil barriles diarios hacia el 2021, como deriva del análisis previo.

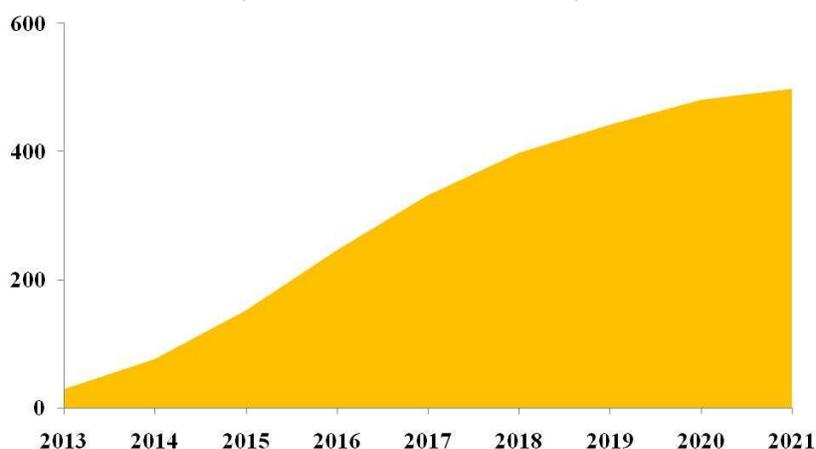
De hecho, ya para el 2018, a diez años de distancia, se tendría un déficit de 400 mil barriles diarios. Por tanto, iniciar en el menor plazo posible el desarrollo de las aguas profundas es fundamental.

En comparación con la explotación de yacimientos convencionales, el desarrollo de campos en aguas profundas impone dos grandes retos: adquirir el conocimiento para poder administrar y operar las nuevas tecnologías que se emplean en este tipo de yacimientos y, fundamentalmente, multiplicar la capacidad de ejecución de Pemex.

En lo que se refiere a la capacidad de ejecución, el reto no es menor. Mientras que en México se han perforado seis pozos en los últimos años, poco más de uno por año, en la región estadounidense del Golfo de México, actualmente se perforan 167 pozos por año. Esto ha permitido una producción anual en aguas profundas del lado estadounidense cercana a un millón de barriles diarios.

Es evidente que para alcanzar los resultados necesarios en el mediano plazo se requiere multiplicar la capacidad de ejecución de Pemex Exploración y Producción en varias veces. De lograrse, será posible aportar la producción necesaria para sostener la plataforma de producción en los próximos años (ver gráfica 3.1.19).

Gráfica 3.1.19
REQUERIMIENTOS DE CRUDO DE LOS YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS PARA EL SOSTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Pemex

La gráfica anterior muestra que, de no iniciar en este momento una actividad intensa de exploración y explotación en aguas profundas del Golfo de México, para el año 2021, México vería reducida su plataforma de producción en cerca de 500 mil

barriles diarios, respecto a sus niveles actuales. Una producción de tan sólo 2.6 millones de barriles diarios de crudo para ese entonces (comparado con su nivel actual de 3.1 millones de barriles diarios), además de su efecto sobre la renta petrolera nacional, apenas permitiría cubrir los requerimientos domésticos de ese hidrocarburo para producir los petrolíferos que se demandarían internamente, particularmente, gasolinas.

Aun disponiendo de recursos financieros sin restricción, la complejidad de estos campos, los riesgos geológicos asociados, las necesidades tecnológicas involucradas y la incipiente experiencia que se tiene en estas áreas, impedirían a Pemex realizarlos por sí mismo, en el periodo que se requiere para sostener la producción en el país.

3.1.3 La situación actual de las aguas profundas mexicanas

La posibilidad de encontrar yacimientos de fácil acceso, baja complejidad técnica y magnitud relevante, está prácticamente agotada en México y el resto del mundo. Por ello, las perspectivas de producción de hidrocarburos se orientan a los yacimientos ubicados en aguas profundas.

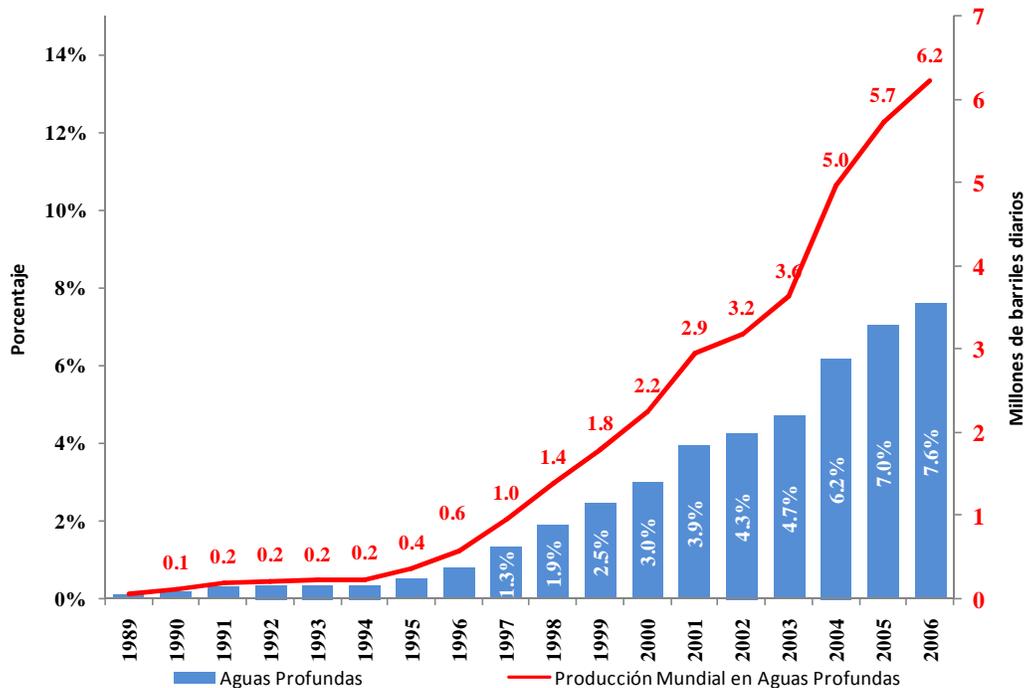
Los yacimientos en aguas profundas se han convertido en la principal fuente de nuevas reservas costa afuera a nivel mundial. Desde 1998, año en que las aguas profundas aportaban el 25% de los descubrimientos de reservas marinas de hidrocarburos a nivel mundial, se observa un incremento sostenido de esta participación; en 2004 los yacimientos en aguas profundas aportaron cerca del 70% del total de las reservas descubiertas costa afuera.⁴⁴

Más importante es su participación en la producción mundial total. Mientras que en 1996 la producción proveniente de aguas profundas alcanzaba menos del 1% de la producción total de crudo a nivel mundial, para 2006 ya representaba 7.6%. Además, los yacimientos en aguas profundas contribuyeron, en ese mismo año, con 118% del

⁴⁴ World Oil 2004.

incremento en la producción mundial, lo que indica que los recursos provenientes de este tipo de campos no sólo explican la totalidad de la producción adicional, sino que además han comenzado a reemplazar parte de la producción de yacimientos convencionales a nivel internacional.

Gráfica 3.1.20
PRODUCCIÓN DE CRUDO EN AGUAS PROFUNDAS Y PORCENTAJE
RESPECTO A LA PRODUCCIÓN MUNDIAL



Fuentes: Wood Mackenzie y BP Statistical Report (2007).

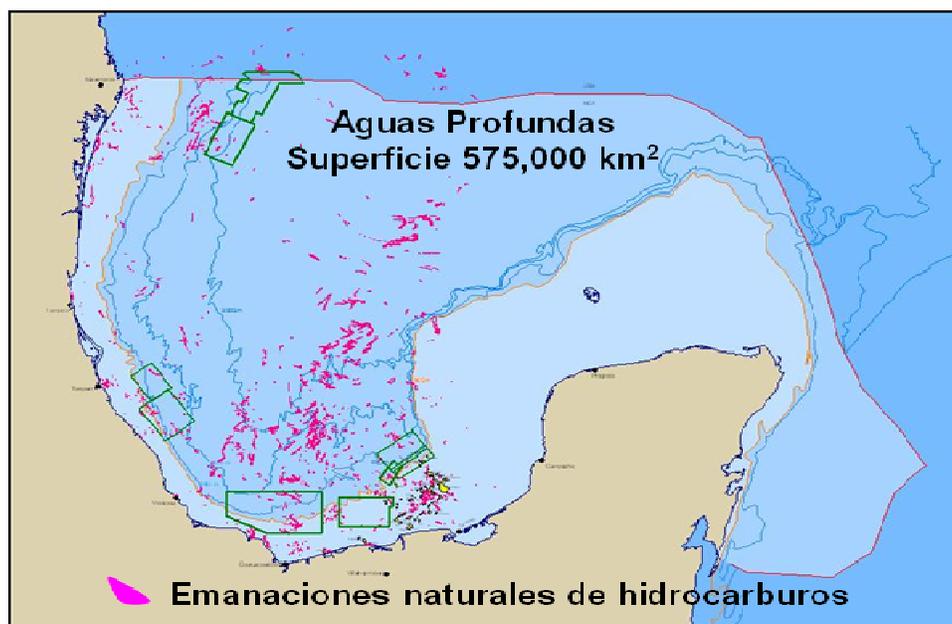
En México, la mayoría de las cuencas que actualmente producen hidrocarburos se encuentran en la planicie costera y en la plataforma continental del Golfo de México, sobre una franja que se extiende desde la frontera con Estados Unidos hasta la margen occidental de la Península de Yucatán, y del frente de la Sierra Madre Oriental hasta la plataforma continental del Golfo de México.

A partir de información geológica y geofísica, así como de información de la actividad y reservas encontradas en el Golfo de México (Estados Unidos), y de las emanaciones de aceite ubicadas por satélite, se han identificado cuencas petroleras en la

zona profunda del Golfo de México. Estas cuencas, a diferencia de otras en el país, se encuentran subexploradas y, por tanto, presentan mejores perspectivas para el descubrimiento de nuevas reservas.

Se estima que del total de los recursos prospectivos del país, es decir, del orden de 54 mil barriles de petróleo crudo equivalente, más del 50%, esto es, 29,500 millones de barriles, se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 575,000 kilómetros cuadrados (Mapa 3.1.21).

Mapa 3.1.21
UBICACIÓN DE AGUAS PROFUNDAS



Fuente: Pemex

Con base en los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha, y de lograr tener acceso a la tecnología y a la capacidad de administrarla, el entrenamiento técnico, la experiencia operativa, los recursos financieros requeridos, y, especialmente, a una mayor capacidad de ejecución, se anticipa que podrían identificarse ahí campos con volúmenes importantes de hidrocarburos, sustancialmente mayores a los que se estiman en tierra y en aguas someras. Los estudios geoquímicos en muestras del fondo marino

indican que el tipo de hidrocarburo esperado corresponde a aceite ligero y/o gas. Contar con aceite más ligero, contribuirá, a su vez a facilitar los procesos de transformación industrial, ahorrando cuantiosos recursos y tiempo. Además, se ha identificado una estrecha relación entre las emanaciones naturales de hidrocarburos observadas y las oportunidades exploratorias identificadas.

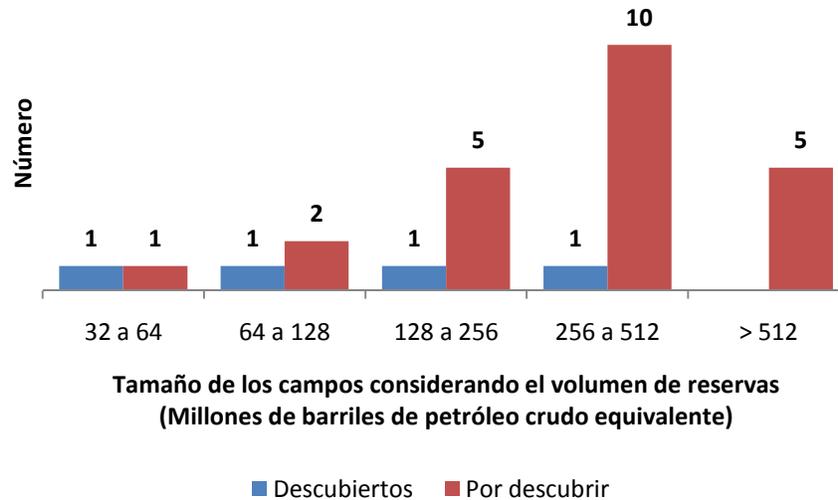
Sin embargo, esta región presenta características distintas a las de otras áreas donde Pemex ha realizado actividades de exploración y producción. Dichas características son las siguientes:

- Tirantes de agua superiores a 500 metros
- Variedad de estructuras geológicas complejas
- Inversión de alto riesgo en un área con conocimiento incipiente
- Desarrollo y explotación con altos costos de descubrimiento y desarrollo

3.1.3.1 Importancia del potencial en aguas profundas

Como se mencionó, el potencial remanente de hidrocarburos en las cuencas ubicadas en tierra y aguas someras, como las denominadas cuencas del sureste, se concentra en campos relativamente pequeños. En todo caso, previsiblemente ello se traducirá en un encarecimiento de los costos actuales. No obstante, se anticipa encontrar campos de mayor tamaño en aguas profundas (Gráfica 3.1.22).

Gráfica 3.1.22
DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE CAMPOS EN LA CUENCA DEL GOLFO DE
MÉXICO PROFUNDO
(Número)



Fuente: Pemex

Lo anterior pone de manifiesto la importancia estratégica de la cuenca de aguas profundas en el mediano y largo plazos para incrementar los niveles de reservas y para lograr sostener la plataforma de producción en el mediano plazo.

3.1.3.2 Tecnologías para aguas profundas

Los equipos de perforación para aguas someras (tirantes de agua menores a 500 metros) cuentan con tecnología probada en la industria, con más de 30 años de desarrollo. Por lo general, estos equipos se encuentran instalados en plataformas llamadas autoelevables.

Imagen 3.1.23
PLATAFORMA AUTOELEVABLE



Fuente: Pemex

Sin embargo, utilizar plataformas autoelevables o fijas para aguas profundas (tirantes de agua mayores a 500 metros), no es técnica ni económicamente factible. Por ello, es necesario utilizar *plataformas flotantes*, llamadas también *semisumergibles de perforación* o *barcos perforadores especializados* (Imagen 3.1.24), cuyas características son las siguientes:

- Cuentan con dispositivos de ubicación geográfica satelital (posicionamiento dinámico)
- Alto grado de automatización
- Capacidad para realizar pruebas de producción de pozo, a fin de obtener parámetros del yacimiento
- Pueden operar en condiciones climáticas severas y cuentan con mayor autonomía de operación

Imagen 3.1.24
PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE DE PERFORACIÓN Y BARCO
PERFORADOR ESPECIALIZADO



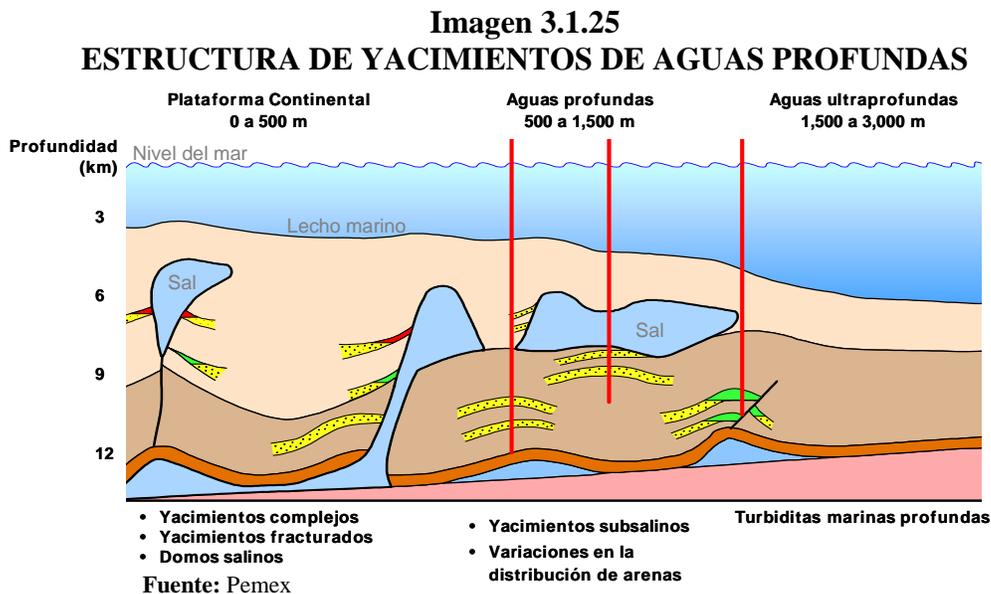
Fuente: Pemex

A diferencia de la perforación en aguas someras, los retos que se enfrentan en la perforación de aguas profundas son:

- Corrientes marinas: fuertes corrientes marinas originan movimiento de las estructuras, lo cual induce vibración en las tuberías y provoca “fatiga” en los componentes del equipo de perforación.
- Cambios de temperatura: a 500 metros de profundidad, la temperatura ya es cercana a cero grados centígrados. Debido a los gradientes de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones perforadas, el bombeo del fluido de perforación es complicado. Además, las bajas temperaturas alteran las propiedades del cemento empleado para fijar las tuberías de revestimiento al pozo.
- Aspectos críticos al inicio de la perforación: al atravesar formaciones someras, se presentan flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- Operación remota: la instalación es submarina y se realiza mediante robots.
- Presión: a 3,000 metros de profundidad los equipos deben soportar más de 42 veces la presión que soportan en Cantarell (que se encuentra en un tirante de agua de 70 metros).
- Compleja topografía del lecho marino.

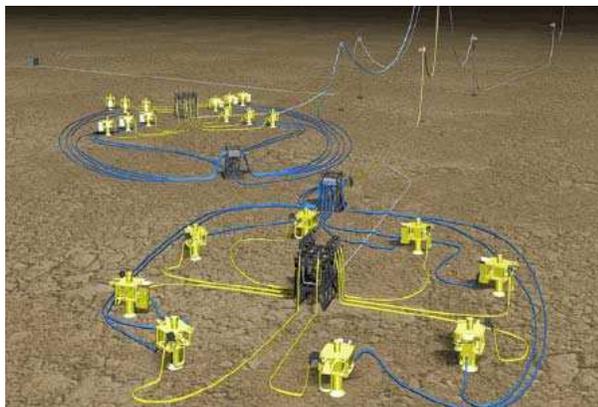
- Tecnología satelital: las plataformas necesitan de un sistema de posicionamiento global vía satélite para mantener su ubicación.

Enfrentar estos retos requiere de un conocimiento operativo especializado, pues se presentan mayores riesgos y costos durante la perforación exploratoria y de desarrollo. Además, una vez establecidos los requerimientos tecnológicos para la perforación en estos ambientes, algunos de estos yacimientos se encuentran debajo de formaciones salinas–subsalininas (Imagen 3.1.25), por lo que se requieren tecnologías especializadas para su identificación y perforación con el fin de atravesar estos horizontes de sal.



