

Atrapados en el pasado:
el sector de hidrocarburos
en México

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: el sector de hidrocarburos en México

Mensajes principales

1. Potencial de hidrocarburos

- México tiene reservas totales (3P) por más de 43 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).
- Los recursos no convencionales son superiores a los 60 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- México ocupa el cuarto lugar mundial en recursos prospectivos de lutitas de acuerdo con la Agencia de Información de Energía de EUA (EIA).
- Explotar los nuevos recursos es más costoso, de mayor riesgo y son más complejos de identificar y extraer. Lo cual es incosteable para una sola empresa.
- Desarrollar el potencial de lutitas implica inversiones por casi nueve veces el presupuesto anual de Pemex.

2. Reservas y producción de crudo

- Las reservas probadas de gas y petróleo han caído 41% en los últimos diez años.
- Desde 2004, la producción de Cantarell se ha reducido en 835 mil barriles diarios, una disminución de 85%.
- Las reservas totales (3P) han caído 21% desde 2001, mientras que las probadas (1P) han caído 41%.
- En los últimos diez años, el costo de producción de Pemex se incrementó 120%.

3. En el sector de gas

- La demanda de gas natural crece 5.6% al año.
- Las plantas de ciclo combinado de CFE constituyen la mayor parte de la demanda.
- La producción de gas no es suficiente y ha caído 14% en los últimos cuatro años.

- Las importaciones de gas natural han crecido 386% desde 2001.
- Los escenarios de precios bajos hacen que los proyectos únicamente de gas no sean rentables. Sólo cuando se consideran los líquidos del gas, los proyectos se hacen rentables.
- El Sistema Nacional de Gasoductos opera cerca de su capacidad máxima.
- La infraestructura creció en torno a la demanda de gas de la CFE. La nueva infraestructura a cargo de Pemex sólo resuelve las necesidades de Pemex.
- En comparación con el resto de Norteamérica, los precios de gas en México no son competitivos.
- Las importaciones de gas no han resuelto el problema por la falta de capacidad del Sistema Nacional de Gasoductos.
- Las alertas críticas de gas han aumentado debido a la falta de suministro y los cuellos de botella en el Sistema Nacional de Gasoductos.
- La integración con el mercado de energía de Norteamérica se dificulta debido a la falta de inversión sistemática en infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos.
- La falta de certidumbre en el abasto y los precios del gas reducen la competitividad de México.

4. En el sector de refinación

- En México se importa uno de cada dos litros de gasolina, al igual que el 20% de los petrolíferos.
- Los consumidores no pagan el costo real de importar o producir nacionalmente gasolinas. En 2012 el subsidio a la gasolina fue de 222,751 mdp, que representa la mitad del gasto programable de Pemex en 2012 ó 70 veces el presupuesto destinado a SENER en el mismo año.
- El petróleo que se refina es cada vez más pesado y produce menos refinados.

5. El Estado y Pemex

- La Nación es y deberá seguir siendo la única dueña original de los hidrocarburos.
- La decisión de concentrar en una sola empresa la tarea de explotar la riqueza petrolera del país ha derivado en un operador que, por su tamaño y complejidad, es muy difícil de controlar y administrar eficazmente.
- A Pemex sólo le está permitido trabajar con contratistas que pres- tan bienes y servicios.
- El operador gana por los hidrocarburos producidos, mientras que el contratista gana entre más se usen sus equipos.
- El operador asume todo el riesgo. El contratista no asume riesgo alguno sino que recibe un pago por tarifa.
- El diseño institucional del sector no permite aprovechar las oportu- nidades de tecnología y operación que existen a nivel interna- cional.

6. Régimen Fiscal

- Pemex aporta en promedio 34% de los ingresos del Gobierno fede- ral cada año.
- El régimen fiscal de Pemex asegura recursos para el Estado en el corto plazo a costa de la viabilidad financiera y operativa de la empresa en el tiempo.
- El régimen fiscal de Pemex no es competitivo internacionalmente.

Introducción

El modelo institucional que históricamente ha regido a la industria ener- gética mexicana ha materializado la propiedad del Estado sobre los re- cursos del subsuelo a través de la operación de una única empresa. Este modelo no permite aprovechar los beneficios de la revolución tecnológica que vive el sector de hidrocarburos en el mundo. Extraer petróleo nunca ha sido fácil, y como explicamos en el capítulo anterior, la tecnología y el talento son determinantes para el éxito o fracaso en la explotación de los recursos.

El mundo cuenta con reservas de hidrocarburos muy amplias. Sin em- bargo, la complejidad de los nuevos yacimientos hace que se requieran niveles crecientes de inversión, tecnología y talento. Actualmente, estos tres factores son mucho más escasos que los recursos mismos. Esta situación obliga a los países con recursos de hidrocarburos a competir entre sí para atraer inversión, tecnología y talento.

Antes de proponer cambios a las reglas del juego del sector de hidrocar- buros mexicano, es importante entender cómo funciona, qué áreas deben mejorarse y en qué sentido hacerlo. Por lo tanto, en este capítulo se dis- cute el potencial de México en hidrocarburos, se analizan los principales indicadores del sector y las condiciones que impactan en la operación de Pemex.

3.1 El potencial de México en hidrocarburos

El potencial de hidrocarburos de México se concentra tanto en reservas como en recursos prospectivos. Los recursos prospectivos se dividen en siete cuencas ubicadas en la parte oriental del país. La mayor parte de ellas son colindantes o están dentro del Golfo de México. En este sentido, en 2012 se dio el primer descubrimiento de aceite en aguas profundas en el Golfo de México¹ (Proyecto Área Perdido).²

1. Pemex (2012). *Prospectiva de petróleo crudo 2012-2016*.

2. Estos yacimientos son transfronterizos con Estados Unidos en la denominada Área Perdido (Perdido Foldbelt), considerado el yacimiento más importante.

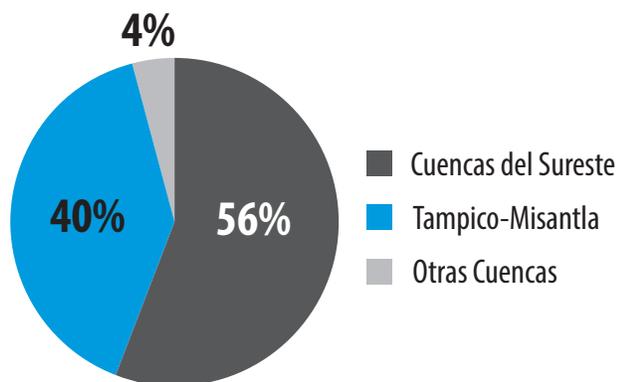
Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Mapa 3.1 Siete cuencas con reservas y recursos prospectivos en México



Fuente: Pemex exploración y producción (PEP), 2012.

Gráfica 3.1 Volumen de reservas 3P (probadas, probables y posibles) por cuenca a 2012



Fuente: IMCO con información de Pemex, 2012. Tomado de la presentación del Director General de Pemex en la Conferencia Tecnológica Temática de Explotación y Exploración de Aceite y Gas de Lutitas, abril de 2013.

3.1.1 Reservas

Los volúmenes remanentes de reservas 1P, 2P y totales ó 3P, al 1° de enero de 2012, se estiman en 13.8, 26.2 y 43.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmmbpce), respectivamente. La mayor parte de las reservas remanentes se encuentra en las cuencas del Sureste,³ las cuales representan 56% de las reservas totales del país y abarcan los actuales campos marinos en Campeche y los terrestres en

3. Estas cuencas son una agregación para el manejo administrativo de Pemex y representan varias cuencas geológicas con características diferentes.