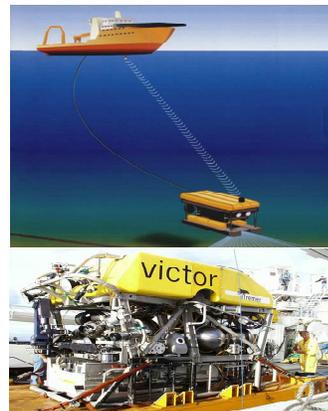
Además, el desarrollo de hidrocarburos en aguas profundas presenta complejos retos tecnológicos y de administración de proyectos. Por lo general los pozos en aguas profundas son altamente desviados y horizontales, para asegurar el flujo de hidrocarburos. Adicionalmente, se requiere de instalaciones submarinas para la producción como los “árboles mojados” (Imagen 3.1.26). Todo lo anterior demanda la aplicación de nuevas tecnologías para la separación en el fondo del mar, bombeo de hidrocarburos y un alto grado de automatización y empleo de robótica (Imagen 3.1.27), muchas de las cuales se deberán desarrollar conforme se avanza en el diseño del programa de explotación del campo y durante su explotación misma.

Imagen 3.1.26
ESTRUCTURA DE YACIMIENTOS
DE AGUAS PROFUNDAS



Fuente: Pemex

Imagen 3.1.27
ROBÓTICA EN
AGUAS PROFUNDA



La tecnología, equipos y materiales requeridos para la exploración y explotación en aguas profundas presentan altos costos de adquisición y operación. Además, la operación de esa tecnología en sus aguas profundas requiere de amplia experiencia. La experiencia es crucial a fin de hacer una correcta selección de las tecnologías para su apropiada utilización. Una selección equivocada de la tecnología o un retraso en la decisión sobre ésta, reduciría seriamente el potencial para la generación de renta económica para el país.

El factor tecnológico incide sobre la eficiencia de estos proyectos. Si se emplean tecnologías no óptimas, aunque se produzcan los hidrocarburos, esto se haría a costa de encarecer la inversión y la operación. En cambio, una selección adecuada de las tecnologías permitirá producir hidrocarburos a un costo menor, maximizando la renta petrolera en beneficio del país.

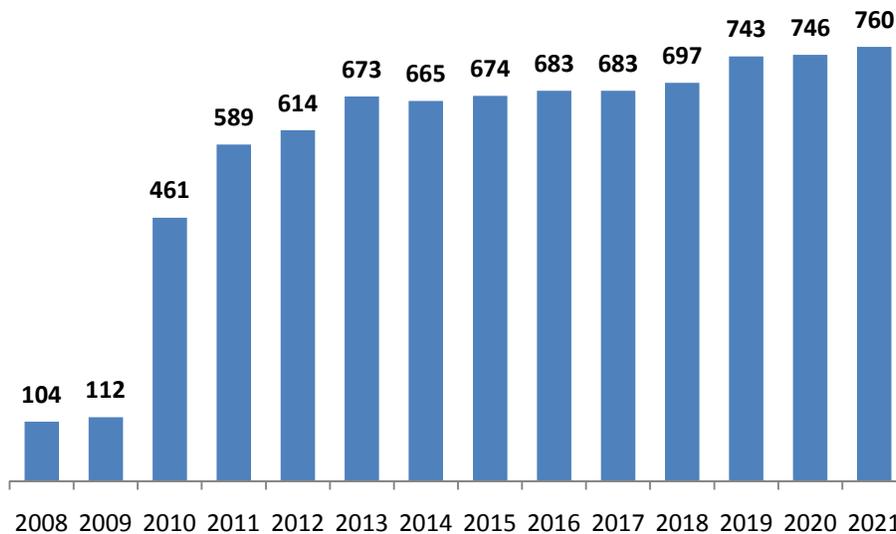
Aún más, es necesario tener las capacidades para desarrollar nuevas tecnologías conforme se enfrentan condiciones imprevistas en el desarrollo de los proyectos. En este tipo de proyectos, los niveles de incertidumbre son muy elevados y frecuentemente

exigen el desarrollo de nuevas tecnologías conforme se presentan desafíos técnicos y geológicos.

3.1.3.3 Requerimientos estimados

Por su extensión geográfica, la incorporación de reservas en el Golfo de México Profundo demanda capacidades de ejecución varias veces superiores a la existente. De aquí a 2021 es factible realizar importantes descubrimientos de reservas (cerca de 8,200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente) y aportar para ese entonces 500 mil barriles diarios de producción, siempre y cuando se generen las condiciones para multiplicar la capacidad de ejecución de Pemex y el acceso a la tecnología más eficiente, y se dé inicio a los proyectos en el muy corto plazo.

Gráfica 3.1.28
RESERVAS A INCORPORAR EN AGUAS PROFUNDAS
(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Pemex

3.1.3.4 Avances

Durante 2002-2008 se adquirió información sísmica tridimensional⁴⁵ para 45,200 kilómetros cuadrados. Esto permitió ubicar trampas geológicas susceptibles de contener hidrocarburos, que resultaron en la identificación de más de 200 oportunidades exploratorias.

En ese periodo, se terminaron seis pozos exploratorios (poco más de uno por año). El reducido número de pozos exploratorios perforados en aguas profundas mexicanas obedece a diversas causas, entre las que destacan que, por su complejidad, requieren mayor tiempo para su perforación; que su costo es elevado; que los equipos para perforar son escasos y caros; y que Pemex tiene una experiencia limitada en este tipo de perforaciones.

Cuadro 3.1.29
POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS EN AGUAS PROFUNDAS⁴⁶

Año	2004	2004	2006	2007	2007
Pozo	Chuktah-201	Nab-1	Noxal-1	Lakach-1	Lalail-1
Tirante (metros)	513	679	936	988	806
Profundidad (metros)	4,901	4,050	3,640	3,813	3,815
Hidrocarburos		Crudo	Gas	Gas	Gas
Prueba de producción	Improductivo	1,178 BPD	9.5 MMPCD	25-30 MMPCD	18 MMPCD
Reservas totales	-	32.6 MMBPCE	0.42 MMMMPC	1.3 MMMMPC	0.71 MMMMPC

Fuente: Pemex

De los seis pozos perforados en los últimos 6 años, mismos que se realizaron en tirantes superiores a 500 metros, dos resultaron improductivos. De los otros cuatro, sólo uno (Lakach) tiene reservas suficientes para permitir su operación comercial, así como para iniciar el desarrollo del área donde se localiza este campo.

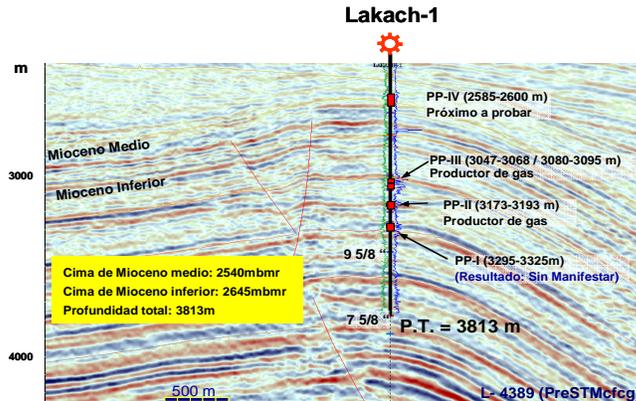
El campo Lakach se localiza a 131 kilómetros al noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz, en un tirante de agua de 988 metros. Este campo resulta productor en yacimientos ubicados a profundidades a partir del lecho marino, entre 3,000 y 3,200

⁴⁵ Estos estudios se adquieren de empresas externas.

⁴⁶ Por ser reciente, está en proceso la información del sexto pozo.

metros, con pruebas de producción de 25 a 30 millones de pies cúbicos por día en un pozo vertical (Imagen 3.1.30).

**Imagen 3.1.30
POZO LAKACH**

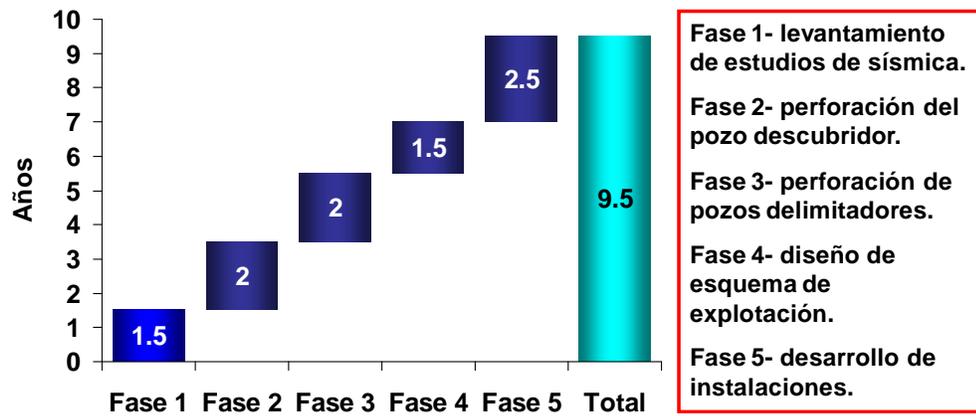


Fuente: Pemex

Las reservas totales descubiertas ascienden a más de 1,300 miles de millones de pies cúbicos de gas. Con este resultado, el campo Lakach sería el cuarto campo más importante en términos de reservas totales de gas no asociado en México, lo que subraya el potencial de recursos en aguas profundas.

El gran reto ahora es la delimitación del campo y su posterior desarrollo. Desde que se identifican recursos en esta área, hasta que se obtiene el primer barril de producción, transcurren entre 9 y 10 años.

Gráfica 3.1.31
TIEMPO ESTIMADO PARA PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS
(Años)



Fuente: SENER

3.1.3.5 Dificultades inherentes a las actividades en aguas profundas y su administración

En aguas profundas, las empresas se enfrentan a importantes riesgos, que se deben a la complejidad de estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos, en algunos casos por la presencia de cuerpos subsalinos, la cual disminuye la probabilidad de descubrir yacimientos en estos ambientes. Aunado a ello, existen altos costos de exploración, desarrollo y explotación, asociados a una infraestructura especializada que debe funcionar sin errores en ambientes de bajas temperaturas y que está sometida a grandes esfuerzos por la presencia de corrientes submarinas.

El acceso a cuencas con potencial de hidrocarburos, aunado a la probabilidad de descubrimiento, juega un papel fundamental en la manera como las operadoras enfrentan los proyectos de aguas profundas. Cuando la combinación de estos factores se manifiesta en bajas probabilidades de descubrimiento, entre 10 y 20%, las mejores prácticas sugieren que la mejor manera para enfrentarlo es mediante esquemas de colaboración entre dos o más operadoras. La práctica internacional muestra que las actividades en

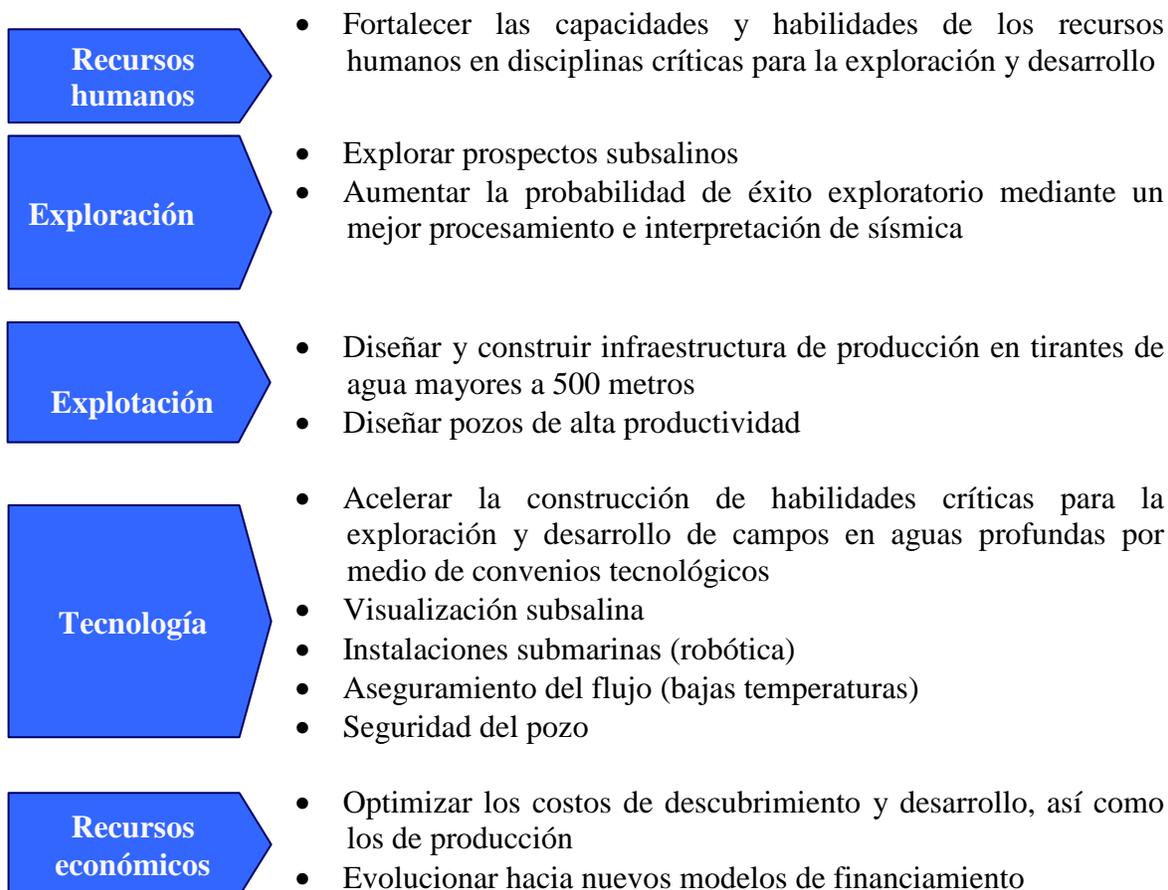
aguas profundas se llevan a cabo siguiendo esquemas que involucran que varias empresas aporten capacidades distintas.

En la parte estadounidense del Golfo de México, el desarrollo de proyectos en aguas profundas y ultra-profundas ha sido factible por medio de la colaboración entre diversas compañías. De esta forma las empresas comparten tecnología y habilidades operativas. Esta práctica ha permitido una producción actual en aguas profundas en el sector estadounidense de Golfo de México de alrededor de un millón de barriles diarios, después de aproximadamente 20 años de trabajos. Los mismos procedimientos se utilizan en las principales cuencas de aguas profundas a nivel mundial, como los del oeste de África, Australia y Brasil. De hecho, aun las empresas con amplias capacidades financieras y experiencia tecnológica en este tipo de áreas, realizan la exploración y explotación de las mismas en forma conjunta. Tal es el caso de Petrobras y de StatoilHydro.

Los retos señalados requieren adoptar una estrategia que involucre:

- Una administración rigurosa, que debe incluir la coordinación de personal técnico altamente especializado;
- Aplicación estricta de la metodología VCD (visualización, conceptualización y diseño), que incluya programas de mitigación de riesgo;
- Coordinación de proveedores de tecnologías, insumos, materiales y construcción, bajo el concepto de “justo a tiempo”; y,
- Seguimiento puntual de los avances del proyecto para evitar desviaciones.

En ese contexto, las tareas a realizar para la incorporación de reservas y la producción de hidrocarburos en aguas profundas son:



3.1.3.6 Capacidad de ejecución actual y futura

Durante 2007, en los ámbitos de exploración y explotación, Pemex dedicó sus recursos, principalmente a obras de perforación, infraestructura y mantenimiento en todas las cuencas petroleras. Las inversiones en exploración se enfocaron principalmente a la adquisición de 11,849 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional,⁴⁷ así como a la terminación de 50 pozos exploratorios. En explotación, se terminaron 610 pozos y se realizaron 2,357 intervenciones a pozos. Todo lo anterior permitió incorporar 1,053.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y reclasificar 806.2 millones de

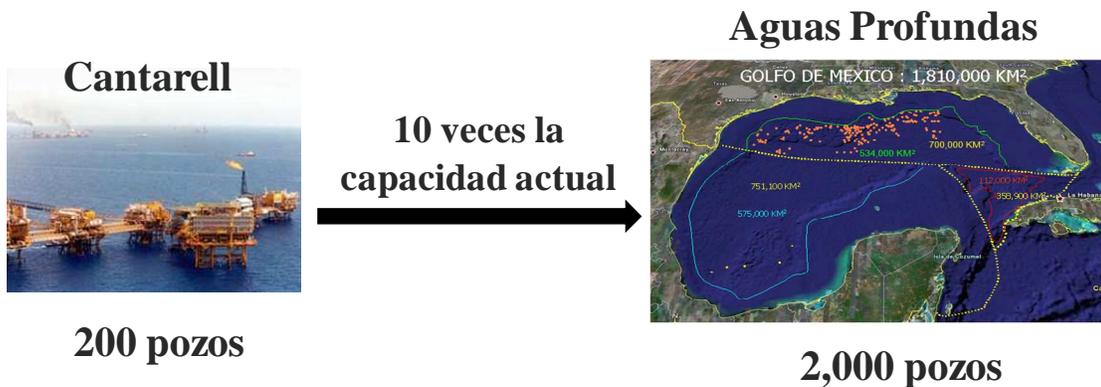
⁴⁷ Pemex adquiere los estudios de sísmica de empresas especializadas.

barriles de petróleo crudo equivalente. Aun así, la producción anual y las reservas netas disminuyeron.

Para lograr las metas planteadas en el escenario anterior para 2008-2022, Pemex requerirá multiplicar en forma significativa sus operaciones.

Lo anterior representa un reto formidable para la capacidad de operación y de ejecución de Petróleos Mexicanos y, de hecho, para cualquier empresa, en la medida que implicará multiplicar su actividad varias veces. Así, mientras que para producir dos millones de barriles diarios de petróleo crudo en Cantarell en su máximo de producción, se necesitaron 200 pozos, en aguas profundas se requerirían aproximadamente dos mil pozos, es decir, 10 veces más, para obtener el mismo resultado en cuanto a producción. Lo anterior, a partir de la productividad promedio que se ha observado en la operación que realizan las 30 principales empresas petroleras del mundo, que operan 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos en diferentes grados de desarrollo, en la zona del Golfo de México que corresponde a los Estados Unidos.

Cuadro 3.1.32
CAPACIDAD DE EJECUCIÓN REQUERIDA



El desafío que plantea aguas profundas respecto a Cantarell también implica: mayores tiempos de perforación (200 contra 120 días por pozo); mayores costos (costo por pozo superior en al menos 100 millones de dólares); mayores necesidades de perforación (más de diez veces el número de metros totales a perforar); y, menor éxito

exploratorio (en Cantarell es cercano al 90%, mientras que en aguas profundas se estima que sería cercano al 15%⁴⁸).

Por ello, se puede concluir que las condiciones que se van a enfrentar con los yacimientos a grandes profundidades, son mucho más difíciles que las que se tienen hoy.

3.1.4 Yacimientos transfronterizos

Los yacimientos transfronterizos son estructuras geológicas con hidrocarburos, comunicadas hidráulicamente en dos o más países que comparten fronteras. Reconociendo que la explotación conjunta de yacimientos transfronterizos permite maximizar el beneficio de las dos naciones que los comparten, desde hace más de 40 años se han realizado acuerdos de unificación o para establecer áreas de desarrollo conjunto. En el primer caso, cada país conserva los derechos soberanos de los hidrocarburos –a través de un tratado o acuerdo internacional– y se establecen los contratos que definen las reglas para realizar la explotación conjunta de los yacimientos. En el segundo caso, no se establecen legalmente los derechos de propiedad de los hidrocarburos, sino que se determinan las condiciones en que se llevará a cabo la explotación; este tipo de acuerdo es utilizado entre concesionarios más que entre países y puede aplicarse en zonas en donde no estén definidos los límites territoriales.