Tabasco. Asimismo, es en estas cuencas donde se ha obtenido la mayor parte del volumen de producción acumulada en todas las regiones productoras del país desde el inicio de su explotación.

Como se observa en la gráfica 3.1, a pesar de su madurez, las cuencas del Sureste son la mejor fuente de producción nacional en el mediano plazo. Esto se debe tanto al importante volumen que representan como a la certidumbre de su producción. Ya existe infraestructura de transporte y distribución cercana para desarrollar la mayor parte de estas reservas, lo que reduce los costos del futuro desarrollo.⁴ Sin embargo, para maximizar el volumen recuperado de producción, será necesaria una mayor implementación de técnicas de recuperación secundaria y mejorada,⁵ así como de tecnologías de punta para explotación de crudos pesados y extrapesados.

En segundo lugar se encuentra la cuenca de Tampico-Misantla, que contiene 40% de las reservas totales y aloja al Paleocanal de Chicontepec. En esta cuenca, la extracción de los volúmenes depositados representa un gran reto dada su complejidad geológica. Su desarrollo implica una explotación masiva de pozos, lo que aunado a la baja productividad de los mismos, repercute en la rentabilidad de las inversiones. La explotación rentable del área requiere las mejores tecnologías para la interpretación del subsuelo, la perforación de pozos horizontales multifracturados y una muy buena coordinación operativa.

Para dimensionar el atractivo de las reservas en sus volúmenes es importante conocer su equivalencia en años. Según su clasificación de incertidumbre, las reservas 1P, 2P y 3P corresponden a 10, 19 y 32 años de la producción anual actual, respectivamente.

4. El sistema de transporte y distribución se creó pensando en esta zona de producción. Los problemas actuales en este tema se deben a que sólo se tomó en cuenta esta región estimando que no existían yacimientos en el resto del territorio nacional.
5. La recuperación secundaria y mejorada se refiere a técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria, que es la que utiliza únicamente la energía natural del yacimiento. La recuperación secundaria y mejorada incluye inyección de agua, gas, o cualquier otro medio que complete los procesos de recuperación del yacimiento.

Figura 3.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos

Las reservas se clasifican según su nivel de certidumbre:	
Reservas probadas (denominadas 1P)	<ul style="list-style-type: none"> • Son cantidades estimadas de hidrocarburos (aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural), evaluadas a condiciones atmosféricas. A través de análisis de datos ingeniero-geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables a una fecha específica y bajo las condiciones económicas actuales. • Su estimación incluye promedios de precios y costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto. • Son las reservas con mayor probabilidad de certidumbre y menor riesgo asociado.
Reservas probables	<ul style="list-style-type: none"> • Reservas no probadas de hidrocarburos que, con base en los análisis de datos ingeniero-geológicos, tienen una alta probabilidad de ser recuperables. • La estimación de su volumen tiene una probabilidad de 50% de éxito. • El volumen de reservas 2P es igual a la suma de las reservas probadas + probables.
Reservas posibles	<ul style="list-style-type: none"> • Volúmenes de hidrocarburos cuya recuperación comercial es menos factible que la de las reservas probables, con base en información geológica y de ingeniería. • La estimación de su volumen tiene una probabilidad de 10% de éxito. • El volumen de reservas 3P es igual a la suma de las reservas probadas + probables + posibles. Es decir, son las reservas totales.

Fuente: IMCO con base en SENER. (2006-2012), Glosario de términos petroleros; Pemex, (2012). Las reservas de hidrocarburos de México; Securities Exchange Commission (SEC).

Sin embargo, explotar estas reservas representa un gran reto para Pemex y el país, dado el nivel de inversión requerido para su desarrollo. Por ejemplo, para desarrollar el volumen de las reservas 2P, es decir, la reserva media, se requieren cerca de 300 mil millones de dólares⁶ (esto bajo el supuesto de un costo de 11.43 dólares por bpce). Este monto de inversión representa 11.5 veces la inversión total de Pemex para 2013.

3.1.2 Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos se dividen en convencionales y no convencionales. Los primeros son los hidrocarburos que se encuentran en una roca almacenadora distinta a la roca generadora, mientras que los no convencionales son aquellos que se pueden extraer directamente de la roca generadora -formaciones de lutitas⁷ (*shale gas* y *shale oil*)-. Para ambos tipos, se estima que existen volúmenes importantes en el territorio nacional que eventualmente podrían incrementar las reservas actuales.⁸

6. Estimación IMCO. Véase la metodología del cálculo como anexo de este reporte.

7. El aceite de lutitas o *shale oil* es bastante parecido al petróleo, pudiendo sustituirlo en buena parte de sus aplicaciones. El aceite de lutitas presenta una menor cantidad de azufre (aproximadamente 1%) y una mayor fluidez, se encuentra en rocas sedimentarias arcillosas (esquistos bituminosos o lutitas bituminosas) que contienen materiales inorgánicos y orgánicos, procedentes de la fauna y la flora acuáticas. El gas de lutitas o *shale gas* se encuentra en los esquistos arcillosos sedimentarios, aunque el interior rocoso del esquisto presenta baja permeabilidad. Por ende, para la extracción comercial de dicho gas es necesario fracturar la roca hidráulicamente, acción que ha generado un debate medioambiental como se puede leer en el capítulo 1 de este reporte.

8. La EIA en su estudio del potencial de gas de lutitas para todo el mundo considera

Es importante destacar que los volúmenes de recursos prospectivos son más inciertos que las reservas totales (3P), con menos de 10% de probabilidad de ser productivos. En su estimación no se cuenta con estudios de interpretación sísmica para todas las áreas ni con pozos exploratorios. Sin embargo, en su cálculo se estudian campos o formaciones en otras partes del mundo para obtener información e inferir razonablemente el potencial de las áreas analizadas.

Recursos convencionales⁹

Estos recursos se estiman en 54.4 mmmbpce, de los cuales 49% se ubican en aguas profundas y 37% en las Cuencas del Sureste. Su magnitud equivale al volumen de hidrocarburos producido por todas las cuencas del país hasta ahora y se traduce en 40 años de la producción actual.¹⁰

Para el desarrollo y explotación de estos recursos se requieren niveles de inversión muy altos. Un ejemplo es el desarrollo de recursos en aguas profundas, cuyo volumen es de 26.6 mmmbpce. Si de ese volumen se

en México 681 millones de millones de pies cúbicos que equivalen a 136,200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con ello el país es el cuarto con el potencial más grande de este tipo de recursos. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States*. Obtenido en: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

9. La metodología y memoria de cálculo para todas las estimaciones y supuestos de esta sección pueden consultarse en el Anexo Capítulo 3.

10. Información tomada de Pemex Exploración y Producción PEP (2012). Véase también presentación del director general de PEP en la conferencia tecnológica temática "Exploración y explotación del aceite y gas de lutitas", Cd. de México, 04 de abril de 2013.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

considera que 25% se pudiera convertir en reserva explotable (1P), lo que equivale a 6.6 mmbpce, se necesitaría una inversión de 186 mil millones de dólares (esto bajo el supuesto de un costo de descubrimiento y desarrollo de 28.07 USD/bpce). La inversión estimada representa 7.5 veces la inversión total de Pemex en 2013.