En la medida en que los acuerdos de unificación delimitan los derechos de cada una de las partes sobre el yacimiento unificado, la mayoría de los países utilizan esta figura jurídica. En cada caso difiere el nivel de detalle con que se elaboran los contratos y acuerdos relacionados, los cuales determinan la manera en que se explotarán los yacimientos. En la mayoría de los casos, se establecen cláusulas de previsión ante diversos acontecimientos que pueden ocurrir en torno a la unificación. Si bien es cierto que las actividades que pueden realizar las partes involucradas están reguladas por distintas leyes y acuerdos, es una práctica común dejar cierta flexibilidad para que los

⁴⁸ En el Golfo de México de Estados Unidos se observa una tasa de éxito exploratorio ligeramente superior al 12%. No obstante, este porcentaje podría ser mayor, considerando áreas de explotación más amplias a las que normalmente se contemplan en ese país.

países puedan negociar y especificar algunos aspectos a partir de líneas generales establecidas en los instrumentos jurídicos correspondientes.

Cuadro 3.1.33
PAÍSES CON ACUERDOS EN MATERIA DE YACIMIENTOS
TRANSFRONTERIZOS*

Países	Campo o Cuenca Unificados	Fecha
Australia/República Checa	Zwernsdorf-Vysoka	1960
Alemania/Holanda	Groningen	1960
Malasia/Brunei	Fairley-Baram	1974
Reino Unido/Noruega	Frigg Gas Field	1976
Reino Unido/Noruega	Statfjord	1979
Reino Unido/Noruega	Murchison	1979
Reino Unido/Holanda	Markham	1980
Nigeria/Eq. Guinea	Ekanga, Zafiro	2002
Australia/Timor del Este	Bayu-Undan	2003
Venezuela/Trinidad y Tobago	Plataforma Deltana	En proceso

*Nota: Países representativos; no se trata de una lista exhaustiva.

Fuente: SENER

En materia de yacimientos transfronterizos, México se encuentra frente a un desafío, tanto en la zona que limita con Cuba, como en la que colinda con los Estados Unidos. En primer lugar, Cuba ha identificado recursos prospectivos por 13.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente en sus yacimientos de aguas profundas (en tirantes de agua de 2,000 a 4,000 metros),⁴⁹ muchos de los cuales son cercanos a la frontera con México, y podrían empezar producción en 2012.

Por su parte, la actividad exploratoria en el Golfo de México estadounidense inició hace más de 15 años. A la fecha, en Estados Unidos se producen 959,000 barriles de aceite por día y 3.9 miles de millones de pies cúbicos de gas por día. Este volumen ha involucrado la participación de más de 30 compañías operadoras y la perforación de 1,154 pozos exploratorios y de 838 pozos de desarrollo,⁵⁰ de manera acumulada desde 1992.

Varios de estos descubrimientos se encuentran cercanos a la frontera con México, específicamente en el área denominada Cinturón Plegado Perdido (Imagen 3.1.34).

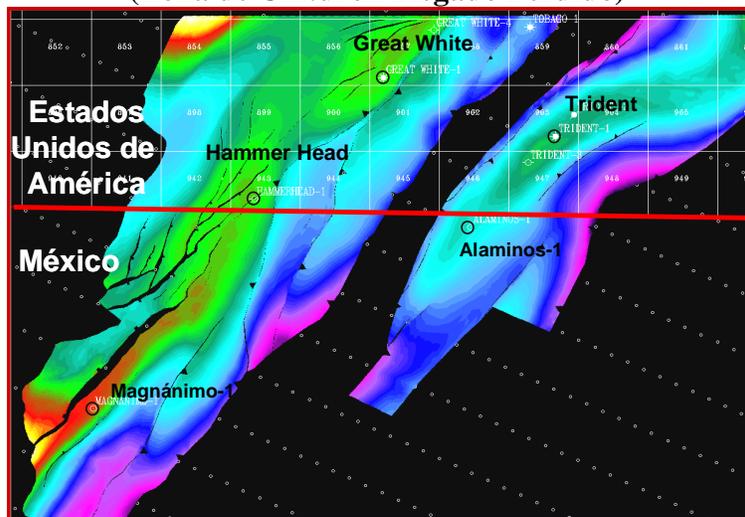
⁴⁹ Cifras del escenario optimista del documento estadounidense "US Geological Survey".

⁵⁰ Los pozos de desarrollo son aquéllos que son perforados en un campo productor para producir hidrocarburos.

Petróleos Mexicanos ha realizado la adquisición de más de 7,000 kilómetros cuadrados de información sísmica tridimensional en la zona, misma que ha permitido identificar estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en ambos lados de la frontera. Estas características, ya verificadas, señalan que existen posibilidades reales de que alguna de esas estructuras sea un campo petrolero comunicado a través de la frontera.

La explotación unilateral de estos yacimientos, por parte de alguno de estos países, implicaría apropiarse de hidrocarburos que, en toda justicia, deberían ser divididos proporcionalmente entre ambas naciones. Esto se debe a que al perforar un primer pozo en un yacimiento, se crea una diferencia de presión del punto donde se perfora el pozo al resto del yacimiento. Dicha diferencia de presión origina una movilidad de hidrocarburos de los puntos de mayor presión hacia los puntos de menor presión (cercanos al pozo perforado). Esta migración de hidrocarburos genera una menor recuperación de reservas en la zona en la que no se hubieran perforado pozos.

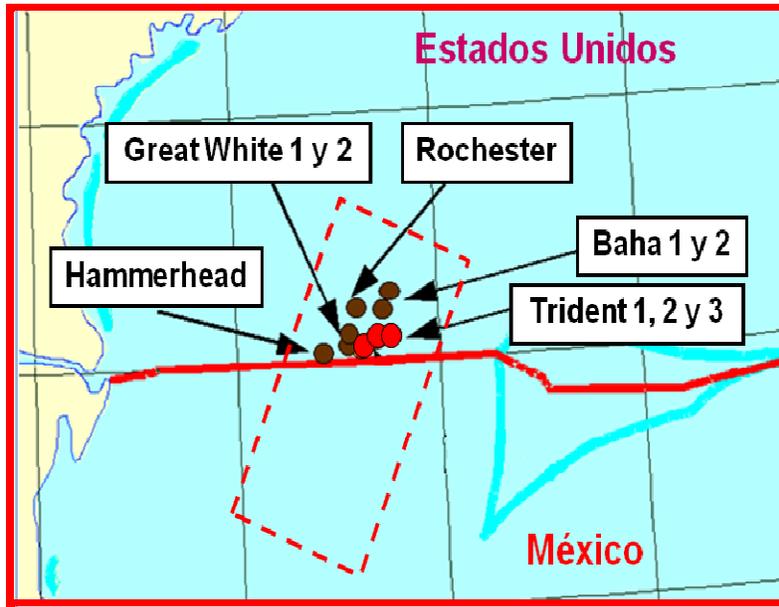
Imagen 3.1.34
YACIMIENTOS TRANSFRONTERIZOS
(Zona de Cinturón Plegado Perdido)



Fuente: Pemex

Asimismo, es conveniente tener presente que actualmente existe la tecnología para direccionar pozos de manera horizontal hasta por 11 kilómetros. Esto implica un riesgo de pérdida de hidrocarburos, aun tratándose de yacimientos ubicados totalmente en jurisdicción mexicana.

Imagen 3.1.35
PERFORACIONES EN LA ZONA ESTADOUNIDENSE DE LAS AGUAS
LIMÍTROFES
(Zona de Cinturón Plegado Perdido)



Pozo	Distancia a la frontera Mexicana (Kilómetros)
Hammerhead	4.0
Trident 3	5.6
Trident 1	5.9
Trident 2	7.5
Great White 1	9.9
Great White 2	11.0
Rochester	36.8
Baha 1	40.9
Baha 2	44.5

3.1.5 Algunas consideraciones en relación al régimen fiscal aplicable a exploración y explotación.

Ante la necesidad apremiante de iniciar una actividad intensa de exploración y explotación en aguas profundas, será necesario revisar el régimen fiscal aplicable a la empresa. En este sentido, para el caso de proyectos de gas no asociado y de aceite y gas asociado, en aguas profundas, la tasa actual del derecho ordinario, en combinación con la limitación de deducciones permitidas, harían de estos proyectos opciones poco atractivas para Pemex, frente a otras alternativas en su cartera.

Por lo anterior, resulta fundamental revisar la estructura del régimen fiscal, de modo que no se distorsione la toma de decisiones al momento de seleccionar los proyectos que agregan el mayor valor a la empresa.

3.1.6 Consideraciones finales

Como se mencionó, los yacimientos actualmente en explotación experimentarán una declinación en su producción que se traducirá en una pérdida de volumen del orden de 1.8 millones de barriles diarios hacia 2021. Para ese año, la provisión de hidrocarburos del país dependerá de la producción de los campos actuales (con 1.3 millones de barriles diarios), de la contribución de las cuencas del Sureste (con 700 miles de barriles diarios), y de los volúmenes producidos en Chicontepec (600 miles de barriles diarios).

Por ello, a fin de mantener la producción en niveles del orden de 3.1 millones de barriles diarios, similares a los actuales, es necesario que los volúmenes mencionados (del orden de 2.6 millones de barriles diarios) se complementen con la producción de los yacimientos de aguas profundas, que en 2021 deberán aportar cuando menos 500 miles de barriles diarios.

3.2 Refinación

3.2.1 Industria de la refinación

La refinación transforma el petróleo (proceso de crudo) en petrolíferos (gasolina, diesel y turbosina) de alto valor y en residuales (productos de bajo valor, como el combustóleo). Esta transformación involucra procesos industriales especializados y complejos que requieren de instalaciones de gran escala. El uso de tecnologías más avanzadas permite incrementar la elaboración de productos de alto valor a partir de residuales. La combinación de infraestructura para proceso define la configuración de una refinería: mientras más avanzada sea la tecnología utilizada, la complejidad de la refinería será mayor. En la industria petrolera los participantes desarrollan actividades a lo largo de toda la cadena de valor, incluyendo procesamiento, transporte, almacenamiento y comercialización de productos.

A nivel internacional, la industria se caracteriza por tener una oferta de productos altamente fragmentada, con costos similares entre los diferentes participantes, debido a la madurez y disponibilidad de tecnología. Esta característica permite que el mercado sea altamente competitivo y profundo, con poca diferenciación en los productos ofrecidos por las diferentes empresas de refinación. La demanda mundial crece a ritmos similares a la economía, por lo que las adiciones de capacidad son generalmente inducidas en períodos de márgenes de refinación⁵¹ atractivos, lo que implica ciclos de las utilidades de la industria y rentabilidades promedio similares a otras actividades industriales. Esto conlleva la necesidad de mantener altos niveles de eficiencia operativa en toda la cadena de valor, desde el proceso de crudo hasta la comercialización de petrolíferos.

Además, la industria mundial está enfrentando una serie de retos en la oferta y demanda de productos asociados a cambios en las características del petróleo crudo disponible en el mercado; a la introducción de biocombustibles en algunas regiones; y, a requerimientos cada vez más estrictos de calidad de los combustibles, a fin de reducir su

⁵¹ Margen de refinación: diferencial entre el valor de la producción y los costos de materia prima y operación.

impacto ambiental. Estos factores implican modificaciones continuas en la configuración y complejidad de las refinerías, que logran márgenes de refinación atractivos, pero con una alta volatilidad en el tiempo, derivada de la conjunción de esos factores.

En el caso de México, los retos y oportunidades más importantes para Pemex están asociados a las limitaciones de la infraestructura actual y al crecimiento de la demanda. Las características actuales de los crudos mexicanos han creado desafíos para las refinerías debido a que éstas fueron diseñadas para procesar crudos distintos a los actuales. El crecimiento del consumo de gasolinas a tasas mayores a las de la economía y muy superiores al comportamiento histórico, ha generado un desbalance entre la oferta interna y la demanda. Estos dos elementos requieren, en el corto plazo, de fortalecer la infraestructura existente de almacenamiento y distribución de Pemex Refinación, así como adicionar capacidad de transporte al sistema para hacer frente a los altos niveles de importaciones de combustibles que se requerirán.

Gráfica 3.2.1
RETOS Y OPORTUNIDADES DEL SUMINISTRO DE PETROLÍFEROS EN MÉXICO

	Oferta	Demanda	Competencia	Desempeño operativo
Estructura de la industria de refinación	<ul style="list-style-type: none"> Fragmentada Alta intensidad de capital Curvas de costos planas Barreras de entrada limitadas 	<ul style="list-style-type: none"> Escasa diferenciación de productos Crecimiento a ritmo superior a la economía Mercado competitivo 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de precios conforme a productor marginal Inversión en periodos de márgenes altos Tendencia a la integración vertical Barreras de salida con costos altos 	<ul style="list-style-type: none"> Precios de equilibrio basados en configuraciones complejas Utilidades cíclicas Rentabilidad promedio similar al costo de capital
Retos y oportunidades actuales de la industria	<ul style="list-style-type: none"> Cambios regionales y de calidad en la oferta de crudos Posible integración de biocombustibles 	<ul style="list-style-type: none"> Requerimientos más estrictos sobre la calidad de los combustibles (azufre, olefinas y benceno) 	<ul style="list-style-type: none"> Incremento en la complejidad de las refinerías Márgenes amplios 	<ul style="list-style-type: none"> Volatilidad de los márgenes de refinación
Retos y oportunidades para Pemex	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de calidad en crudos mexicanos Alta disponibilidad de productos residuales La mitad de las refinerías <u>no contará con unidades de conversión</u> hacia 2009 	<ul style="list-style-type: none"> Nueva regulación ambiental sobre <u>calidad petrolíferos</u> <u>Cambio en el perfil de la demanda</u> nacional y crecimiento de la demanda de gasolinas a tasas aceleradas con respecto a la historia 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Crecimiento de la demanda</u> nacional Potencial de negocios por el suministro con producción propia y captura del <u>margen de refinación</u> 	<ul style="list-style-type: none"> <u>Capacidad de transporte y distribución limitada</u> Incrementar <u>confiabilidad operativa</u> Incrementar <u>seguridad</u>

Fuente: Pemex

Es necesario continuar con la ejecución de proyectos de conversión profunda de residuales (reconfiguraciones de refinerías para transformar los hidrocarburos más pesados en gasolinas y diesel), ya que sólo la mitad de las refinerías del sistema contará con unidades de este tipo hacia 2009. Estos proyectos son los más rentables para el país en la actualidad, dado que la incorporación de coquizadoras en las refinerías permite incrementar la obtención de los destilados de los residuos de vacío⁵², así como el procesamiento de una mayor proporción de crudo pesado. No obstante, son proyectos de escala mayor que requieren superar diversas dificultades en materia de capacidad de gestión para ser realizados de manera eficaz y eficiente.

Asimismo, con la entrada en vigor de cambios en la regulación ambiental de combustibles automotrices, gasolina y diesel de ultra bajo azufre, se requerirá un programa cuantioso de inversión, principalmente en plantas, para reducir el contenido de azufre en los combustibles producidos por el Sistema Nacional de Refinación. Sin embargo, la producción adicional de gasolinas asociada a estas acciones no será suficiente para reducir, de manera significativa, las importaciones respecto a las ventas, por lo que es necesario aumentar con rapidez la capacidad de proceso de crudo en México.

Por otra parte, es imprescindible mejorar el desempeño operativo de las instalaciones industriales, sistemas de almacenamiento y distribución de Pemex Refinación, con el propósito de incrementar los márgenes de refinación, que a su vez permitan eliminar las pérdidas en sus resultados.

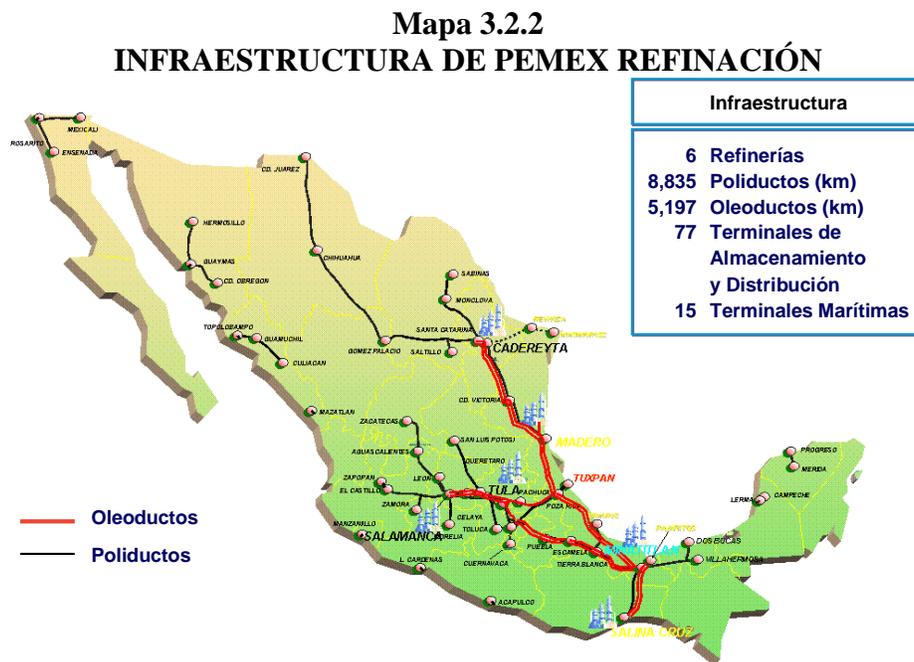
Pemex Refinación juega un papel crítico en la industria petrolera en México, ya que contribuye a la maximización de valor de las actividades de exploración y producción, dando flexibilidad a la producción de crudo mediante la optimización de la distribución, la solución de contingencias operativas, y permitiendo la captura de

⁵² Residuo que se obtiene de la planta de destilación al vacío. Es el resultado de extraer de una torre de destilación al vacío los gasóleos contenidos en el residuo de la destilación atmosférica.

sinergias (p.ej. el consumo de crudo Maya en las refinerías mexicanas ha favorecido los precios de este crudo en la Costa Norteamericana del Golfo de México).

3.2.2 Infraestructura actual

Pemex Refinación participa en las actividades de producción, transporte, distribución, almacenamiento y comercialización de petrolíferos, para lo cual cuenta con seis refinerías, quince terminales marítimas, 5,197 km de oleoductos, 8,835 km de poliductos y 77 terminales de almacenamiento y reparto. Ha tenido como función cubrir la demanda nacional de petrolíferos con producción propia o importaciones, lo que le otorga un papel central en el suministro energético del país.



Fuente: Pemex

Las refinerías de Cadereyta y Madero ya fueron reconfiguradas, lo que les permite procesar crudos pesados con una mayor participación de destilados de alto valor (gasolina, diesel y turbosina) y reducir la producción de combustóleo. La refinería de Minatitlán se encuentra en proceso de reconfiguración, y la nueva previsión indica que estaría en operación hacia mediados de 2009.

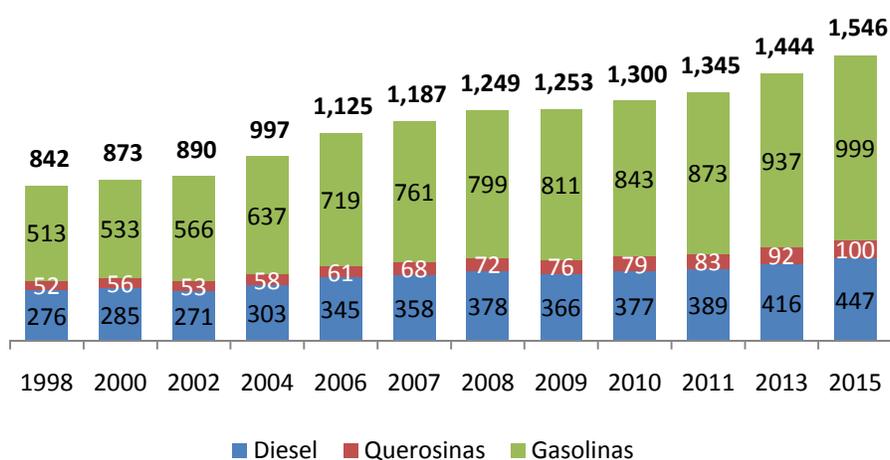
3.2.3 Mercado de petrolíferos

Durante la última década, la demanda de petrolíferos⁵³ en el mercado nacional aumentó 17%, a pesar de una disminución de 43% de la demanda de combustóleo. En ese periodo, la demanda de gasolinas se incrementó 52%, la de diesel 37% y la de turbosina 44%.

La demanda de destilados (gasolina, diesel y turbosina) está concentrada en las zonas Centro y Norte del país (65% del total). Ambas regiones son deficitarias y requieren importaciones para garantizar el abasto. Las zonas Pacífico y Golfo-Sureste se encuentran prácticamente en balance, si bien muestran un mayor dinamismo en el crecimiento de su demanda.

Al igual que las tendencias internacionales, se espera que la demanda de destilados en el mercado nacional continúe aumentando, debido a un mayor consumo del sector autotransporte. Se espera que la demanda de combustóleo siga su tendencia a la baja por la entrada prevista de los proyectos de la CFE y las restricciones ambientales en su uso industrial.

Gráfica 3.2.3
DEMANDA NACIONAL DE PETROLÍFEROS
(Miles de barriles diarios)

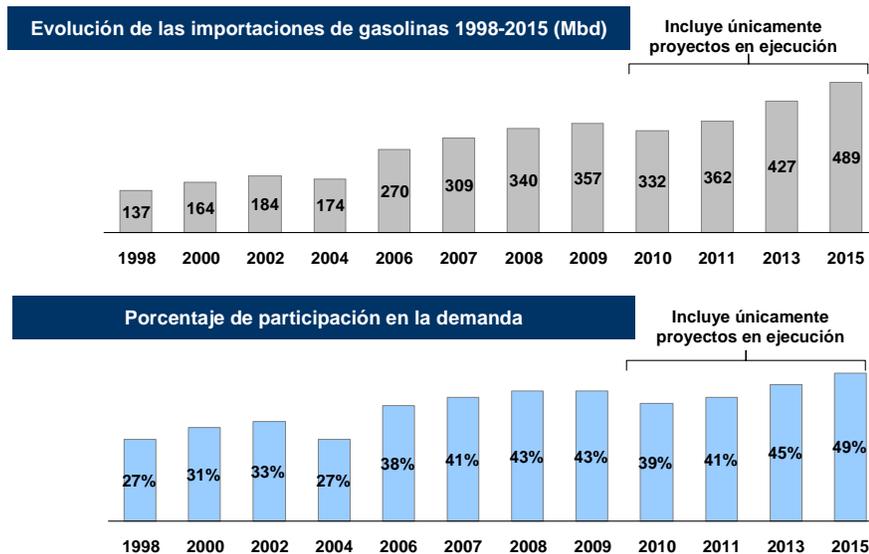


Fuente: Pemex

⁵³ Excluye gas L.P.

Dado que la producción de gasolinas se ha mantenido relativamente constante durante los últimos años, las importaciones aumentaron de 137 miles de barriles diarios en 1998 a 309 miles de barriles diarios en 2007, lo que significó pasar de una factura de importación de gasolina de 1,062 millones de dólares, a un monto superior a 10,052 millones de dólares. Esto representa una participación creciente de las importaciones en las ventas (de 27% a 41%). Con el crecimiento proyectado de la demanda, de no ejecutarse nuevos proyectos que incrementen la producción en el SNR, adicionales al proyecto de Minatitlán, para 2015 las importaciones podrían alcanzar 489 miles de barriles diarios, casi la mitad de la demanda nacional. En un lapso de veinte años, la demanda podría llegar a más de 1,600 miles de barriles diarios, por lo cual las importaciones serían más de dos veces el nivel de la producción nacional.

Gráfica 3.2.4
EVOLUCIÓN Y PRONÓSTICO DE LAS IMPORTACIONES DE GASOLINAS INCLUYENDO PROYECTOS EN EJECUCIÓN



*Operación de la reconfiguración de Minatitlán al 100% a partir de 2010

Fuente: Pemex

Durante los últimos años, la industria internacional de refinación se vio afectada por cambios en la regulación ambiental para el uso de combustibles fósiles. Esto tiene repercusiones en varios frentes; en particular en las especificaciones de combustibles para

autotransporte, la utilización de combustibles alternos, las emisiones industriales y cambio climático.

En el caso de México, en 2006 se publicó la modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-086 con nuevas especificaciones para la gasolina y diesel comercializadas en territorio nacional (combustibles automotrices de Ultra Bajo Azufre), con calendarios específicos para cada producto a nivel regional. Si bien hasta ahora Pemex ha cumplido con las metas en las fechas establecidas, el volumen y complejidad que implican las siguientes etapas sugieren que el cumplimiento será gradual.

3.2.4 Diagnóstico de la infraestructura de almacenamiento, transporte y distribución

Pemex Refinación enfrenta un rezago en la construcción de infraestructura, tanto de transporte como de distribución y manejo de productos. Esta situación le ha restado flexibilidad operativa y ha limitado su capacidad para responder a las necesidades del mercado de manera eficiente, lo que ha incrementado la vulnerabilidad de sus operaciones.

Con la capacidad de producción actual, hoy se enfrentan cuantiosos niveles de importaciones, saturación de los sistemas de transporte por ducto y marítimo, así como de la capacidad de almacenamiento y distribución en las zonas de mayor demanda. Para cumplir con el suministro de productos, ha sido necesario utilizar medios de transporte de mayor costo, con el consecuente deterioro de los resultados financieros. Hoy, 5.7% de los combustibles son transportados por autotankers, en comparación con 3.4% en 2000.

Cuadro 3.2.5 DIAGNÓSTICO DE LA INFRAESTRUCTURA

Diagnóstico de la infraestructura

	Estado Físico	Capacidad
Oleoductos	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura con rezago tecnológico y 24 años de edad promedio. Baja confiabilidad operativa e integridad mecánica. Fugas y tomas clandestinas. Altos consumos de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> Suficiente para la demanda actual, si se resuelve la confiabilidad operativa e integridad mecánica.
Poliductos	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura con rezago tecnológico y 28 años de edad promedio. Baja confiabilidad operativa e integridad mecánica. Fugas y tomas clandestinas. Estaciones de bombeo obsoletas y fuera de norma. 	<ul style="list-style-type: none"> Saturados el 40%, requieren descuello, solucionar integridad mecánica y nuevos ductos por incremento de demanda.
Buques tanque	<ul style="list-style-type: none"> Fuera de normas internacionales. Desempeño por debajo de estándares internacionales. Doce unidades fuera de operación. 	<ul style="list-style-type: none"> De acuerdo a proyecciones se requiere disponer de 20 unidades.
Transporte terrestre	<ul style="list-style-type: none"> Baja eficiencia en procesos de carga y descarga en terminales y refinerías, por falta de infraestructura y capacidad multifuncional 	<ul style="list-style-type: none"> Falta de rutas de carrotanque impide uso de alternativas más económicas. Se requieren contratos de largo plazo para rutas nuevas.
Terminales	<ul style="list-style-type: none"> Marítimas. <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones deterioradas. Mantenimiento insuficiente. Falta de capacidad en brazos de carga. Terrestres. <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones y sistemas de medición con rezagos tecnológicos Necesidad de reubicación de terminales. 	<ul style="list-style-type: none"> Falta de capacidad en muelles de La Paz y Topolobampo. Saturación en 20% de las terminales (TARs). No se cuenta con TAR para la zona del Caribe Mexicano.
Reparto local	<ul style="list-style-type: none"> 57% de la flota con más de 10 años. Altos costos de operación y mantenimiento. 321 unidades renovadas en 2007 de 1,123 programadas 	<ul style="list-style-type: none"> Redimensionamiento en función de optimización de logística de reparto.

Fuente: Pemex

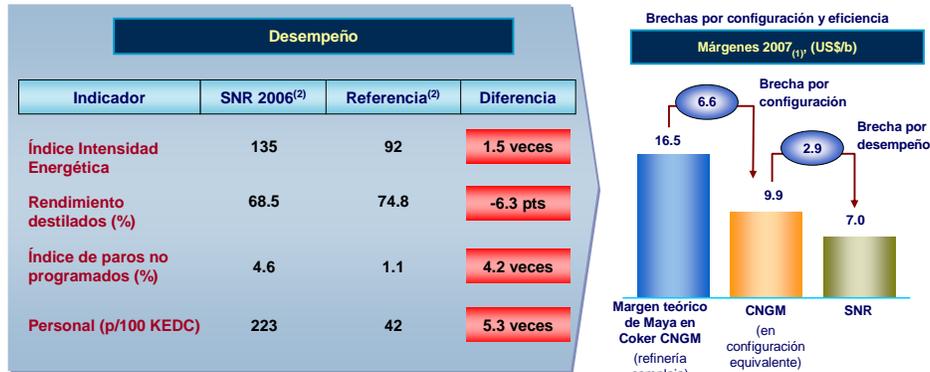
Además, el sistema de ductos se encuentra en una situación crítica, que afecta los costos de operación e incrementa el riesgo de afectar a las comunidades. Las prácticas operativas y de mantenimiento no son efectivas ni homogéneas. Por otra parte, se deben replantear las estrategias de confiabilidad y operación del sistema ante posibles actos de sabotaje contra la red.

3.2.5 Desempeño operativo

Pemex Refinación tiene brechas de desempeño respecto a los estándares de la industria. Al comparar refinerías equivalentes, se observan menores rendimientos de productos de alto valor y mayor consumo de energía, entre otros factores operativos. Es necesario identificar programas de mejora de la eficiencia operativa, que eleven sistemáticamente el desempeño de su operación.

Gráfica 3.2.6 DESEMPEÑO OPERATIVO DE REFINERÍAS

El desempeño operativo de las refinerías de Pemex es inferior al observado en la industria



- Las principales causas de las brechas operativas están asociadas a prácticas y disciplina operativa, limitaciones de infraestructura, rezagos en mantenimiento y recursos humanos.
- Existe un potencial de margen al incrementar la complejidad de las refinerías sin conversión de residuales.

(1) Estimados
(2) Fuente: Solomon 2006; Referencia: promedio RSC III

Nota: KEDC=Capacidad de destilación equivalente en miles
CNGM=Costa Norteamericana del Golfo de México
SNR= Sistema Nacional de Refinación

Fuente: Pemex

Aunque los márgenes de refinación son positivos, existe un potencial importante de captura de valor asociado al cierre de brechas operativas y a la incorporación de infraestructura de alta conversión (reconfiguraciones).⁵⁴ La participación de Pemex desde 1993, en la refinería de Deer Park ha permitido identificar algunas de estas brechas para incrementar los márgenes.

⁵⁴ Lo anterior permitirá obtener una mayor proporción de productos de alto valor agregado por barril de crudo procesado.

Gráfica 3.2.7 MÁRGENES DE REFINACIÓN



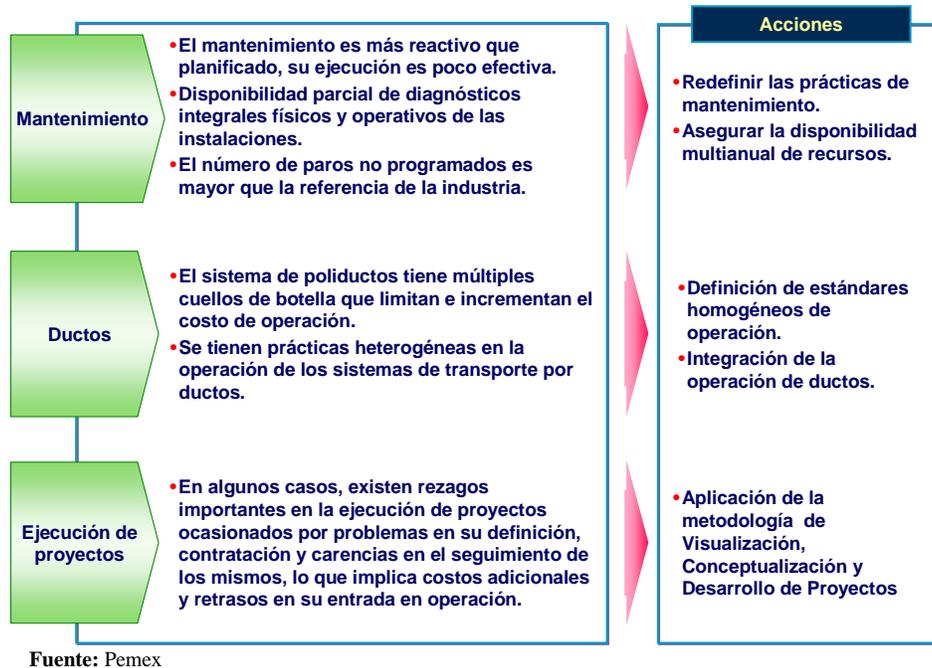
Nota: El índice de intensidad energética mide el consumo de energía en una refinería, lo que implica que mientras más grande es el índice, mayor es el consumo de energía y, por tanto, menor la eficiencia energética.

Fuente: Pemex

El mantenimiento es un factor central para asegurar una operación confiable y productiva. Actualmente, el mantenimiento es más reactivo que planificado, su ejecución es poco efectiva y no se cuenta con diagnósticos integrales. Este tipo de mantenimiento se refleja en el número de paros no programados, que es 4.2 veces la referencia de la industria. A fin de resolver la problemática identificada, se está en proceso de redefinir las prácticas internas y se requerirá establecer mecanismos que permitan ejecutar programas y presupuestos multianuales, para una ejecución eficiente de los mantenimientos programados.

Existen rezagos importantes en la ejecución de diversos proyectos, ocasionados principalmente por problemas en sus etapas de definición, contratación y seguimiento, lo que resulta en costos adicionales y retrasos en la entrada en operación de los proyectos. Con el propósito de resolver esta problemática, se está implantando la metodología de Visualización, Conceptualización y Desarrollo de Proyectos.

Cuadro 3.2.8 DIAGNÓSTICO Y ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO EN PEMEX REFINACIÓN



3.2.6 Proyectos de infraestructura

Pemex Refinación enfrenta retos importantes de corto, mediano y largo plazos en cuanto a la construcción de infraestructura, los cuales deben ser atendidos a la brevedad para garantizar la sustentabilidad de la empresa y el suministro de combustibles líquidos del país. Estos retos se resumen en cuatro líneas de acción:

- Incrementar la capacidad de importación y fortalecer la infraestructura de almacenamiento y distribución, en el muy corto y mediano plazos;
- Reconfigurar refinerías faltantes del SNR (concluir Minatitlán e iniciar proyectos en Salamanca, Tula y Salina Cruz);
- Construir nueva capacidad de refinación;
- Construir infraestructura para cumplir la normatividad ambiental.

Cuadro 3.2.9 PRINCIPALES PROYECTOS EN REFINACIÓN

Para enfrentar los retos en el mediano y largo plazos, se requiere:

Incrementar capacidad de importación y fortalecer infraestructura de almacenamiento y distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Contar con la infraestructura necesaria para asegurar el suministro nacional de combustibles
Reconfiguración de refinerías (Minatitlán, Salamanca, Tula y Salina Cruz)	<ul style="list-style-type: none"> • Capturar márgenes de mercado a través de la transformación del combustóleo a gasolinas y destilados intermedios a través de plantas de conversión profunda (coquización) y el uso de materia prima de menor costo (crudo pesado)
Nueva capacidad de refinación	<ul style="list-style-type: none"> • Construir capacidad adicional de refinación para procesar crudo pesado y extra pesado disponible en el país bajo estándares internacionales en prácticas operativas
Cumplimiento de la NOM-086	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecutar los proyectos de calidad de combustibles en todo el SNR (hidrotratamiento de gasolinas y diesel)

Fuente: Pemex

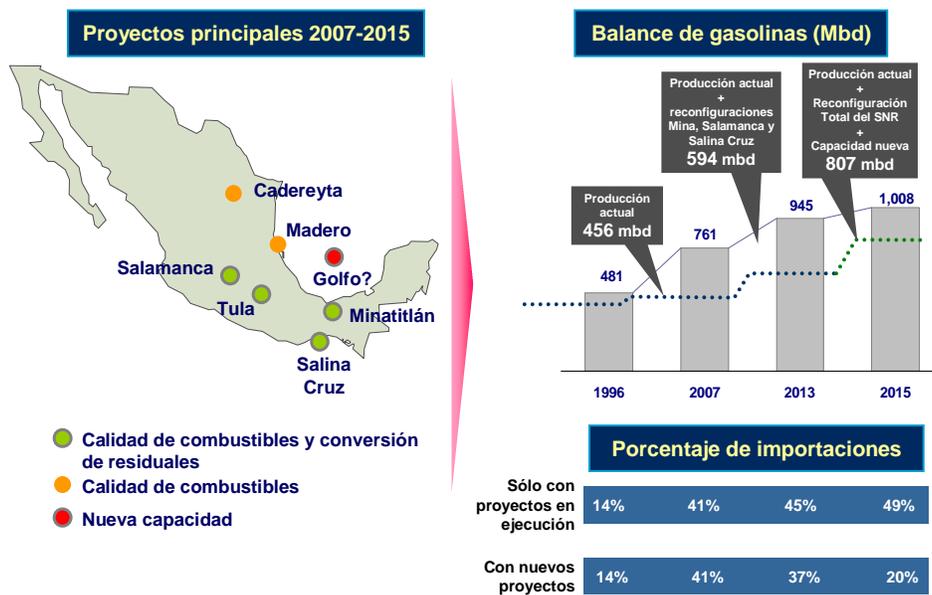
Dada la demanda esperada de petrolíferos en el corto plazo, es urgente ampliar la capacidad de importación y de almacenamiento en Tuxpan, así como la capacidad de transporte por ducto entre Tuxpan y Azcapotzalco, para no poner en riesgo el suministro de combustibles automotrices hacia el centro del país.

Asimismo, es necesario continuar con la ejecución de proyectos de conversión profunda de residuales (reconfiguraciones de refinerías), ya que sólo la mitad de las refinerías del sistema contará con unidades de coquización hacia 2009.

Dado que la contribución a la producción de gasolinas asociada a las reconfiguraciones no reduce sustancialmente las importaciones con respecto a las ventas de gasolina, es necesario plantear el crecimiento de la capacidad de refinación. En este sentido, cabe recordar que aun completando las reconfiguraciones de refinerías pendientes y dado el ritmo de crecimiento de la demanda, sería necesario aumentar cada tres a cuatro años la capacidad de refinación en el equivalente a una refinería de escala adecuada durante los próximos 20 años, para poder cerrar la brecha actual de importación

de gasolinas y refinados. Las reconfiguraciones y modernizaciones de las plantas existentes permitirán que las refinerías produzcan combustibles que contaminan menos, más gasolina y diesel con bajo contenido de azufre y menos combustóleo, cuya demanda tenderá a reducirse gradualmente. Las nuevas refinerías que habría que construir en las próximas dos décadas tendrían que tener una capacidad similar a las más grandes que existen en el país, pero tendrían que poder realizar una conversión más profunda del petróleo crudo que el promedio del sistema actual.