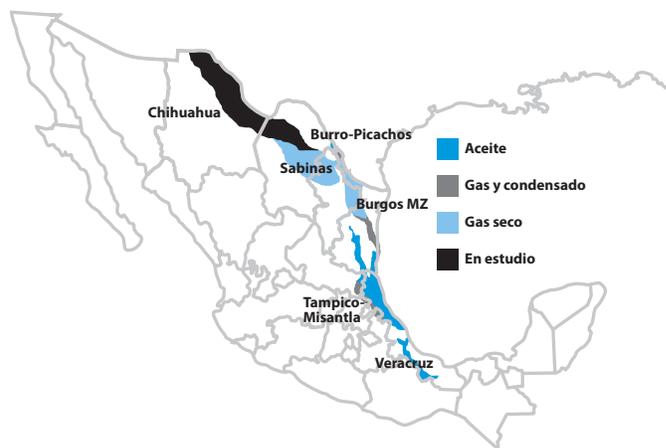
Además de la magnitud de los recursos de inversión, es importante tener en cuenta el reto en términos de la capacidad de ejecución. Por ejemplo, para poder incorporar los recursos convencionales de aguas profundas a reservas 1P, se requerirían perforar 134 pozos exploratorios considerando una incorporación de 100 mmbpce de reservas probadas por pozo y una probabilidad de éxito de 50%. Esto implica al menos 22 años al ritmo y capacidad actual de perforación exploratoria de Pemex en aguas profundas.¹¹

El desarrollo de los recursos prospectivos convencionales restantes¹² tiene asociado un menor costo de descubrimiento y desarrollo. Este costo se estima en 16.13 USD/bpce al referirse a áreas de menor reto tecnológico y logístico comparado con el de aguas profundas. Si utilizamos las mismas premisas de riesgo volumétrico de la estimación anterior, el volumen restante de 28 mmbpce convertido a reserva explotable (1P) sería de siete mmbpce. La inversión requerida es de 112.9 mil millones de dólares,¹³ lo que representa 4.3 veces el presupuesto de 2013 de Pemex u 11.9 veces el presupuesto de Salud en 2013.

Recursos no convencionales

Estos recursos se estiman en 60.2 mmbpce y están distribuidos principalmente en las cuencas de Tampico-Misantla (58%), Burgos (25%) y Sabinas (16%). Para el análisis de dicho potencial, Pemex ha dividido los recursos en seis provincias, como se muestra en el Mapa 3.2.

Mapa 3.2 Provincias con recursos no convencionales



Fuente: Pemex Exploración y Producción (PEP), 2012.

Notas: La provincia de Chihuahua está en estudio, aún sin estimación.

De este total de recursos, 53% es aceite (shale oil) y 47% es gas (shale gas). El mayor potencial de aceite se ubica en la provincia de Tampico-Misantla, mientras que el gas se distribuye principalmente en esta misma provincia, con 26% de gas húmedo, y en Sabinas y Burgos con 74% de gas seco. Con los escenarios de precios actuales, la mayor rentabilidad de los proyectos se obtiene en el aceite y gas húmedo, por lo que éstos se tendrían que privilegiar en la secuencia de desarrollo.

Los proyectos de gas provenientes de lutitas no son rentables bajo el régimen fiscal actual ni bajo los escenarios de precios de corto y mediano plazo, principalmente debido al reto tecnológico que implica su explotación y a los niveles de inversión que se requieren. Como se explica en el capítulo 1, un pozo de lutitas requiere una inversión de entre 10 y 20 millones de dólares,¹⁴ a diferencia de un pozo tradicional de aceite, que en tierra puede costar entre uno y dos millones de dólares y en aguas profundas más de 200 millones de dólares.

La diferencia principal entre los pozos de lutitas y los de recursos convencionales está en la rentabilidad de cada pozo. En un pozo de un yacimiento convencional la producción inicial va declinando paulatinamente

11. Para 2013 PEP programó seis pozos en aguas profundas. A febrero de 2012 PEP tenía seis equipos de perforación de aguas profundas. Pemex Exploración y Producción, presentación "Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto" 22 de febrero de 2012.

12. Es decir las cuencas del Sureste, Tampico-Misantla, Burgos, Veracruz, Sabinas y Plataforma Yucatán.

13. Estimación IMCO. Véase la metodología del cálculo como anexo de este reporte.

14. Este monto se refiere al costo físico de hacer el pozo más la renta de la máquina y servicios adicionales. No incluye costos de infraestructura ni de producción.

durante el tiempo, lo que produce un flujo de ingresos que va reduciéndose a tasas constantes durante varios años. Un pozo de lutitas alcanza su pico de producción en los primeros cuatro a seis meses, declina abruptamente en los siguientes, y posteriormente alcanza una producción muy por debajo de los niveles del pico de producción, lo cual reduce la rentabilidad de la explotación de este tipo de formaciones.¹⁵

Los costos de producción de lutitas oscilan entre los 20 y 30 dólares por barril extraído, dependiendo de la cuenca y sus características geológicas. En contraste, un yacimiento tradicional como Cantarell, exhibe costos ligeramente arriba de 6 dólares por barril,¹⁶ mientras que un pozo en aguas profundas como Perdido, puede exceder los 40 dólares por barril. Estas razones económicas de producción y costo, hacen que las grandes compañías operadoras - Pemex incluida- no vean tan atractivo el negocio de las lutitas.

En este sentido, Pemex ha proyectado una inversión de sólo 12 mil millones de dólares para las actividades de exploración de gas y aceite de lutitas.¹⁷ Para el desarrollo masivo de estos recursos se requieren 27,000 pozos de desarrollo e infraestructura. Si se considera un costo de 7.96 millones de dólares por pozo, se requerirían 215 mil millones de dólares adicionales a lo presupuestado. De este modo, la inversión total necesaria para la explotación y desarrollo del gas y aceite de lutitas es de 226.8 mil millones de dólares, es decir, 8.7 veces el presupuesto total de Pemex en 2013.

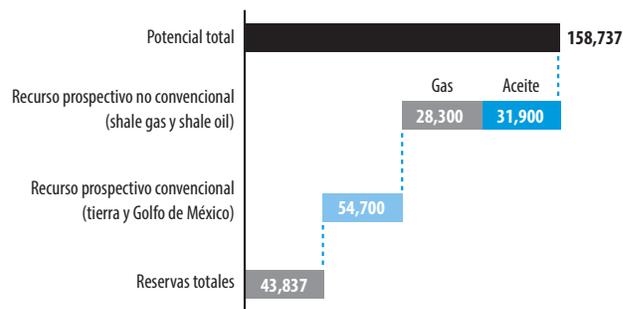
Para capturar el valor de todas estas reservas y recursos se requieren inversiones mucho mayores a las observadas en el sector. Igualmente, es necesaria una gran capacidad de ejecución y -en algunos casos- el uso de tecnología de punta con la que la industria petrolera mundial ya cuenta.

Los pozos de lutitas son relativamente pequeños y efímeros. La única forma de mantener e incrementar la producción en dichos campos es con un plan de operación de alta eficiencia en logística y movilidad de cientos o miles de pozos que permita tener producciones comercialmente viables. Es decir, aunque productores de pequeña escala pudieran participar en la explotación de lutitas, en el agregado se requieren inversiones millonarias en miles de pozos para alcanzar niveles razonables de rentabilidad.

Todas estas condiciones evidentemente rebasan las capacidades actuales de Pemex, como se muestra en las gráficas 3.3 y 3.4. Intentar explotar todo a través de la paraestatal implicaría periodos de desarrollo muy

largos y costos mucho más altos que si se hiciera en asociación con otras empresas del sector. No asociarse impactaría negativamente en el valor económico de los recursos en detrimento del país.

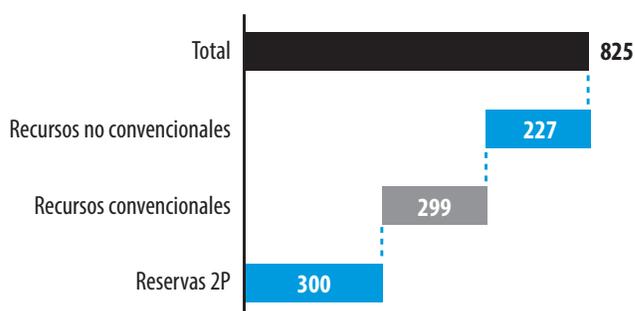
Gráfica 3.3 Potencial de reservas y recursos prospectivos (Millones de bpce)



Fuente: IMCO con información de PEP, 2012. Ver también la Estrategia Nacional de Energía 2013-2017.