Gráfica 3.2.10
PROYECTOS PRINCIPALES Y BALANCE DE GASOLINAS 2007-2015



* Considera la operación al 100% de Minatitlán en 2010, Salamanca en 2012, Salina Cruz en 2013, Tula en 2014 y la capacidad adicional en 2015

Fuente: Pemex

El potencial de la refinación en México no se agotaría con la construcción de las refinerías mencionadas. Existe la oportunidad de aumentar la capacidad de refinación en México y exportar gasolinas, lo que sumaría valor agregado al crudo que se produce en el territorio nacional.

A este respecto, el crecimiento de la demanda mundial de combustibles automotrices ha detonado la expansión de la capacidad mundial de refinación durante la presente década. Se estima que entre 2008 y 2014 se llevarán a cabo más

de 500 proyectos de refinación a nivel mundial, incluyendo ampliaciones de capacidad, instalación de unidades de alta conversión y plantas de hidrotratamiento⁵⁵. Esta situación ha generado un incremento de entre 50 y 100% del costo de la infraestructura para refinación. Actualmente, el costo de capacidad nueva para alta conversión oscila entre 20 y 26 millones de dólares por cada mil barriles de proceso, lo que significa inversiones superiores a los 7,000 millones de dólares para una nueva refinería de escala competitiva (275,000 barriles diarios de proceso y con capacidad para realizar una conversión profunda del crudo).

Los cambios en las especificaciones de los combustibles a nivel internacional, para mejorar la calidad del aire, requieren reducir el contenido de azufre de la gasolina y diesel a niveles cercanos a cero. En el caso de México, Pemex deberá desarrollar proyectos de calidad de combustibles para cumplir con las nuevas especificaciones de diesel y gasolina (NOM-086). Esto implica construir 11 plantas de postratamiento de gasolinas, 4 nuevas plantas de hidrotratamiento de diesel y modernizar 18 plantas existentes de hidrotratamiento de destilados intermedios. El proyecto requiere una inversión superior a 5,500 millones de dólares y representará un esfuerzo sin precedente en términos de ejecución, coordinación y modificación a la operación de todas las refinerías del país.

La ejecución simultánea de todos los proyectos antes señalados es una tarea compleja. El reto es hacerlo todo al mismo tiempo, las inversiones para incrementar la capacidad de transporte y almacenamiento, las reconfiguraciones de las refinerías existentes, cumplir con los desafíos que implica abastecer con combustibles menos contaminantes y construir nuevas refinerías. Por ello, se requiere dotar a la empresa de las herramientas que le permitan la colaboración de terceros bajo mecanismos más eficientes que los actuales, con objeto de crear mayor valor para la sociedad.

Reconfigurar tres refinerías y construir la capacidad adicional necesaria en dos décadas, es un reto formidable para una sola empresa, cualquiera que ésta sea. Cada una

⁵⁵ Proceso cuyo objetivo es estabilizar, catalíticamente, los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen.

de las nuevas refinerías requerirá al menos de cuatro a cinco años para su realización, desde su concepción hasta su puesta en marcha y entrada en operación. De esta manera, el desafío es realizar varios proyectos simultáneos de manera continua, durante las siguientes dos décadas (algunos en proceso de ingenierías, otros en proceso de construcción y otros en su etapa de inicio de operaciones) y, al mismo tiempo, realizar las reconfiguraciones y modernizaciones señaladas. Se trata de un enorme reto para cualquier empresa petrolera en el mundo.

A lo anterior debe agregarse que Pemex Refinación deberá mejorar sus resultados mediante la reducción de brechas operativas asociadas a su desempeño, incrementar la capacidad y complejidad de proceso, e invertir en infraestructura para el transporte y almacenamiento de productos. De no realizarse los proyectos de infraestructura en el tiempo considerado, se corre el riesgo de insuficiencia de suministro de combustibles automotrices, ya que se excedería la capacidad física y logística de importación.

En síntesis, Pemex enfrenta un reto significativo en materia de capacidad de ejecución en la industria de la refinación. Las refinerías no son complejos industriales que puedan replicarse fácilmente. Cada una de ellas requiere de configuraciones particulares por su ubicación, el tipo de petróleo crudo que procesará y el enfoque que tendrá en términos de los petrolíferos que busca producir. Así, las ingenierías básicas realizadas para la construcción de una de ellas no son plenamente utilizables en otros proyectos. Al mismo tiempo persiste la necesidad de desarrollar las mejores prácticas para alcanzar estándares internacionales en materia de eficiencia productiva. Las refinerías tienen que operar más días al año, a una intensidad mayor, con una mayor eficiencia energética y con menores costos operativos. No será posible enfrentar los retos señalados si no se realizan cambios que otorguen a Pemex las herramientas que requiere para multiplicar proyectos y apoyarse en terceros con eficiencia y flexibilidad.

Elevar la capacidad de ejecución y gestión para aumentar la producción de gasolinas en el país y a la vez poder reducir los costos de operación, traería múltiples beneficios. En particular, se lograría abatir la creciente dependencia de gasolinas

importadas. El reto gerencial de ejecución y de operación que enfrenta Pemex en este momento es de grandes proporciones.

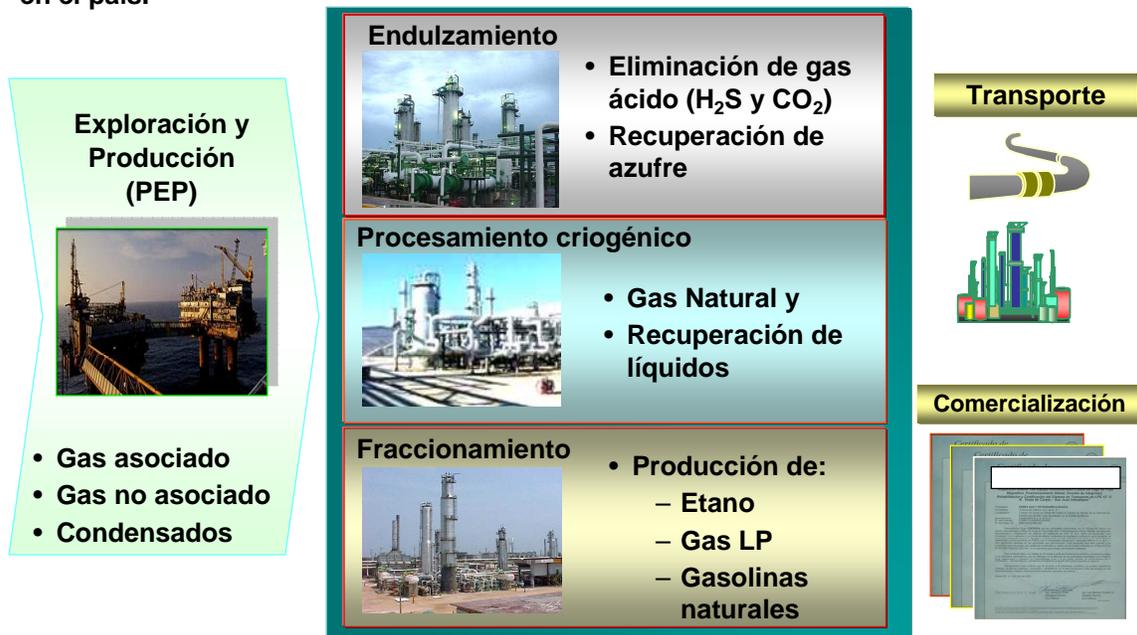
3.3 Gas y petroquímica básica

3.3.1 Descripción del mercado

El abasto confiable y eficiente de gas natural y gas licuado de petróleo (gas L.P.) es fundamental para el desarrollo de la economía mexicana. Para satisfacer este mercado Pemex Gas y Petroquímica Básica procesa el gas en su estado natural y condensados amargos que produce Pemex Exploración y Producción. Adicionalmente, Pemex participa en el transporte y distribución de ambos tipos de gas.

Cuadro 3.3.1 TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL: GAS Y LÍQUIDOS

PGPB se encarga de procesar la totalidad del gas húmedo y condensados producidos en el país.



Fuente: Pemex

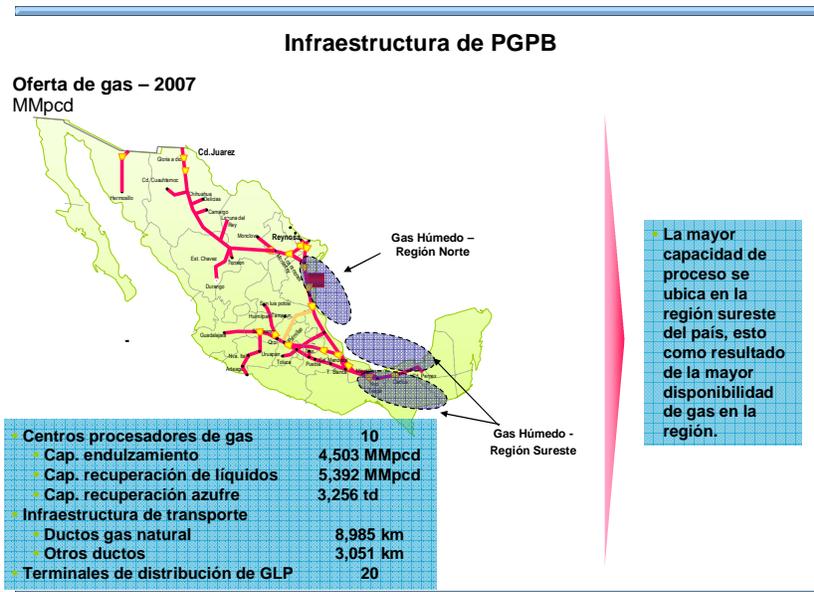
En 2007, la demanda nacional de gas natural fue de 5,342 millones de pies cúbicos diarios, incluyendo el consumo de Pemex, y de 309 miles de barriles diarios de

gas L.P. De este último, 63% corresponde a consumo residencial, 13% a servicios, 13% a transportación, 8% a la industria y 2% a la agricultura.

El mercado está integrado por varios participantes adicionales a Pemex. La producción de gas natural y gas L.P. está restringida al Estado, en tanto, el transporte, el almacenamiento, la distribución y la comercialización, se encuentran abiertos a la participación de terceros.

Pemex Gas y Petroquímica Básica cuenta con 10 centros procesadores de gas, 25 plantas de endulzamiento de gas y condensados,⁵⁶ 16 plantas recuperadoras de líquidos,⁵⁷ 7 plantas fraccionadoras⁵⁷ y 12 plantas recuperadoras de azufre. Además, cuenta con una infraestructura logística integrada por 8,985 km de ductos de gas natural, 3,051 km de ductos de gas L.P. y 20 terminales de distribución de gas L.P.

Mapa 3.3.2 INFRAESTRUCTURA DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA



Fuente: Pemex

⁵⁶ Plantas industriales cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, para mejorar su color, olor y estabilidad.

⁵⁷ Plantas que separan compuestos con base en sus distintos tipos de ebullición. En la primera sección se separa el etano, en la segunda el gas L.P. (propano y butano) y finalmente las naftas (pentanos, hexanos y más pesados).

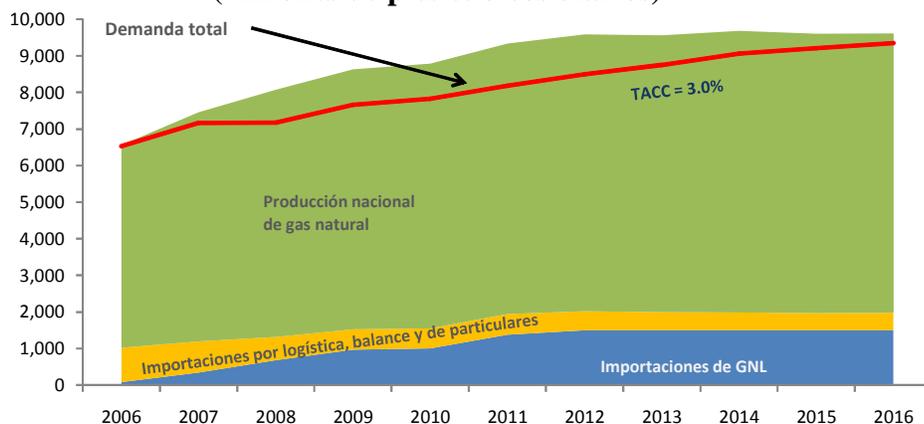
3.3.2 Balance de gas natural

Desde 1997, México se ha convertido en un país importador de gas natural en volúmenes considerables. Aun cuando la producción nacional de gas ha aumentado en años recientes, este incremento no ha sido suficiente para cubrir la expansión de la demanda. En el futuro previsible México continuará dependiendo de importaciones para abastecer la demanda nacional.

La demanda de gas natural continuará creciendo más que la economía en su conjunto durante los próximos años. Mientras que las ventas de los combustibles como la gasolina y el diesel crecieron a tasas promedio anual de 4.1% y 3.5%, durante la última década, respectivamente, las ventas de gas natural lo hicieron a una tasa media de 6.2%. De esta manera, se espera que el déficit comercial de gas natural aumente. Para 2016, por ejemplo, se espera que la demanda nacional alcance los 9.3 mil millones de pies cúbicos diarios a partir de un nivel de 7.1, es decir un incremento de 2.2 mil millones de pies cúbicos diarios, respecto a su nivel actual.

La logística para importar gas natural significa crecientes desafíos para el país. Se prevé que, de mantenerse las tendencias actuales de consumo y producción de gas natural en Estados Unidos, las importaciones de gas de ese país aumentarán durante los próximos años. Por ello, cada vez será más difícil importar gas natural por ducto de los Estados Unidos y los envíos de gas natural licuado (GNL) serán muy competidos en la región de América del Norte.

Gráfica 3.3.3
BALANCE DE GAS NATURAL
(Millones de pies cúbicos diarios)



Exportaciones	33	280	903	966	961	1150	1095	812	626	400	263
Importaciones	1,018	1,197	1,321	1,527	1,554	1,945	2,024	1,993	1,984	1,967	1,975

- La importación de GNL por CFE ha dado lugar a exportaciones de Pemex desde 2007 (Reynosa)
- Inicio de proyectos de importación de GNL:
 Altamira: 2006
 Ensenada: 2008
 Manzanillo: 2011

Nota: TACC= tasa anual de crecimiento compuesto, resultado de dividir el valor futuro entre el valor presente elevado al inverso del número de periodos (número de años menos uno)

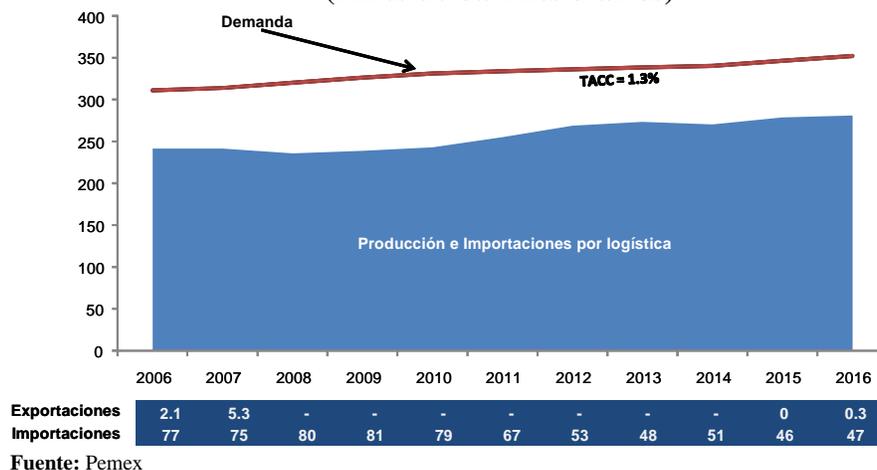
Fuente: Pemex

3.3.3 Balance de gas L.P.

El otro mercado en el que Pemex participa es el de gas L.P., combustible que proviene de la mezcla de propano y butano, y que constituye una de las principales fuentes de energía en el país.

La participación de las importaciones dentro del abasto nacional de gas L.P. ha aumentado. Mientras que en 1995 las importaciones representaron 13% de la oferta nacional, en 2007 representaron 24% de la oferta total. Lo anterior significó multiplicar ocho veces la factura de importación, al pasar de 239 millones de dólares en 1995, a 1,761 millones de dólares en 2007. Se espera que México continúe presentando un balance deficitario en este energético, con importaciones ligeramente crecientes.

Gráfica 3.3.4
BALANCE DE GAS L.P.
(Miles de barriles diarios)



3.3.4 Infraestructura adicional

En la medida en que se logre multiplicar la capacidad de ejecución en Pemex Exploración y Producción es previsible un aumento en la producción de gas en su estado natural. Para garantizar su procesamiento y satisfacer los requerimientos del mercado, será necesario adecuar y flexibilizar la infraestructura, así como incrementar la capacidad de proceso de Pemex Gas y Petroquímica Básica mediante los siguientes proyectos: 16 plantas criogénicas,⁵⁸ dos fraccionadoras, cuatro endulzadoras y cuatro recuperadoras de azufre. Asimismo, será necesario que terceros completen este esfuerzo en sus ámbitos de acción para el desarrollo de:

- Incremento en la capacidad de transporte e introducción de flexibilidad en el Sistema Nacional de Gasoductos
- Construcción de 10 estaciones de compresión y suscripción de acuerdos de expansión de capacidad de exportación.
- Incremento de la flexibilidad del sistema de transporte de gas L.P. (Proyecto Golfo-Norte, como reubicación de ductos y terminales con exposición de riesgo).

⁵⁸ Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas, separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

- Construcción de infraestructura de abasto de gas natural para incrementar la flexibilidad operativa, asegurar el suministro en las diversas regiones del país y dar redundancias al sistema (Gráfica 3.3.5).

Mapa 3.3.5
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL



3.4 Petroquímica

Pemex Petroquímica es el último de los eslabones en la cadena de negocios en los que participa Pemex. Su actividad fundamental es la producción de petroquímicos no básicos, derivados de la primera transformación del metano, etano, propano y naftas, de los que se obtienen productos como los polietilenos, el cloruro de vinilo y óxido de etileno, que a su vez son insumos utilizados por la planta productiva nacional para producir bienes tan diversos como bolsas de plástico, textiles, cosméticos, fertilizantes, pesticidas, resinas, fibras y hules sintéticos, solventes, jabones y detergentes, farmacéuticos, refrigerantes, aditivos, entre otros.

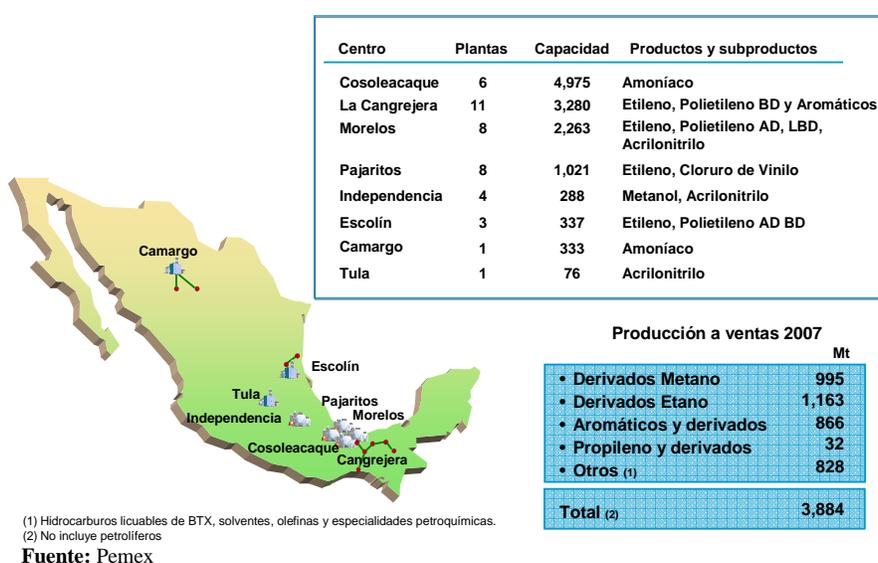
3.4.1 Infraestructura y retos

En 1996 se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, que estableció la distinción entre la petroquímica básica, reservada en exclusiva al Estado, y la hasta

entonces denominada secundaria, en la cual pueden participar los particulares. Este esquema de división es único en el mundo e introduce una serie de restricciones para el desarrollo de cadenas petroquímicas integradas.