Como se puede apreciar en el gráfico 3.4, para que México desarrolle solamente sus reservas 2P (probadas y probables) se requieren inversiones por 300 mil millones de dólares. Esta cifra es 11.5 veces el presupuesto de inversión de Pemex en 2013, que fue de 26 mil millones de dólares. Por otra parte, para desarrollar todas las reservas y recursos prospectivos, las inversiones requeridas ascienden a 825 mil millones de dólares -es decir, 32 veces la inversión anual de Pemex.

Gráfica 3.4 Estimación de las inversiones requeridas para la explotación de reservas y recursos prospectivos (miles de millones de dólares)



Fuente: IMCO. Véase metodología en el anexo "Memoria de cálculo de inversión para la explotación de recursos"

15. IHS, IHS CERA Upstream Capital Costs Index (UCCI).

16. Ídem.

17. Estas actividades se refieren a 9,400 km² de sísmica, 175 pozos exploratorios y 590 pozos de delimitación y caracterización.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

3.2 El deterioro de los indicadores del sector

México ha perdido relevancia en la escena petrolera internacional. En el año 2000, el país ocupó el quinto lugar mundial en producción de crudo y el 12º en reservas probadas. Para 2012 cayó a las posiciones 7 y 17, respectivamente. Las reservas probadas de gas también descendieron en el mismo periodo, al pasar de la posición 29 a la 36. Sólo la producción de gas natural se ha mantenido constante (posición 12 y 13 durante los últimos 13 años).¹⁸

El deterioro de los principales indicadores en materia de hidrocarburos en el país es evidente. El más preocupante es la caída de 41% en las reservas probadas durante la última década. Esto significa que la tasa de extracción de hidrocarburos ha sido mayor que la de restitución de reservas. Adicionalmente, satisfacer la creciente demanda doméstica de petrolíferos y de gas natural con producción interna, se ha convertido en un reto importante. Hoy importamos 20% de petrolíferos¹⁹ y 50% de las gasolinas que consumimos. En 2022 se espera que el valor de las importaciones mexicanas de gasolinas, diésel, turbosinas, combustóleo, gas LP y gas natural, superen el valor de las exportaciones de crudo.²⁰ Estas condiciones, junto con otros indicadores del retraso crítico del sector, se detallan en las siguientes secciones.

3.2.1 Situación del petróleo hoy: menos producción y menos reservas

Es imposible referirnos al sector petrolero en México sin hablar de Cantarell. Desde sus inicios a finales de 1979, Cantarell se ubicó entre los seis principales campos del planeta y fue el principal protagonista del desarrollo de la industria petrolera mexicana con su vasta reserva de bajo costo (4-5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente).²¹ Cantarell fue el responsable de crear la expectativa de que México podía apalancar su desarrollo económico en los recursos petroleros depositados en el subsuelo del territorio nacional. Se estima que sus reservas originales eran de más de 17 mil millones de barriles de petróleo crudo y 8 billones de pies cúbicos de gas natural.²²

Cantarell ha aportado alrededor de 45% de la producción petrolera del país²³ y de la misma forma ha contribuido a la hacienda pública nacional. Hasta el cierre de 2011, había producido casi 15,600 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, volumen que representa 112% de las reservas probadas actuales del país²⁴

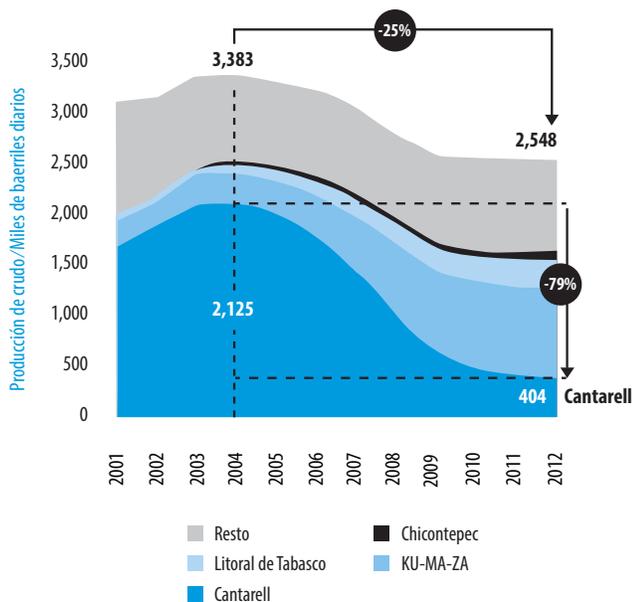
De modo similar que los grandes campos en el mundo,²⁵ Cantarell está en declive.²⁶ En 2004, la producción nacional de crudo alcanzó la cifra récord de 3.4 millones de barriles diarios (mmbd), donde Cantarell fue responsable de 60% de la producción total.²⁷ A partir de 2005 y debido a la madurez del campo, la producción comenzó a declinar y, por ende, a llevar a la baja la producción nacional. La caída fue compensada mediante la incorporación de producción de proyectos con potencial en la cartera: Ku-Maloob-Zaap- ubicado frente a las costas de Tabasco y Campeche- y Litoral Tabasco. Sin embargo, dada la magnitud del decrecimiento de Cantarell desde 2004, estos esfuerzos no lograron evitar la caída general en la producción. Para 2012, la producción nacional había disminuido 25% (-835 mbd) (ver gráfica 3.5).

18. Considera las reservas de hidrocarburos de México 2012, Pemex Exploración y Producción. Ver también BP (2012), *Statistical Review of World Energy. Full Report*. Obtenido en: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>
19. En las estadísticas de Pemex se consideran petrolíferos los siguientes: gasolinas automotrices, turbosina, diésel, combustóleo y gas licuado de las plantas de Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Exploración y Producción. Véase Pemex (2012), *Anuario estadístico*.
20. *Ibid* y SENER (2011-2026). *Prospectivas de petrolíferos, gas LP, gas natural y del mercado de petróleo crudo*.
21. Pemex (2013). *Proyectos estratégicos, Cantarell hoy en día*. Obtenido en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=12681&contentID=19973>.
22. Lajous, Adrián (2009). *El ocaso de Cantarell*. En Nexos 01/10/2009. Obtenido en:

<http://www.nexos.com.mx/?P=leerarticulo&Article=3272>

23. Pemex, *Todo sobre la reforma energética*. Cantarell, pasado, presente y futuro. Obtenido en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=137&catid=12222>
24. Pemex (2013). *Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013*.
25. La producción petrolera de Siberia Occidental declina desde 1988, si bien tuvo un repunte temporal a finales de los años 90 y la primera mitad del presente decenio. Alaska alcanzó su máximo nivel de producción en 1989, Gran Bretaña en 1998, Noruega en 2001 y México en 2004. Llama la atención que la declinación en estas provincias petroleras fue precedida por la de sus campos de mayor tamaño: Samotlor, Prudhoe Bay, Statfjord, Forties, Ekofisk y Cantarell. La elevada concentración de la producción en unos cuantos campos súper-gigantes y gigantes en cada una de estas provincias explica su declive. En Lajous, Adrián (2009) *Op. Cit.*
26. Se estima que el crudo remanente de Cantarell es de: 2,000 mmbpce de reservas 1P y poco menos de 5,000 mmbpce en reservas 3P Pemex (2013). *Op. Cit.*
27. Para 2011 Irán registró ese nivel de producción y se posicionó como quinto productor a nivel internacional.

Gráfica 3.5 Producción de crudo, 2001-2012 (mbd)



Fuente: IMCO con base en información de CNH, 2012.

Nota: Producción por proyecto.

De los 2.12 mmbd de 2004, Cantarell pasó a producir tan sólo 404 mil barriles diarios (mbd) en 2012. La caída de 1.7 mmbd equivale a 85% de la producción total de Noruega en 2011 y casi el doble de la producción total de Colombia en el mismo año.²⁸ Esto equivale a ingresos perdidos equivalentes a 253.7 miles de millones de dólares si tomamos en cuenta los precios de referencia por año desde 2004.²⁹ Por la madurez de sus campos, la declinación de Cantarell es un hecho irreversible tal como sucedió en grandes campos como el de Ekofisk en Noruega.

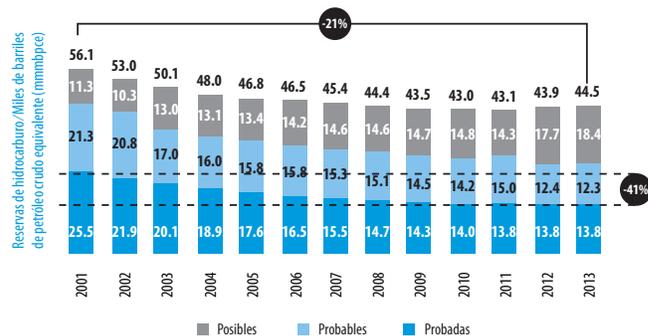
En el caso de las reservas, la reducción en los niveles de producción ha ido acompañada de un bajo nivel de restitución de reservas de hidrocarburos (crudo y gas). Esto ha llevado a la caída en el total del stock en sus tres clasificaciones: 1P, 2P y 3P, lo cual limita la expansión de la producción para el mediano y largo plazo. De 2001 a la fecha, se registró una caída de 41% en el nivel de reservas probadas (1P). Esto indica que no se ha logrado compensar el petróleo que se extrae con el descubrimiento de nuevos campos (ver gráfica 3.6).³⁰

28. Según datos de la EIA la producción total de Noruega en 2011 fue de 1,721 mbd, mientras que la de Colombia fue de 940 mbd para ese mismo año. Obtenido en: www.eia.gov

29. El precio es el promedio del año, según cada 20-F. Para 2012, el precio y la producción son los indicadores operativos de Pemex.

30. Esto es así incluso tomando en cuenta los incrementos por reclasificaciones de reservas que se hacen año con año por el mayor conocimiento y mejores prácticas en las reservas existentes.

Gráfica 3.6 Reservas de hidrocarburos, 2001-2013 (Miles de millones de bpc)



Fuente: IMCO con base en Anuario estadístico de Pemex (2012) y documento de reservas de Pemex (2013).

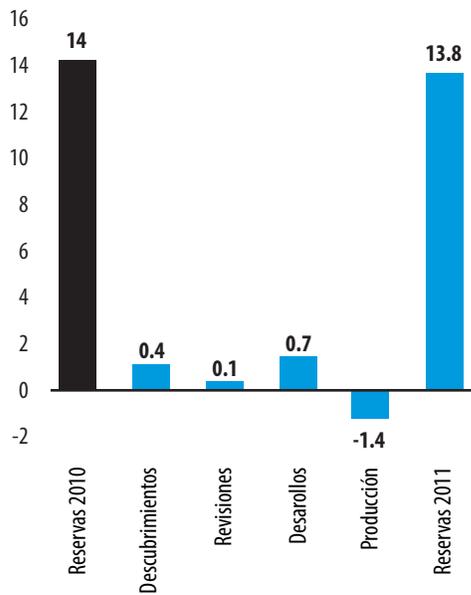
(1) Reservas a la fecha de corte oficial del 1 de enero de cada año. (2) Las reservas se clasifican en: 1P= Probadas; 2P= Probadas + Probables, y 3P= Probadas + Probables + Posibles, éstas últimas son la reservas totales.

En los últimos seis años la inversión en exploración aumentó 94%, alcanzando un monto de 31 mil millones de pesos en 2011.³¹ Esta inversión ha permitido incrementar el volumen de reservas aportado por la vía de nuevos descubrimientos. Actualmente, esto equivale a un tercio del volumen restituido a nivel de reservas probadas (1P), que sumado a un mayor volumen por las reclasificaciones en los campos en desarrollo, ha permitido detener el deterioro de 9.7 mmbpce en el horizonte analizado.

31. Pemex (2012). *Anuario estadístico* y formato 20-F SEC.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Gráfica 3.7 Incorporación de reservas 1P entre 2010 y 2011 (miles de millones de bpce)

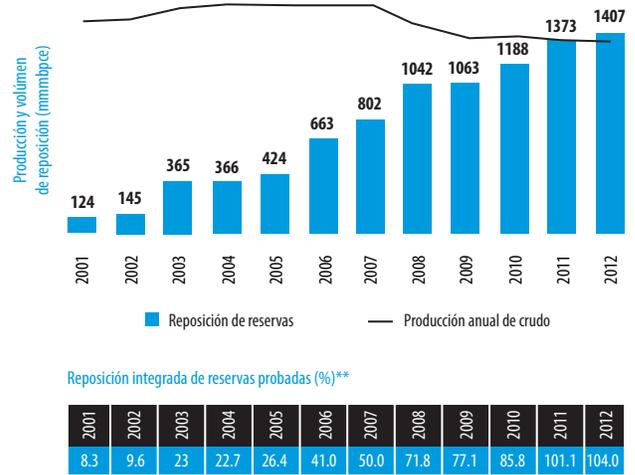


Fuente: Pemex, 2011, Informe de reservas de hidrocarburos.

Nota: Las barras centrales (descubrimientos, revisiones y desarrollos) se refieren a la actividad en el periodo 2010 y 2011. En total al contrastar la producción de 2010 con la pérdida de 1.4 miles de millones de bpce, el total de reservas en 2011 fue de 13.8 miles de millones de bpce.

En los últimos dos años la tasa de reposición de reservas ha alcanzado el 100%. En 2011, se restituyó el total de la producción por primera vez desde que se incorporó el campo Akal en Cantarell en la década de 1970, y en 2012 se registró una restitución de 104% (ver gráfica 3.8). Sin embargo, si la producción se hubiera mantenido en el nivel récord de 2004, el volumen restituido en 2012 equivaldría al 85%.

Gráfica 3.8 Tasa de reposición de las reservas probadas (miles de millones de bpce)



Fuente: IMCO con base en Anuario estadístico, Pemex (2012) y documento de reservas de Pemex (2013).

* Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

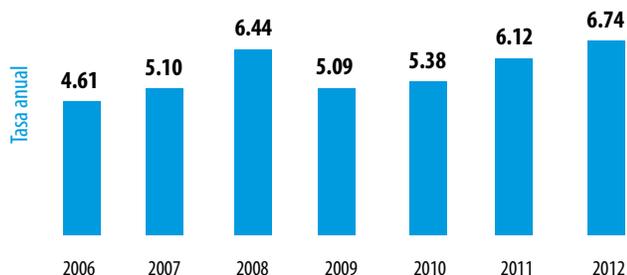
** Reposición del año que se indica.

La mayor parte de las reservas probadas (1P) se localiza en las cuencas del Sureste y las dos regiones marinas, es decir, en la sonda de Campeche. Sin embargo, éstas son las reservas que han caído. Los nuevos volúmenes de explotación vendrán de la aplicación de tecnologías de recuperación secundaria o mejorada en los campos maduros, de zonas geológicamente más complicadas, áreas de difícil acceso como aguas profundas o formaciones compactas como las lutitas. Ello implica costos más altos con respecto a los campos convencionales como Akal en Cantarell. El mejor ejemplo es el Paleocanal de Chicontepec, cuenca constituida por 29 campos que concentra 39% de las reservas 3P, pero con costos de producción arriba de los 20 dólares por bpce dada su complejidad geológica.