Pemex Petroquímica cuenta con ocho complejos petroquímicos, con una capacidad instalada de 12.6 millones de toneladas de productos petroquímicos por año.

Cuadro 3.4.1
INFRAESTRUCTURA Y CAPACIDAD DE PROCESO
(Miles de toneladas)



Actualmente se tienen 16 plantas fuera de operación por falta de competitividad, de mercado o falta de materia prima, sin dejar de formar parte de los activos de Pemex Petroquímica. El cierre obedece a que su operación no genera ingresos suficientes para cubrir ni siquiera los costos variables. Por ello, Pemex Petroquímica debe enfocarse en mejorar su desempeño operativo para la elaboración de un grupo selecto de productos, y realizar inversiones y/o alianzas.

México, tiene una ventaja estructural en la cadena del etano, debido al alto contenido de líquidos en el gas. A partir de esto, se está impulsando el desarrollo de proyectos de inversión privada para la producción de petroquímicos no básicos a partir de

etano y gasolinas naturales, ofreciendo un contrato de suministro de largo plazo con fórmulas de precios financieramente viables vinculadas a los ciclos económicos que se presentan en este sector.

Por otro lado, para mejorar los resultados de la empresa, se han puesto en marcha proyectos de colaboración con empresas privadas, como el caso de la planta de acrilonitrilo en el Complejo Petroquímico Morelos, que se realizará de manera conjunta por Pemex Petroquímica y UNIGEL. Con el fin de mejorar sus resultados financieros, Pemex Petroquímica debe enfocarse a mejorar su desempeño operativo para la elaboración de un grupo selecto de productos, así como para realizar inversiones y/o alianzas en las cadenas rentables. Actualmente operan algunos complejos petroquímicos que reportan pérdidas en margen variable, por lo que es necesario evaluar su viabilidad.

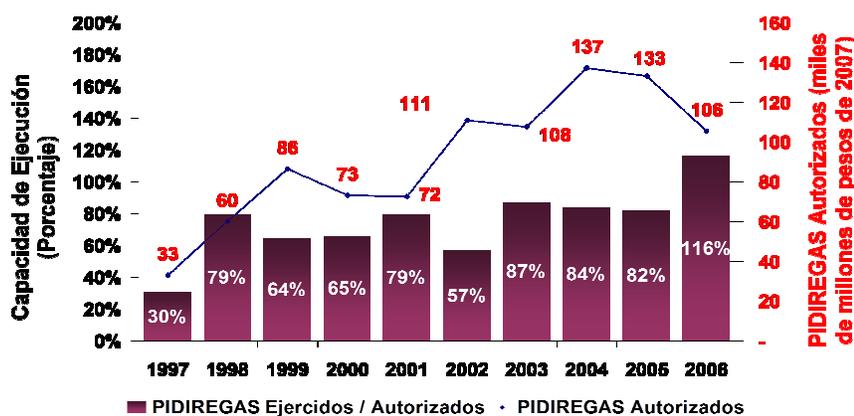
3.5 Capacidad de ejecución de Pemex

Petróleos Mexicanos enfrenta hoy una coyuntura compleja. Diversos factores constituyen restricciones para hacer frente a los retos futuros. Los principales factores están relacionados con la capacidad de ejecución de proyectos, gestión administrativa, selección y asimilación de tecnologías, y desarrollo de los recursos humanos.

Actualmente, Pemex enfrenta límites a su capacidad de ejecución. Lo anterior se agravará al pasar de un entorno en el que el número de proyectos administrados son reducidos, a uno en el que éstos deberán multiplicarse varias veces. Un ejemplo de la problemática que se enfrenta se desprende de la experiencia reciente para materializar incrementos en la inversión asignada a Pemex en el presupuesto. En este sentido, es pertinente señalar que tomó a Pemex prácticamente diez años ejercer el 100% de los recursos adicionales autorizados por concepto de Pidiregas.⁵⁹

⁵⁹ Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo de Inversión Directa y Condicionada.

Gráfica 3.5.1
EJECUCIÓN DE PIDIREGAS EN PEMEX



Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación, diversos años.

A estos límites, deben sumarse los retos de incrementar el número de proyectos, particularmente en exploración, producción y refinación, para reponer la declinación de la producción de crudo y reducir las brechas de importación de petrolíferos.

Pemex utiliza de manera intensiva a empresas de servicios a lo largo de toda la cadena productiva. No obstante, la normatividad vigente resulta sumamente restrictiva para que Pemex pueda allegarse el apoyo requerido para enfrentar los nuevos retos, con los niveles de desempeño y eficiencia deseados, particularmente para desarrollar los yacimientos en las aguas profundas del Golfo de México.

Aun suponiendo que el reto de ejecución pudiera ser superado por Pemex, realizar estas tareas por sí mismo, obligaría a destinar recursos cuantiosos a las actividades que requiere la exploración y explotación, así como la transformación de hidrocarburos, su transporte y almacenamiento, obligando al país a dejar de lado importantes inversiones en el sector social y de infraestructura. Lo anterior tendría, asimismo, incidencia en la disponibilidad de recursos para estados y municipios.

Por lo antes señalado, es condición necesaria permitirle a Pemex mayor flexibilidad para contratar terceros y así aprovechar su experiencia y capacidad. Se ha visto en el mundo cómo, mediante mecanismos de colaboración con empresas con

experiencia y habilidades complementarias, otras compañías estatales han enfrentado con éxito retos similares a los que tiene por delante Pemex.

En este sentido, es fundamental adecuar el marco regulatorio de Pemex para dotarlo de mecanismos ágiles y modernos para su operación. Ello implica, contar con un marco operativo y de gestión que le dé mayores facultades en la toma de decisiones en la contratación, de modo que se multiplique su capacidad de operación y ejecución y obtenga la mejor tecnología.

Lo anterior debe acompañarse de una planeación y administración adecuada de los recursos energéticos. Esto debe llevarse a cabo con una visión de largo plazo a partir de la definición y conducción, por parte de las autoridades, de una política energética que permita el aprovechamiento óptimo de los recursos petroleros del país, considerando el equilibrio entre producción e incorporación de reservas y optimizando la recuperación de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.

4 Retos ambientales y seguridad industrial

Para Pemex, la seguridad de sus trabajadores y la armonía con el medio ambiente de sus operaciones tienen un carácter central. Sin embargo, hay que reconocer que la industria petrolera trae consigo riesgos considerables, tanto para los trabajadores que laboran en ella, como para las comunidades en que se desarrollan sus actividades.

4.1 Protección ambiental

No obstante los avances en años recientes, el reto para alcanzar un desempeño ambiental conforme a estándares aceptables es aún considerable. Si bien entre 2001 y 2006 se alcanzó una reducción de 18% en las emisiones de óxidos de azufre (SOx) como resultado de la puesta en marcha de nuevas tecnologías de recuperación de azufre en el procesamiento del gas, en 2007 la emisión de estos compuestos repuntó 10% como consecuencia de la quema de gas. Actualmente, más de 50% de estas emisiones provienen de ineficiencias en la recuperación de azufre en las seis refinerías del país. En consecuencia, estas instalaciones están emplazadas para elevar su eficiencia de recuperación, actualmente por debajo de 80% en promedio, a 90% entre 2008 y 2010.

En materia de cambio climático, después de haber reducido marginalmente las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) entre 2001 y 2006, al igual que en el caso de óxido de azufre (SOx), la quema de gas provocó un incremento de casi 10% en las emisiones de este gas de efecto invernadero.

Del mismo modo, a pesar de haber alcanzado una reducción de 20% en el consumo de agua en el mismo periodo, debido a la entrada en operación de plantas de tratamiento de aguas en refinerías y centros petroquímicos, el agua reusada asciende sólo a 11% del consumo total, lo que representa aún una presión importante sobre el recurso hídrico de algunas cuencas críticas en el norte y centro del país.

En materia de suelos contaminados, se han restaurado 322 hectáreas de suelos afectados por la operación histórica de la empresa y por derrames en ductos, así como 483 presas contaminadas con residuos de la perforación de pozos entre 2003 y 2007⁶⁰. Actualmente quedan por restaurar poco más de 1,000 hectáreas y 147 presas.

A pesar de la tendencia favorable en la reducción de fugas y derrames, todavía se mantiene una alta frecuencia de los mismos (287 en 2007), principalmente en ductos de transporte y de recolección de crudo. Una parte de estas fugas y derrames responden a actos vandálicos.

Para atender los retos en esta materia, en 2007 Petróleos Mexicanos integró una estrategia de protección ambiental que busca orientar recursos a los aspectos más apremiantes en materia de reducción de emisiones a la atmósfera, en mitigación del cambio climático, en el uso racional del agua y en remediación de afectación de suelos y cuerpos de agua.

4.2 Seguridad industrial

En respuesta a diversos accidentes graves ocurridos en 1995 y 1996, Petróleos Mexicanos inició en 1997 la implantación de programas orientados a reducir los índices de frecuencia y gravedad de accidentes.

⁶⁰ Se toma 2003 como año base debido al cambio de metodología para la definición de afectaciones.

Gráfica 4.2.1
ÍNDICE DE FRECUENCIA PEMEX
 (Número de lesiones incapacitantes por cada millón de horas hombre trabajadas con exposición al riesgo)⁶¹



Fuente: Pemex

Como resultado, el índice de frecuencia de accidentes mostró mejoras entre 1996 y 2001 de manera consistente, llegando a ubicarse incluso por debajo de las referencias internacionales. Sin embargo, dicho índice repuntó en 2004. Como respuesta a esta problemática, en 2005 se inició la implantación del Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que permitió nuevamente continuar en la senda de la disminución del índice de accidentes.

El año 2007 fue difícil, con fuertes fluctuaciones mensuales en la accidentalidad. El índice de frecuencia para personal de Petróleos Mexicanos se ubicó en 0.59, comparado con 0.67 durante 2006. Dicho índice repuntó en octubre, al alcanzar 1.14, debido principalmente a tres accidentes en las actividades de exploración y producción: una intoxicación en la plataforma Ixtal-A, una reparación de fugas en el ducto Potrero-Naranjos, y la colisión de la plataforma Usumacinta. Otras áreas, como Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación y Pemex Petroquímica mantuvieron índices

⁶¹ SSPA: Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental.

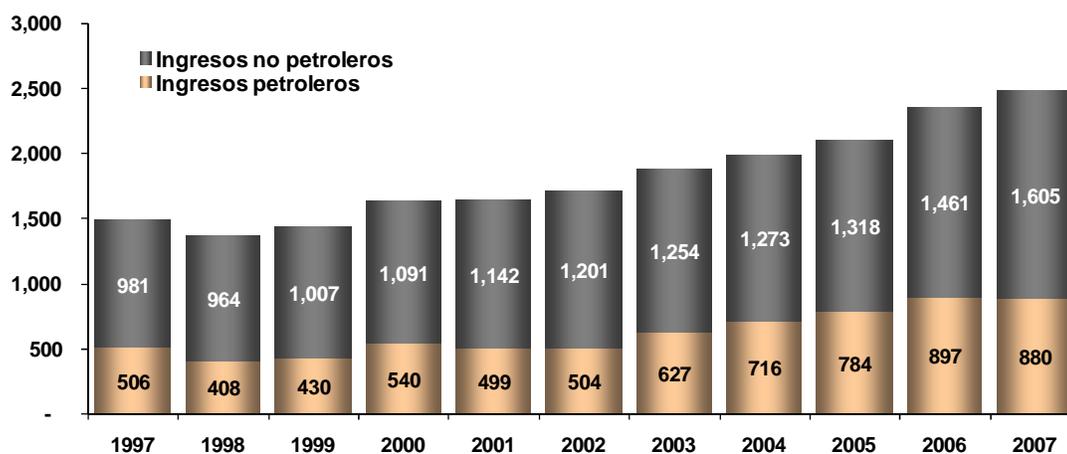
decrecientes respecto a otros años. Lamentablemente, en 2007 fallecieron dieciocho trabajadores de Pemex.

5 Situación financiera

Entre 2000 y 2007, las condiciones para la explotación de los recursos petroleros del país fueron extraordinarias, ya que Pemex experimentó costos de producción de hidrocarburos bajos (gracias al yacimiento Cantarell). Aunado a ello, y a pesar del inicio de la declinación en la producción de crudo en 2005, los precios observaron un comportamiento creciente. Como consecuencia, las aportaciones de Pemex a los ingresos presupuestales del sector público durante esos siete años fueron significativas.

En el futuro, debido a costos crecientes de desarrollo y explotación de los campos, niveles similares de producción generarían una contribución menor para la Federación, los estados y los municipios.

Gráfica 5.1
INGRESOS PRESUPUESTALES DEL SECTOR PÚBLICO
(Miles de millones de pesos de 2007)

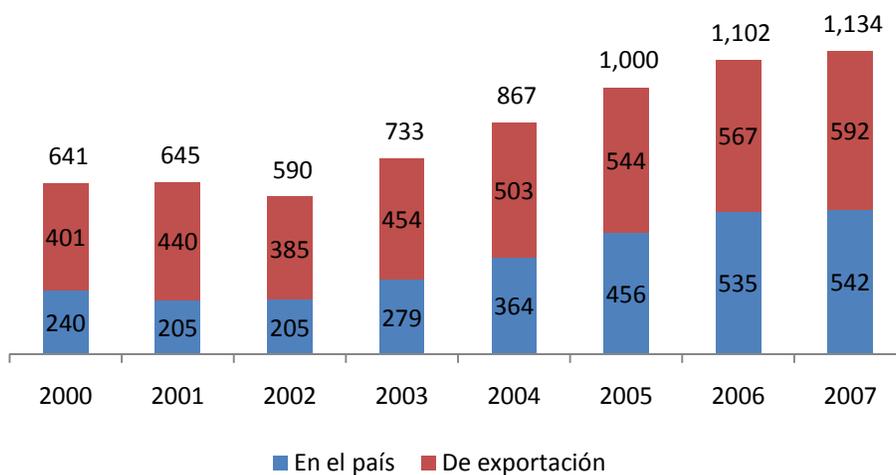


Fuente: SHCP

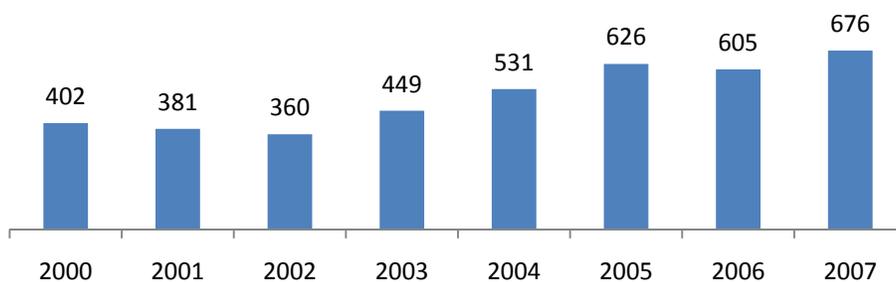
Como se señaló, a partir de 2005 inició la declinación en la producción de crudo. Sin embargo, debido a la tendencia al alza de los precios internacionales del crudo, los ingresos de Pemex alcanzaron un récord en 2007, cuando las ventas totales fueron de 104.5 miles de millones de dólares.

Gráfica 5.2
VENTAS Y PAGO DE IMPUESTOS, DERECHOS Y APROVECHAMIENTOS Y
PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN

Ventas
(Miles de millones de pesos de 2007)



Impuestos, derechos y aprovechamientos pagados
(Miles de millones de pesos de 2007)



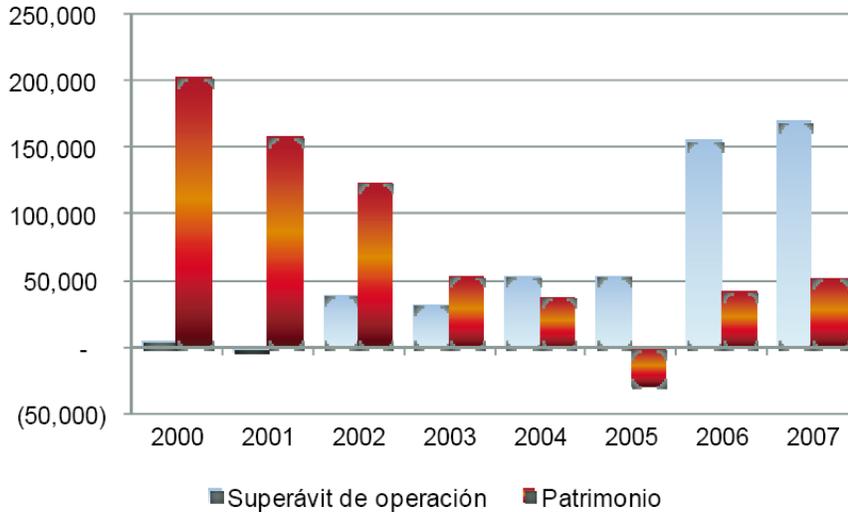
Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (Dólares por barril)							
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
24.79	18.67	21.37	24.78	31.05	42.71	53.04	61.66

Fuente: Estados financieros de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias elaborados conforme a Normas de Información Financiera disponibles en www.pemex.com.

Desde 1998, la empresa ha venido registrando pérdidas, con excepción de 2006. Estas pérdidas no son atribuibles necesariamente a la carga fiscal de Pemex, sino que obedecen en buena medida, a problemas de carácter operativo. Muestra de lo anterior es el crecimiento real en el costo de mano de obra entre 2000 y 2007, de 33.4% (4.2% en promedio cada año); el aumento en el pago de pensiones y jubilaciones de 75.5% (8.4% en promedio) y la expansión de otros gastos de de operación por 21.9% (2.9% en promedio).

El patrimonio, que en 1995 representaba 51% de los activos, ha ido disminuyendo. A diciembre de 2007 se ubicó en 51.8 miles de millones de pesos, equivalente a menos de 3.8% de los activos totales de Pemex. Sin embargo, derivado de las modificaciones al régimen fiscal y a la aplicación de ingresos excedentes, el Gobierno Federal ha capitalizado a la empresa con aproximadamente 144 miles de millones de pesos durante los últimos cuatro años, utilizando para esto, recursos de los fondos que para el efecto prevé el Presupuesto de Egresos de la Federación. Para 2008 se cuenta con 29 miles de millones de pesos adicionales, derivados de la reforma fiscal de 2007.

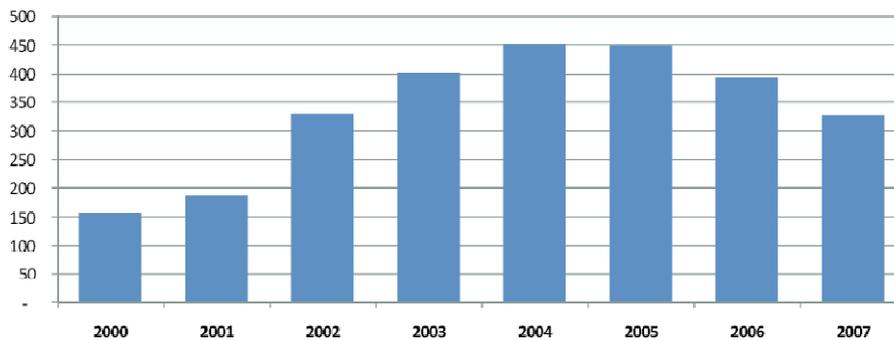
Gráfica 5.3
SUPERÁVIT DE OPERACIÓN Y PATRIMONIO DE PEMEX
 (Millones de pesos de 2007)



Fuente: Pemex

La mayor disponibilidad de recursos para Pemex, derivados del nuevo régimen fiscal, ha contribuido a disminuir su deuda neta (deuda bruta menos activos financieros) durante los últimos tres años, lo que redundará en menores requerimientos de amortización en el mediano plazo.

Gráfica 5.4
DEUDA NETA DE PEMEX
 (Millones de pesos de 2007)



Fuente: Pemex

Al interior de Pemex, los resultados por subsidiaria difieren sustancialmente, por lo que deben abordarse por separado. Vale la pena mencionar que la separación de Pemex

en subsidiarias facilita el seguimiento al desempeño financiero, la administración de activos –asociada a las líneas de negocio específicas, y permite que los organismos tengan incentivos para mejorar sus resultados operativos y financieros individuales. Además, contribuye a hacer más transparentes los precios interorganismos y desalienta los subsidios cruzados entre las líneas de negocio. A continuación se destacan los aspectos más relevantes de los resultados de cada subsidiaria.

Pemex Exploración y Producción. Debido a que extrae del subsuelo un producto que es de todos los mexicanos, este organismo genera la denominada *renta petrolera*⁶² y también absorbe la mayor parte de la carga fiscal de Pemex. En 2007, su rendimiento después de impuestos ascendió a 19.7 miles de millones de pesos. El régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción se modificó en 2005. Sin embargo, dicho cambio fue insuficiente para permitirle un financiamiento más sano de su inversión. Por tanto, a partir de 2008 se redefinió dicho régimen, lo que permitirá a Pemex contar con recursos propios adicionales de poco más de 29 miles de millones de pesos, monto que previsiblemente aumentará a 31.4 miles de millones de pesos en 2009 y a 42.6 miles de millones de pesos en 2012.

Pemex Gas y Petroquímica Básica. En 2007, Pemex Gas y Petroquímica Básica generó un rendimiento después de impuestos de casi 5 miles de millones de pesos, el cual es menor al de años pasados debido al subsidio al precio interno del gas L.P.⁶³ En 2007 el subsidio al gas L.P. representó más de 10 mil millones de pesos, monto que se anticipa aumentará sustancialmente durante 2008.

Por otro lado, ***Pemex Refinación y Pemex Petroquímica*** han generado pérdidas muy importantes, desde 1992, año a partir del cual se cuenta con información desagregada por línea de negocio. En 2007 Pemex Refinación generó pérdidas antes de impuestos por 45,829 millones de pesos y Pemex Petroquímica por 14,758. Estos

⁶² La renta petrolera está constituida por la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de mercado internacional, menos los costos de extracción eficientes.

⁶³ El subsidio otorgado al gas L.P. es reflejado en el rendimiento neto de Pemex Gas y Petroquímica Básica y se origina por la diferencia entre el precio al público y precio al que Pemex podría venderlo con base en la referencia internacional.

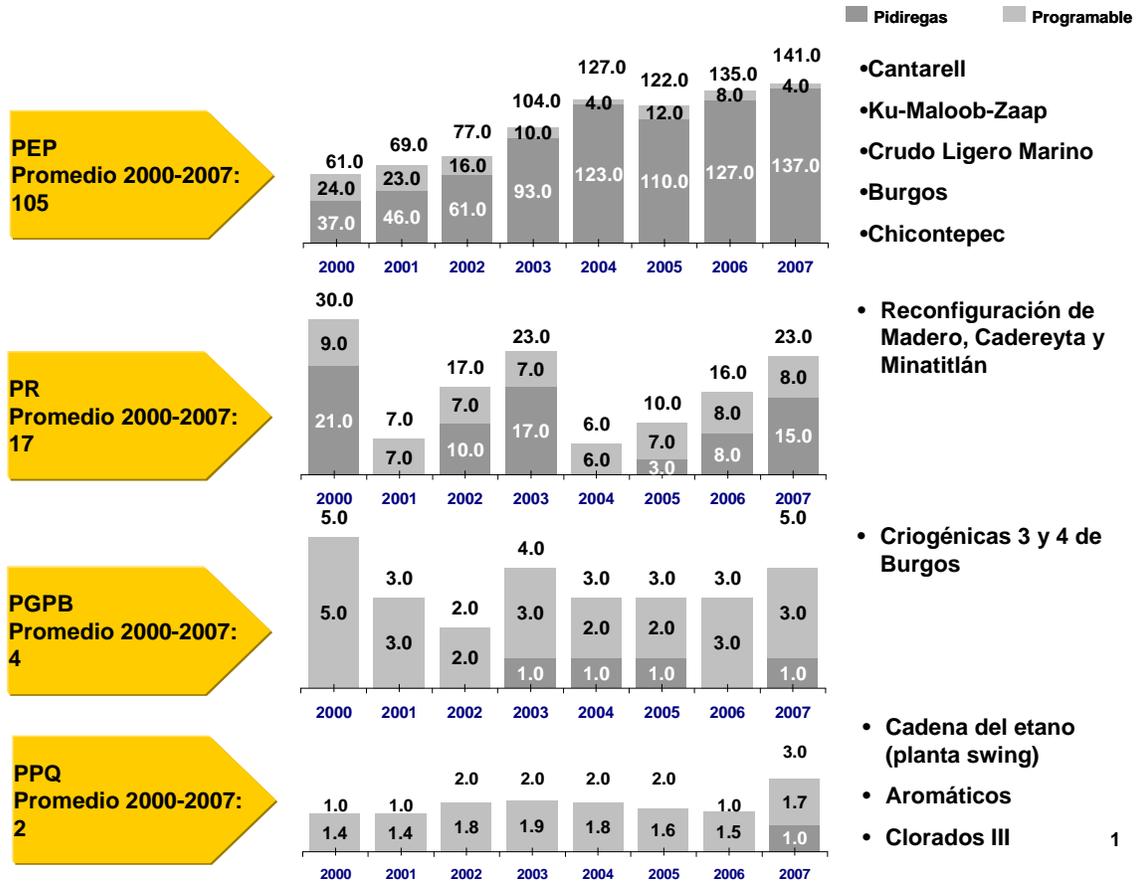
resultados derivan principalmente de sus altos costos de operación. En ese sentido, ambos organismos están sujetos a un régimen impositivo comparable al del impuesto sobre la renta (tasa de 30% en 2007), y los precios que pagan por los insumos son los mismos que los de exportación, lo que las coloca en condiciones similares al resto de las empresas de su ramo. A pesar de ello, ambos organismos presentan importantes brechas operativas en comparación con empresas internacionales.

Los resultados financieros de los organismos, y por tanto los de Pemex en su conjunto, no permiten tener una estructura financiera apropiada, que haga sustentable a la empresa. Las prácticas operativas actuales presentan oportunidades de mejora importantes.

5.1 Financiamiento de la inversión

Pemex enfrenta necesidades crecientes de gasto de operación e inversión. Por ello, es relevante abordar la problemática del financiamiento de los proyectos de inversión, debido al elevado nivel de apalancamiento de la empresa.

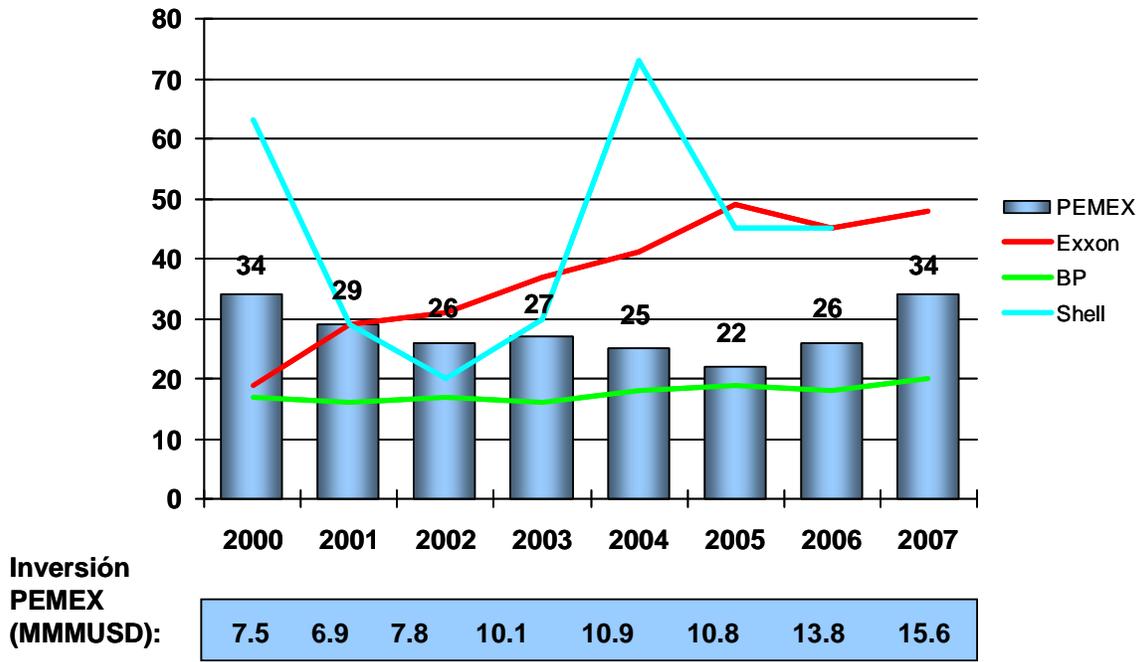
Gráfica 5.5
INVERSIÓN FÍSICA 2000-2007
 (Miles de millones de pesos de 2007)



Fuente: Pemex

Un porcentaje importante de las inversiones que se han realizado durante los últimos siete años se ha financiado mediante la colocación de bonos en los mercados financieros. Este hecho se refleja en el apalancamiento de la inversión física, es decir, en el porcentaje de dicha inversión que se financia con deuda.

Gráfica 5.6
APALANCAMIENTO DE LA INVERSIÓN
(%)

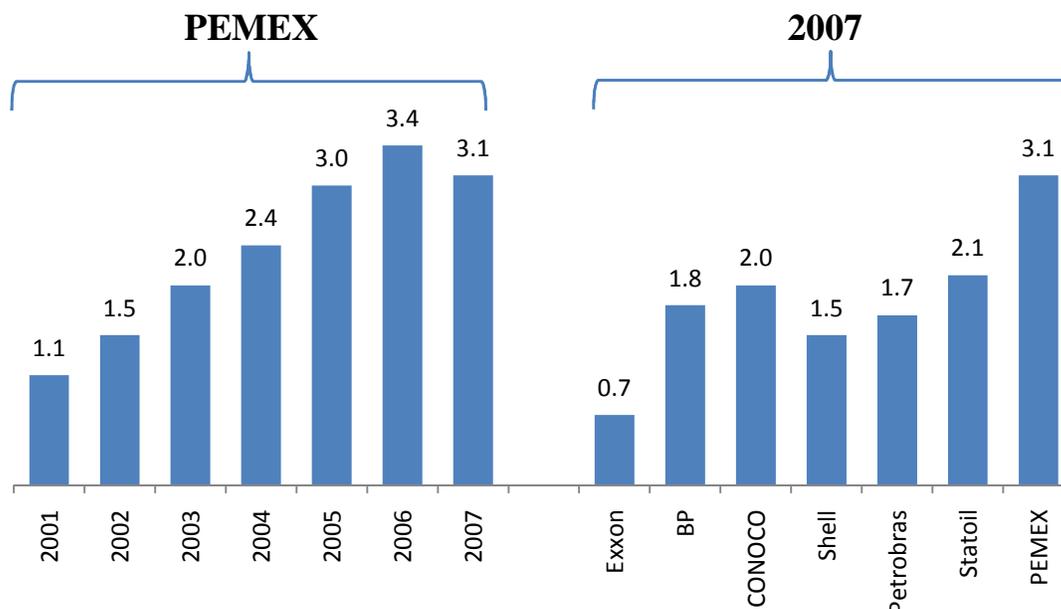


Fuente: Pemex

Por otra parte, mientras que el activo de Pemex ascendió en 2007 a 1,311.1 miles de millones de pesos, los pasivos totales sumaron 1,279.3, lo que implica una relación pasivo-activo de 96%.

En la gráfica siguiente se observa el nivel de endeudamiento de Pemex en términos de reservas, respecto a otras empresas en el mundo.

Gráfica 5.7
DEUDA TOTAL / RESERVAS PROBADAS (1P)
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Estados financieros de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias elaborados conforme a Normas de Información Financiera y reportes de reservas de hidrocarburos disponibles en www.pemex.com.

Por tanto, uno de los retos de Pemex es mejorar la estructura de financiamiento de la inversión: más recursos propios y menos endeudamiento. Ello deberá complementarse con inversiones de terceros en aquellas áreas de la industria petrolera no reservadas al Estado.

Adicionalmente, Pemex enfrenta un cuantioso pasivo laboral, que no está fondeado, y que crece con velocidad. Si bien esta problemática no es exclusiva de la empresa toda vez que atañe a la totalidad del sector público, constituye uno de los principales desafíos para el futuro del organismo.

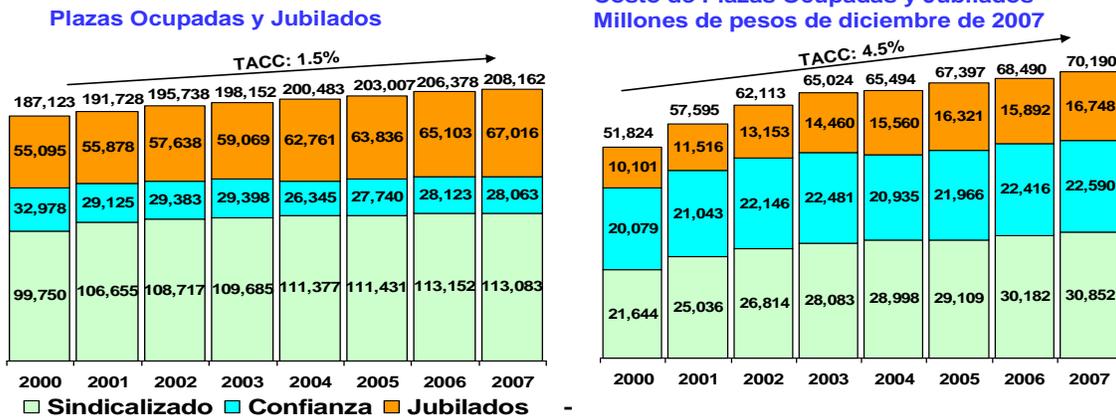
5.2 Situación en materia de pensiones

Al cierre de 2007, el pasivo laboral de la empresa ascendió a 528 miles de millones de pesos.⁶⁴ Dicha cantidad representa aproximadamente 5.4% del Producto

⁶⁴ Con base en obligaciones por beneficios proyectados (OBP).

Interno Bruto, monto superior a la deuda total consolidada por concepto de Pidiregas para el mismo año. Para cubrir las obligaciones de 75 mil pensionados (jubilados y derivadas post mortem), en 2007 Pemex erogó 16,748 millones de pesos, cantidad equivalente a 30% de la nómina de los trabajadores activos.

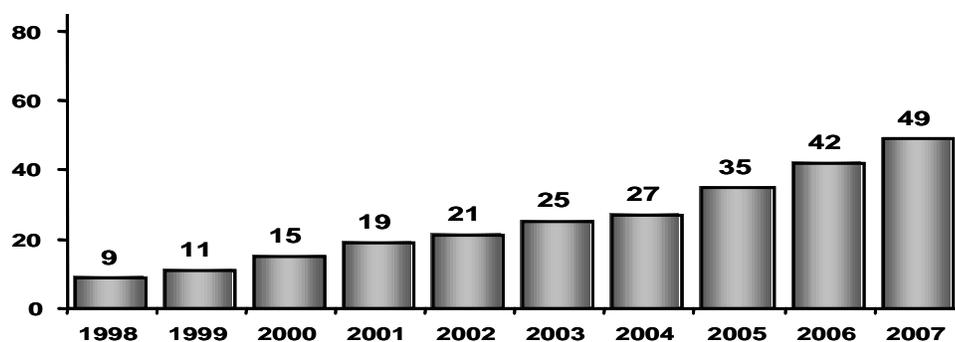
Gráfica 5.8
PLAZAS OCUPADAS
(Costo y número)



TACC: tasa anual de crecimiento compuesta
Fuente: Pemex

Sin embargo, el aspecto más preocupante es el ritmo al que crecen dichas obligaciones. Durante los últimos cinco años la tasa anual de crecimiento promedio fue de 14%.

Grafica 5.9
RESERVA LABORAL (NO FONDEADA)
 (Miles de millones de dólares)



Fuente: Estados financieros de Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias elaborados conforme a Normas de Información Financiera disponibles en www.pemex.com.

El pasivo laboral que enfrenta Pemex actualmente obliga a reducir costos, así como a adecuar el sistema de pensiones, para evitar que continúe el deterioro de su patrimonio y para garantizar plenamente los legítimos derechos de los trabajadores.

5.3 Renta petrolera

La renta petrolera está constituida por la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de mercado internacional, menos los costos de extracción eficientes.

En la práctica, la renta petrolera puede aproximarse, de manera muy amplia, con el rendimiento de operación (antes de impuestos derechos y aprovechamientos) de la empresa, es decir, con los ingresos totales menos los gastos y costos asociados a la operación, que en 2007 totalizó, de acuerdo con cifras preliminares, 589,572 millones de pesos.

El uso de dichos recursos se distribuye entre una diversidad de agentes e instancias. En ese sentido, la renta petrolera generada por la operación de Pemex es muy relevante para la economía y para un sinnúmero de agentes:

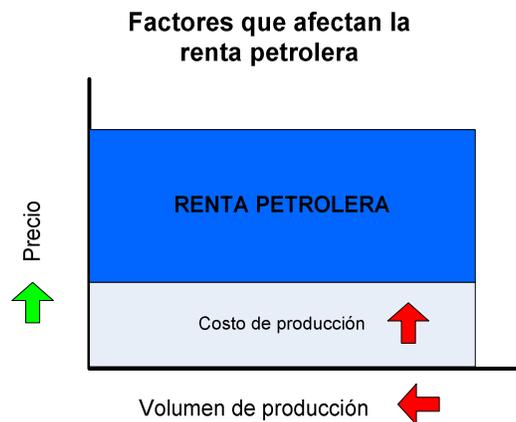
- Para el Ejecutivo Federal es de fundamental importancia, pues recauda montos considerables a partir de estas actividades para financiar el gasto público;
- Para la estabilidad de la economía mexicana, pues gracias a la operación de Pemex, el Banco de México ha podido acumular reservas internacionales, en buena medida asociadas a los ingresos por exportación de crudo, que han permitido apuntalar el tipo de cambio y la estabilidad de precios;
- Para el sector productivo, que participa como proveedor para Pemex de bienes y servicios muy diversos, o como contratista en los proyectos de inversión de la empresa.
- Para los gobiernos estatales y municipales, pues les significa recaudación de impuestos, derrama económica directa, además de donativos y donaciones en efectivo y en especie por parte de Pemex.
- Para las comunidades donde se encuentran las instalaciones petroleras, pues se generan tanto oportunidades de empleo como de negocio para la población local.
- En última instancia, y en virtud del arreglo institucional relativo al manejo de la renta petrolera en México, ésta es sumamente relevante para la totalidad de la población que, de una u otra manera, participa de las obras y programas gubernamentales financiados con recursos provenientes de la explotación de los hidrocarburos.