Es por esto que México no está aislado de la dinámica de transición en la industria del petróleo fácil al petróleo difícil. Para muestra, tenemos la comparación entre Cantarell y Chicontepec. Por décadas, Pemex se enfocó en Cantarell que, por sus bondades geológicas, es fácil de explotar y tiene bajos costos de producción. Sin embargo, la migración hacia la producción con mayor complejidad ya está ocurriendo. En la gráfica 3.9 se observa cómo los costos de producción, si se consideran todos los campos en donde opera Pemex, han crecido 46% en los últimos seis años, con una tasa anual de 7%. Por su parte, los costos de exploración

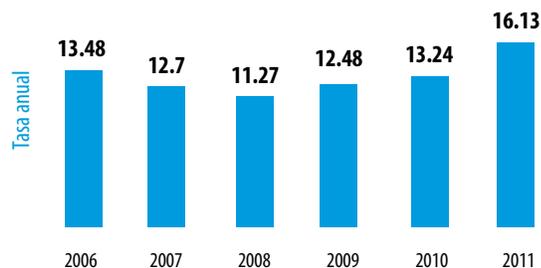
y desarrollo han crecido 20% en el mismo periodo, a una tasa anual de 4%. Se espera que esta tendencia continúe en los próximos años.

Gráfica 3.9 Costos de producción de Pemex, 2006-2012 (dólares constantes a 2011 /bpce)



Fuente: Pemex, Relación con inversionistas.

Gráfica 3.10 Costo de exploración y desarrollo, 2006-2011 (dólares constantes a 2011 /bpce)



Fuente: Pemex, Relación con inversionistas.

Gráfica 3.11 Evolución del precio del gas natural Henry Hub, 2000-2013 (USD/ mmBTU)



Fuente: EIA. Disponible en www.eia.gov

Del tal manera que para poder explotar de manera rentable las reservas actuales es muy importante la adopción de nuevas tecnologías y nuevas prácticas operativas.

3.2.2 Situación del gas hoy: problemas de producción y de distribución para su consumo

El gas natural se ha convertido en una de las fuentes energéticas más utilizadas a nivel mundial. Tiene múltiples ventajas comparativas con respecto a otros energéticos, ya que es un combustible más limpio que el carbón y otros hidrocarburos, tiene amplia disponibilidad – principalmente en América del Norte-, sus precios relativos son muy competitivos desde hace algunos años y se espera que este escenario de precios se mantenga al menos en el mediano plazo.

No obstante, la oportunidad que el gas representa para México se ha visto limitada por problemas tanto de producción como de infraestructura. El sistema de transporte y distribución actual tiene cuellos de botella que se traducen en problemas de abasto en algunas regiones y por lo tanto, en una pérdida de competitividad para la industria del país.

Por el lado de la demanda, desde 2001 se ha incrementado el consumo de gas natural a una tasa anual de 5.6%, hasta alcanzar en 2012 un volumen de 7,923 mmpcd, es decir, un incremento total de 82%.³² Su uso más intensivo ha sido como insumo para la generación eléctrica, en donde el consumo de la CFE representó 40% de la demanda total en 2012. Además, la industria nacional utiliza crecientemente gas natural como combustible.³³ En este sentido, se espera que la demanda crezca

32. SENER (2012). *Prospectiva de Gas Natural 2012*.

33. *Ibid.*

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

principalmente por un incremento en la capacidad de generación eléctrica a través de ciclos combinados. Esto significa que el mercado estará dominado por un monopolio –Pemex- y un monopsonio –CFE- que al final tienen como dueño al Estado mexicano, lo que crea enormes distorsiones para los consumidores finales.

Por otro lado, la revolución de las lutitas en Norteamérica ha incrementado sustancialmente la producción de gas natural al norte de nuestras fronteras y con ello han bajado los precios en ese mercado. Este fenómeno ha venido a revitalizar a la industria manufacturera en todo Norteamérica y más recientemente en México, ya que los precios de gas en el país están referenciados al Henry Hub del Golfo de gas de Texas. Esta caída en los precios es la principal causa del aumento del consumo de gas natural en el territorio nacional.

Además, los depósitos de gas en el subsuelo mexicano presentan una particularidad afortunada. Por una parte, México ocupa el lugar 36 en reservas de gas con 12,500 millones de pies cúbicos. En comparación, países como Rusia o Catar, por ejemplo, tienen reservas probadas superiores a los 1.5 billones y 884,500 millones de pies cúbicos,³⁴ respectivamente. Sin embargo, al considerar el gas de lutitas, México ocuparía el cuarto lugar mundial en recursos prospectivos, con 1,614,000 millones de pies cúbicos, de acuerdo con estimaciones de la EIA. Por lo tanto, las reservas de este gas no convencional implican grandes oportunidades y retos para México.³⁵

No obstante, la producción de gas natural convencional se ha rezagado por la competencia con los proyectos de crudo, dados los escenarios de precios del gas. En el portafolio de inversión de Pemex, los diferentes proyectos compiten por recursos que son escasos. Los proyectos de petróleo tienen mayor rentabilidad y por lo tanto, obtienen asignaciones presupuestales antes que los de gas. Es decir, los proyectos de gas reciben menos inversión. Incluso, hasta hace unos años el gas era considerado un subproducto y era quemado o venteado a la atmósfera.³⁶

La gráfica 3.12 muestra la caída de la producción de gas natural. Para 2012 se situó en 5,676 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), es decir, 14% por debajo del punto máximo alcanzado en 2009 (6,534 mmpcd). Este gas natural se divide en asociado –aquel que viene mezclado con el crudo- y no asociado- que proviene de yacimientos sólo de gas.

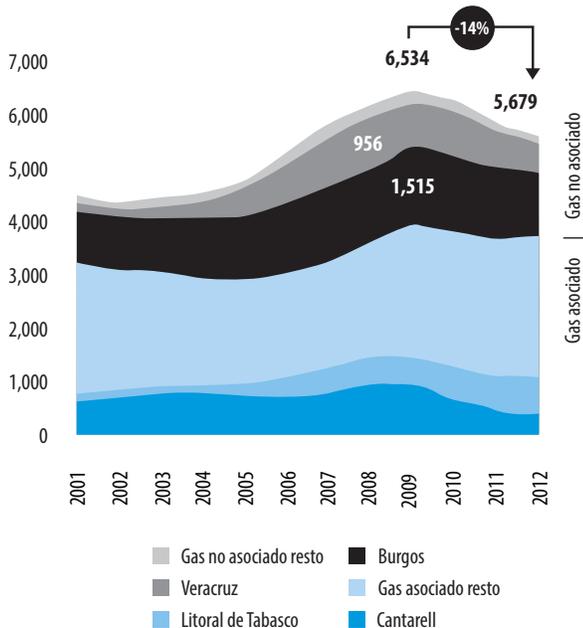
En el caso de la disminución del gas asociado, dicho comportamiento se explica por la caída en la producción de crudo en Cantarell. Con el objeto de atenuar la declinación de este yacimiento, se ha reducido también la extracción de gas para que la caída sea lo menos acelerada posible. Por el lado del gas no asociado, la baja en la producción se explica por la disminución de la inversión en el proyecto de Burgos, así como la caída en la producción del proyecto Veracruz por la madurez de sus campos, la dificultad para incorporar campos nuevos, y por privilegiar la producción de aceite.

34. BP (2012). *Statistical Review of World Energy, full report*.

35. A nivel molecular no existe diferencia entre el gas proveniente de lutitas y el gas natural de los campos convencionales.

36. Por ejemplo, en 2008 la quema, el venteo y las fugas de gas en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos significaron el envío a la atmósfera de recursos por alrededor de 76 mil pesos por minuto (por encima de 40 mil millones de pesos ese año). En 2009, la CNH emitió las disposiciones obligatorias para evitar la quema y venteo de gas a la atmósfera. Secretaría de Energía, (2009). *Comunicado no. 95*. Obtenido en: <http://www.energia.gob.mx/webSener/portal/Mobil.aspx?id=1080>

Gráfica 3.12 Producción de gas natural, 2001-2012 (millones de pcd)



Fuente: IMCO con información de la CNH.

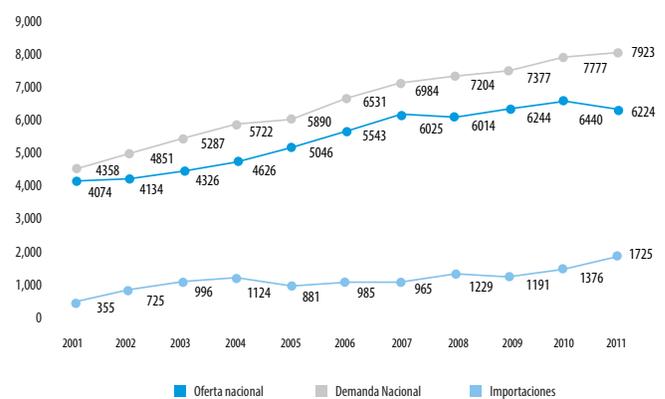
*No incluye nitrógeno e incluye la producción por proyecto.

La insuficiente producción de gas natural en el país, sumada a una demanda creciente, ha tenido como consecuencia que las importaciones hayan crecido y sigan creciendo. Entre 2001 y 2011, las importaciones netas de gas crecieron 17% (tasa anual de crecimiento) y para el último año de referencia representaron 27% con respecto a la oferta (ver gráfica 3.13).

La importación de gas natural se realiza vía ductos o por terminales de GNL (gas natural licuado).³⁷ México cuenta con nueve puntos de importación por ductos y tres terminales de regasificación de GNL, el cual importa de países como Nigeria, Noruega o Perú.

37. La diferencia entre el gas natural y el GNL (Gas natural licuado) es el estado físico en el que se encuentra. El GNL es gas natural enfriado a -162° C donde pasa de gas a un estado líquido. Al ser un líquido puede ser fácilmente transportado vía tanques o vía buques.

Gráfica 3.13 Balance nacional de gas seco, 2001-2011 (millones de pcd)



Fuente: IMCO con información de SENER (2012). Prospectiva de gas natural 2012-2026.

Nota: El porcentaje (17%) se refiere a la tasa anual de crecimiento.

En un contexto regional de precios bajos y bonanza, así como de importaciones crecientes, México no tiene un abasto acorde con su demanda de gas natural. El problema está en la infraestructura de transporte y distribución. Es decir, la cuestión no es únicamente la insuficiencia de la oferta doméstica de gas, sino el cómo llevar el energético hacia los puntos de consumo final.

Debido al crecimiento del mercado, la red de distribución y transporte de gas natural en México presenta ya serias limitaciones en su capacidad y alcance. Actualmente, la red de gasoductos tiene una longitud de 7,656 km.³⁸ La red fue diseñada básicamente para satisfacer el consumo de las plantas de ciclo combinado de la CFE con gas de los activos en el sureste, y actualmente está saturada en algunos tramos. Esto impide llevar gas a los clientes industriales más alejados de los puntos de inyección. Hay varios cuellos de botella en el flujo del norte hacia el sur³⁹ y de los centros productores del Golfo hacia el occidente.

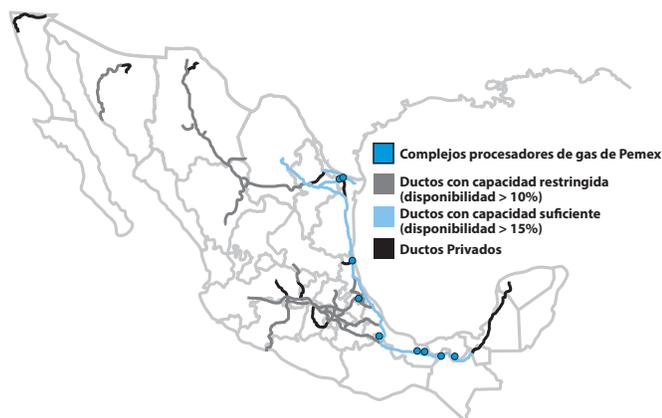
Adicionalmente, la importación por ductos está muy cerca de llegar al límite de la infraestructura disponible. La capacidad máxima de los ductos de importación conectados a la red (ubicados en Tamaulipas y Chihuahua) es de 1,530 mmpcd y para 2011 ya se registraba un volumen de 1,356 mmpcd.

38. Ídem.

39. Los principales cuellos de botella se localizan en los ductos de Reynosa- Los Ramones y San Fernando- Los Ramones.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Mapa 3.3 Red nacional de gasoductos



Fuente: IMCO con datos vectoriales de INEGI.

Por lo anterior, las limitaciones de la infraestructura han afectado a la industria nacional. En los últimos dos años, muchas empresas dedicadas a la industria de la transformación⁴⁰ han tenido que parar operaciones debido al aumento de las alertas críticas. Éstas son avisos de Pemex a sus clientes para que reduzcan su demanda y se dan cuando hay desequilibrio entre la demanda y la oferta de gas. De 2010 a la fecha, se ha registrado un aumento de 125% en las alertas emitidas por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), donde la falta de suministro a cargo de la paraestatal fue la causa más importante. Según la Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), los cuellos de botella en el Sistema Nacional de Gasoductos causaron pérdidas a empresas privadas por más de 1,500 millones de dólares en la producción entre 2011 y 2012.⁴¹

Pese a que desde 1995 se permite la inversión privada en el almacenamiento, transporte y distribución de gas, el desarrollo de infraestructura ha sido muy limitado. De 1997 a 2011, el desarrollo de la infraestructura fue impulsado principalmente por la CFE para asegurar el suministro a sus plantas eléctricas. Por lo tanto, el requerimiento de infraestructura estaba ligado únicamente a las necesidades de la Comisión, dejando poco margen de participación para la industria.

De cara a la problemática, la administración federal anterior emitió el Programa de Cambio Estructural del Gas Natural. A partir de 2012, la estrategia ha sido instrumentada por Pemex, a través de Pemex Gas y

Petroquímica Básica (PGPB) y ha firmado nuevos contratos para la capacidad de transporte. El objetivo de dicho programa es aumentar 38% la longitud de la red de transporte y 125% la red de distribución, lo que implica la construcción de ocho gasoductos troncales.

El plan establece que para 2013 y principios de 2014 debe incrementarse la capacidad de compresión en la red de gasoductos y así aumentar la capacidad de transporte norte-sur, además, se deberá importar GNL por Manzanillo para surtir al occidente del país.⁴² Aunque el gas importado por Manzanillo es mucho más caro, no existe otra alternativa porque no hay infraestructura para importarlo por tierra en la frontera norte. Esta estrategia es apenas una medida paliativa para el problema.