A pesar de la bonanza en los precios del crudo experimentada en años recientes, la estabilidad y permanencia de la renta petrolera enfrenta retos importantes para los próximos años, aun suponiendo precios elevados de hidrocarburos. Entre los factores que amenazan la continuidad de la renta petrolera en el futuro se encuentran:

- *Los costos de extracción aumentan sustancialmente.* Los costos de producción en Cantarell se elevan a medida que el yacimiento declina. Además, los nuevos yacimientos enfrentan condiciones geológicas y técnicas que permiten estimar que el costo de extracción general se elevará en forma importante durante los próximos años.

- *La falta de cambios que permitan a Pemex multiplicar su capacidad de ejecución.* Pemex requiere multiplicar su capacidad de ejecución si se desea mantener su plataforma de producción, debido a la reducción de los yacimientos de fácil acceso y a la complejidad de los nuevos campos a los que habrá de recurrirse. Si no se logra dar a Pemex los instrumentos para incrementar en varias veces las actividades que debe realizar en sus tareas de exploración y producción, los volúmenes producidos disminuirían sustancialmente, lo que redundaría en una reducción de la renta petrolera obtenida por el Estado mexicano.

Gráfica 5.10 RENTA PETROLERA



Fuente: Pemex

La política energética debe orientarse a maximizar el valor de la renta petrolera en el largo plazo, incidiendo sobre los factores que la determinan. En ese sentido, es recomendable instrumentar las políticas necesarias para ampliar o mantener la plataforma de producción y para mantener los costos lo más bajos posibles. Por ello, el desarrollo de las nuevas capacidades de ejecución de Pemex debe encontrar dirección en la definición de la política energética por parte del Estado.

La Nación demanda una planeación y administración adecuada de los recursos energéticos. Ello se debe llevar a cabo con una visión de largo plazo a partir de la definición y conducción, por parte de las autoridades, de una política energética que

permita el aprovechamiento óptimo de los recursos petroleros de la Nación, considerando el equilibrio entre producción e incorporación de reservas y optimizando la recuperación de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.

Una conducción adecuada de la política energética significa, asimismo, dotar al país de las herramientas para prepararlo para la transición gradual hacia fuentes energéticas renovables, más amigables con el medio ambiente y compatibles con un crecimiento económico sustentable.

Por eso, es indispensable fortalecer a la autoridad reguladora, precisando sus atribuciones y dando mayor claridad a sus objetivos. Al mismo tiempo, es necesario dotar a la autoridad de instrumentos efectivos para la realización de su labor, lo que implica fortalecer su capital humano y sus atribuciones regulatorias y de planeación.

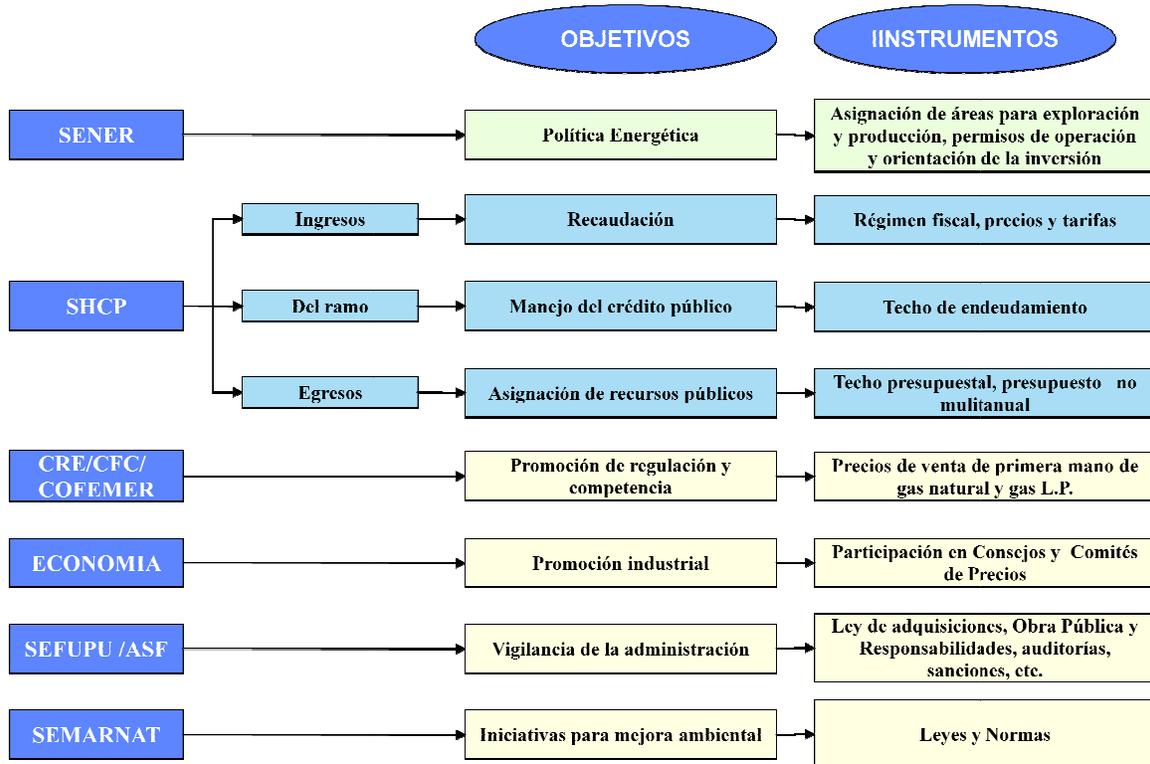
6 Regulación, gobierno corporativo y transparencia

6.1 Regulación

Para desarrollar sus actividades, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios requieren adquirir importantes volúmenes de insumos, refacciones, productos y contratación de servicios, así como ejecutar proyectos de infraestructura de gran magnitud y complejidad, provenientes tanto del mercado nacional, como de mercados internacionales altamente especializados, en algunos sectores muy competidos y en otros sujetos a condiciones sumamente restrictivas.

Al mismo tiempo, Pemex está sujeto a un marco regulatorio que resulta de la combinación de diversas políticas públicas del Gobierno Federal, por medio de sus secretarías de Estado y otras instancias regulatorias, situación similar a la prevaleciente en otros países.

Cuadro 6.1.1
MARCO REGULATORIO



A nivel internacional, las empresas han venido abandonando los modelos presupuestarios rígidos y están estableciendo presupuestos móviles (“rolling forecast”), que permiten a las organizaciones adaptarse a las necesidades del entorno.

En Pemex no existe un vínculo directo entre la generación de ingresos, particularmente de ingresos excedentes, y las necesidades de gasto. Los proyectos que planea llevar a cabo la empresa, se sujetan a calendarios anuales, dentro del marco presupuestario del Gobierno Federal, conforme al cual, el tiempo requerido para hacer modificaciones al gasto puede ser superior a un año, ya que Pemex tiene que enviar su cartera de inversión a la SHCP en mayo del año previo al Presupuesto de Egresos de la Federación. El efecto final es que la empresa no tiene toda la flexibilidad deseada para responder ante variaciones del mercado.

En contraste, durante las últimas décadas, gracias a las tecnologías de información y ante la necesidad de atender más eficientemente a sus clientes, las empresas internacionales han adoptado mecanismos de presupuesto más dinámicos, que les permiten responder con más flexibilidad y rapidez a las necesidades del mercado.

En lo relativo a los procesos de adquisición y contratación de obra, la legislación actual está más enfocada a la documentación de los procedimientos de adquisición de bienes y servicios, que a la obtención de las mejores condiciones para dichas contrataciones. Por otra parte, la normatividad mediante la cual Pemex contrata obra pública y servicios relacionados con la misma, es compleja. En obra pública, las características precisas de un proyecto grande y complejo son muy difíciles de especificar de antemano; existen diversas fuentes de incertidumbre que no se resuelven hasta que el proyecto ha avanzado. Por ejemplo, al plantearse la reconfiguración de una refinería, se van identificando problemas imposibles de anticipar al inicio del proyecto, y la normatividad vigente exige que todas las características de un proyecto sean previamente definidas. Esta situación se exagera en operaciones en aguas profundas, donde la incertidumbre es la regla.

Además, las restricciones existentes por leyes de obra pública, adquisiciones y servicios, restan eficiencia a la toma de decisiones al interior de Pemex, ya que se traducen en numerosos trámites en el proceso de contratación, que aumentan los costos administrativos para la empresa y que, sobre todo, le restan capacidad de respuesta con oportunidad. Además, existe un costo asociado a lo que la empresa deja de producir por no poder responder oportunamente a las necesidades operativas.

Por ello, se deben incorporar esquemas que permitan dotar de mayor capacidad de respuesta a Pemex y cumplir con los principios de eficiencia, eficacia, economía, imparcialidad y honradez.

En cuanto a la fiscalización, ésta se ha enfocado a un seguimiento escrupuloso de los procedimientos, que aunado a un marco jurídico restrictivo, ha derivado en lentitud

operativa y en incertidumbre para los servidores públicos. Una normatividad más flexible, que reconozca las necesidades de la industria en sus contrataciones y un sistema de control que acompañe a la operación con un sentido propositivo y productivo, serían indispensables para cumplir con eficiencia, eficacia y transparencia los retos en producción, seguridad y protección ambiental de Pemex. Lo anterior sin descuidar el combate frontal a la corrupción, que debe continuar como pilar de la fiscalización en este organismo, dada la amplitud de los espacios que aún persisten para las prácticas irregulares.

En esta materia, también es necesario coordinar las actividades de las dependencias y auditores externos para crear sinergias y evitar duplicidad de funciones.

6.2 Gobierno corporativo

El arreglo corporativo que tiene la empresa actualmente, no logra hacer del todo efectiva la rendición de cuentas, ni asegura que las decisiones se orienten en todo momento la creación de valor.

Las razones expuestas en la sección previa plantean la necesidad de un esquema más flexible en la operación y en los procesos de toma de decisiones en Pemex. Sin embargo, es imprescindible ligar este esquema a un arreglo corporativo que promueva la honradez, la imparcialidad y la transparencia en todas sus actividades. Esto sólo será posible en la medida en que se propicie que la empresa opere de acuerdo con mejores prácticas de gobierno corporativo, con mecanismos que establezcan una rendición de cuentas adecuada y que fortalezcan la transparencia.

Para hacer de Pemex una empresa eficiente, que rinda cuentas a la sociedad en forma adecuada y con capacidad de respuesta a su entorno, es necesario mejorar su gobierno corporativo. En esencia, se requiere incorporar mecanismos que le permitan operar con mayor autonomía de gestión, plena transparencia y rendición de cuentas de

sus acciones, así como con apego a las mejores prácticas administrativas a nivel mundial. Para lograr dichos objetivos, es indispensable fortalecer al Consejo de Administración.

El fortalecimiento del Consejo de Administración requiere definiciones sobre las funciones propias del Consejo y los alcances de sus decisiones. Significa que el Consejo pueda tener un mayor nivel de decisión sobre estructuras de recursos humanos y niveles salariales y sobre los presupuestos, así como sobre modalidades de contratación de obra pública y suministros. También es necesario definir claramente las responsabilidades de los consejeros, con el objeto de que al asumir ese papel, su función principal sea velar por el desempeño del organismo y maximizar su valor a favor de los mexicanos.

Además, es necesario ordenar los mecanismos de fiscalización de la empresa para asegurar que se alinean con el propósito de maximizar valor en beneficio de los mexicanos.

6.3 Transparencia

La ciudadanía relaciona a Petróleos Mexicanos con problemas de corrupción y opacidad. Por ello, mejorar la transparencia y la rendición de cuentas de sus actividades es un asunto central.

La política de transparencia está basada en dos objetivos principales: primero, institucionalizar la transparencia en la empresa y, segundo, proporcionar más y mejor información a la ciudadanía. Para alcanzar dichos objetivos, están en curso diversas acciones que abarcan las distintas áreas de la empresa. Sin embargo, aún existen temas pendientes que deben atenderse de manera prioritaria.

Pemex publica un reporte mensual de sus resultados operativos, donde se incluye la producción de hidrocarburos y derivados, así como el valor y volumen de las ventas internas y externas, entre otros. Adicionalmente, se publica --en forma mensual- el reporte de seguimiento presupuestal, el cual contiene información sobre el gasto de inversión y de operación (Pidiriegas y Programable).

La información financiera de Pemex es pública. El “Reporte de Resultados Financieros” se publica trimestralmente. Cada año se publican los “Estados Financieros Consolidados”, información acerca de los resultados financieros dictaminada por auditores externos.

Adicionalmente, Pemex publica *anualmente* los siguientes reportes:

- Informe Anual
- Anuario Estadístico
- Informe de Desarrollo Sustentable
- Reservas de Hidrocarburos
- Memoria de Labores
- Informe Estadístico de Labores
- Contrato Colectivo de Trabajo (cada dos años)

Están en curso diversos trabajos para instrumentar criterios internacionales de mercados financieros en los procesos relevantes de la empresa, lo cual fortalecerá la transparencia de sus actividades y obligará a tener reportes más precisos para los mercados financieros y la población en general. Por ello, toda la información financiera relevante de la empresa para los mercados internacionales, ahora se traduce al español.

Además, en 2007 se aprobaron nuevos lineamientos para los donativos y donaciones que hace la empresa. Estos lineamientos permitirán una asignación más transparente de los recursos y sujetan las donaciones a un proceso más riguroso de fiscalización y rendición de cuentas. La distribución e informes de seguimiento de los donativos y donaciones se publican en la página de internet.

Del mismo modo, Pemex está realizando esfuerzos por publicitar todas sus licitaciones en su página de Internet, para garantizar mejores condiciones de acceso para todos los participantes, e informar oportunamente de los fallos. Asimismo, testigos sociales participan en cada vez más licitaciones, particularmente en las de mayor monto.

A partir de 2007 se generalizó el uso de la bitácora electrónica para las inversiones y el testigo electrónico para las licitaciones.

No obstante los avances, Pemex necesita dotar de mayor información sobre sus actividades a la sociedad.

Por su parte, en materia de rendición de cuentas, el Consejo de Administración está conformando un Comité de Auditoría Independiente (CAI), en línea con las mejores prácticas de gobierno corporativo. Dicho comité ayudará a incrementar la transparencia y la rendición de cuentas de las decisiones de la empresa.

Adicionalmente, es necesario introducir mecanismos que permitan a los mexicanos dar pleno seguimiento al comportamiento de la empresa, propiciado así una efectiva rendición de cuentas que se traduzca en un incentivo para que Pemex mejore sus resultados.

En conclusión, si bien se han venido realizando importantes esfuerzos en materia de transparencia y rendición de cuentas, no cabe duda que en la nueva etapa a la que ha de transitar Pemex para atender los desafíos históricos que enfrenta, el diseño de mejores y novedosos esquemas en estas materias, será crucial para modernizar a la empresa y hacer de ésta un ejemplo de eficiencia y productividad.

7 Conclusiones

México enfrenta retos sin precedentes en el sector energético. No obstante, está al alcance del país la oportunidad de tomar las decisiones que hagan de éste una verdadera palanca de desarrollo, para traer prosperidad a los mexicanos. Es fundamental convertir la gran riqueza petrolera que tiene México, en crecimiento económico y en recursos para acelerar el combate a la pobreza, dotar a la población de mejores estándares en materia de salud y educación, crear la infraestructura pública a la velocidad que lo demanda la sociedad para elevar la competitividad del país, y con ello construir un círculo virtuoso hacia mejores condiciones de vida.

Se estima que en el periodo 2008-2025 el incremento en la inversión, el abatimiento de las importaciones, la reversión en la caída de la producción de crudo, el aumento en la producción de derivados, así como el efecto de lo anterior en un mayor nivel de gasto público, permitirían generar en conjunto un impulso significativo al crecimiento del PIB y a los empleos, tanto directos, como a los asociados a las actividades que proveen de bienes y servicios a la industria. Así, de impulsarse un cambio integral en la industria petrolera nacional, se anticipa que la economía crecería por encima de la proyección prevista para los próximos años.

El propósito debe ser un Pemex fuerte, que le permita retomar a México el lugar que le corresponde como potencia petrolera en el mundo. Un Pemex que ofrezca una provisión más segura y más eficiente de insumos energéticos; que pueda incrementar, y de manera acelerada, las reservas de hidrocarburos, a partir de la riqueza todavía presente en tierra y en aguas someras, y de la riqueza en aguas profundas; un Pemex moderno, competitivo y eficiente.

Para lograr lo anterior, es necesario hacer una revisión integral al marco que regula la industria petrolera estatal partiendo de las siguientes premisas.

- a) El Petróleo es y seguirá siendo de los mexicanos;
- b) Se fortalece la rectoría del Estado sobre sus recursos energéticos; y
- c) No se privatiza Pemex, ni sus activos o infraestructura.

|

Por la relevancia del tema energético, es fundamental que los cambios que habrán de realizarse, surjan de un amplio debate de todos los miembros de la sociedad. Para aportar a ese debate, se hacen los siguientes planteamientos.

- Adecuar el marco regulatorio al que se sujeta Pemex para dotarlo de mecanismos ágiles y modernos para su operación.
 - Establecer un marco operativo y de gestión que le dé mayores facultades en la toma de decisiones y en la contratación, de modo que se multiplique

su capacidad de operación y ejecución y pueda acceder a la tecnología más eficiente.

- Otorgar a la empresa una mayor autonomía de gestión, adecuando la regulación presupuestaria, de endeudamiento y fiscal a que está sujeta.
- Contar con herramientas que posibiliten una mayor seguridad industrial y un menor impacto ambiental.
- Asegurar que la flexibilidad operativa vaya acompañada de una mayor transparencia, así como de un incremento en la eficiencia y productividad.
 - Incorporar cambios en su gobierno corporativo que le den una estructura más adecuada y refuercen su mandato de obtener la mayor renta posible para la Nación.
- Consolidar a Pemex como una empresa de todos los mexicanos, propiciando que provea información con absoluta transparencia y que los mexicanos puedan dar seguimiento pleno al comportamiento de la empresa, promoviendo así una verdadera rendición de cuentas.
- Impulsar un nuevo modelo de control y fiscalización que erradique la corrupción, pero que al mismo tiempo no obstaculice el trabajo y se enfoque a la obtención de resultados.
- Fortalecer a la autoridad reguladora, para que la conducción en el aprovechamiento de los recursos petroleros de la Nación privilegie el equilibrio entre producción e incorporación de reservas y maximice la recuperación de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo. Lo anterior, precisando sus atribuciones, dando mayor claridad a sus objetivos y reforzando sus recursos humanos, lo que contribuirá a dar plena integralidad a la revisión del marco jurídico que rige a la industria petrolera nacional.

Todas las advertencias y notas precautorias utilizadas por Petróleos Mexicanos aplican a este documento (para cualquier aclaración, favor de consultar la página de Internet de Pemex en www.pemex.com/notaprecautoria).