Por otro lado, el programa establece que para fines de 2014 entrará en operación la fase I del gasoducto Los Ramones, de inversión mixta, con lo que se equilibraría el suministro de mediano plazo. Esto duplicará la capacidad de importación del país, con una capacidad aproximada de 2,100 bpcd.⁴³

Sin embargo, el problema para la industria persistirá si la construcción de infraestructura se da únicamente en torno a las necesidades de Pemex y CFE, y no a las del país en su conjunto. En contraste, en EUA y Canadá la red de distribución crece y se desarrolla según las necesidades de los participantes de la industria: el transporte está divorciado del precio de la molécula, es decir, del gas.

Dado que en este eslabón de la cadena es permitida la inversión privada, uno de los retos actuales es cómo hacer que el sector privado invierta para ampliar rápidamente la red. Los temas más relevantes en gas son:

- Los proyectos de gas en el esquema actual de Pemex no tienen los recursos necesarios para que la producción crezca al ritmo que crece la demanda
- La competencia del gas mexicano es la producción de gas en EUA y las importaciones de GNL
- Se requiere dar certidumbre e incentivos a la inversión en infraestructura de transporte y distribución

40. Las regiones más afectadas por las alertas críticas han sido, D.F., Puebla, Toluca, Guadalajara y el Bajío. Véase más en: Milenio (13-09-2102). *Padecen en Bajío abasto de gas natural*. Obtenido en: http://leon.milenio.com/cdb/doc/noticias2011/25fec51cf416c5bb8b4ba0a289c57619?quicktabs_1=1

41. IMAGEN (01-10-2012). Pemex alerta por crisis en entrega de gas natural. Obtenido en: <http://www.dineroenimagen.com/2012-10-01/7793>. Consultado el 28-01-2013.

42. SENER (2012). *Prospectiva de gas natural 2012-2026*.

43. *Ibid.*

3.2.3 Pemex Refinación y la destrucción de riqueza

La refinación en todo el mundo es un negocio de margen y muy competitivo. Sin embargo, en México Pemex Refinación no ha tenido que competir con otros productores de combustibles, principalmente de gasolinas. Las deficiencias en sus balances e ineficiencias de transformación se han remediado con importaciones de gasolinas y otros refinados de EUA. Pemex Refinación es el punto más débil de la cadena de valor de los hidrocarburos mexicanos.

En México – de la misma manera que en otros países en vías de desarrollo – se prevé un mayor consumo de combustibles y petrolíferos, principalmente por el incremento de la población y la mayor demanda de vehículos motorizados. Tan sólo en los últimos diez años, el parque vehicular se incrementó en 92%, los vehículos particulares en 97% y los vehículos pesados 72%.⁴⁴ Asimismo, en el mismo período la demanda por petrolíferos creció 3.3% anualmente, principalmente impulsada por el sector transporte.⁴⁵

La mezcla que se destina al Sistema Nacional de Refinación (SNR) se ha vuelto cada vez más pesada. Esto significa que se obtienen menores cantidades de productos de mayor valor como diésel, gasolina o turbosina, por cada barril de crudo. Asimismo, la mezcla de crudo que se utiliza para refinar tiene alto contenido de azufre por lo que se han tenido que realizar varios procesos de reconfiguración industrial.

El SNR cuenta con seis refinéras⁴⁶ cuyo diseño y configuración data de mediados del siglo pasado.⁴⁷ Las seis refinéras que conforman el sistema fueron diseñadas para operar con mezclas de petróleo ligeras. Por ello, a finales de los noventa arrancó el programa de reconfiguraciones del SNR. En una primera etapa se reconfiguraron las plantas de Cadereyta (1997-2003) y Madero (1999-2002) para procesos de crudo pesado, y en 2012 concluyó la reconfiguración de Minatitlán, iniciada en 2003.

44. INEGI (2012). *Estadísticas económicas- vehículos de motor registrados en circulación*. Obtenido en: <http://inegi.org.mx/sistemas/olap/proyectos/bd/consulta.asp?p=1475&c=2317&s=est&cl=4#>

45. Entre 2000 y 2011 el transporte fue el de mayor consumo, considerando que dentro de este segmento se encuentra la demanda del parque vehicular a gasolina del transporte particular, el consumo de diésel destinado principalmente al transporte de carga, la turbosina utilizada por el transporte aéreo, y en menor medida, el combustóleo empleado en actividades ferroviarias y marítimas. Véase SENER, (2012). *Prospectiva de petrolíferos 2012-2026*.

46. Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salina Cruz, Tula y Salamanca.

47. Madero (1940); Salamanca (1950); Tula (1976); Salina Cruz y Cadereyta (1979). SENER, *Cronología de la refinación en México*. Obtenido en: http://www.sener.gob.mx/res/85/Refinacion_Web.pdf

Mapa 3.4 Infraestructura de refinación en el territorio nacional, producción de refinados por refinéras (2011)



Fuente: IMCO con información de Secretaría de Energía, 2012. *Prospectiva de petrolíferos 2012-2026*.

La reconfiguración es necesaria para hacer que las refinéras sean capaces de convertir productos residuales a productos ligeros (gasolinas y diésel) de alta calidad. Asimismo, sirve para aumentar la capacidad de procesamiento de crudo pesado, al eliminar los altos contenidos de azufre.

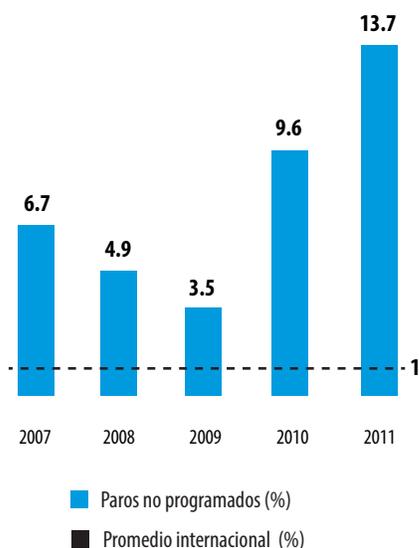
No obstante, la situación de Pemex Refinación es grave por dos factores. En primer lugar, existe una muy baja eficiencia y confiabilidad de las plantas actuales ya que operan por debajo de estándares internacionales. En segundo lugar, existe una baja expansión de la capacidad en los últimos años y una insuficiente producción a cargo de Pemex Refinación dado el contexto tecnológico en el que opera.

En cuanto a la eficiencia, en el negocio de la refinación se pierde valor cuando el proceso se interrumpe. Lo que se busca es que las plantas operen a su máxima capacidad durante el mayor tiempo posible. En el caso mexicano, las seis refinéras tienen que suspender operaciones de manera imprevista con 13 veces más frecuencia que el promedio internacional (ver gráfica 3.14). Además, para producir petrolíferos, las refinéras mexicanas utilizan 43% más energía que el estándar internacional.⁴⁸ La configuración de las refinéras mexicanas no es la adecuada e implica una ineficiente conversión del crudo en combustibles comerciales, lo que las hace poco competitivas internacionalmente.

48. Pemex (2011). *Indicadores de evaluación del desempeño*.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Gráfica 3.14 Paros no programados como porcentaje del total de paros, Pemex Refinación, 2007-2011



Fuente: Pemex, (2011). Informe de responsabilidad social.

Con respecto a la capacidad de refinación, y pese a las recientes reconfiguraciones, la mitad de la producción tiene que refinarse fuera del territorio nacional. Según cifras de la SENER, de los 2,960 mbd de petróleo que se produjeron en 2011 sólo 1,540 mbd se pudieron someter a procesos de transformación en el SNR,⁴⁹ el restante 48% se exporta.⁵⁰

Aunque entre 2001 y 2011 la capacidad nominal de refinación del país aumentó 10% en el SNR, de 1,540 mbd a 1,690 mbd, la producción de petrolíferos a cargo de Pemex ha demostrado ser insuficiente para satisfacer la demanda interna. En conjunto y según cifras de Pemex, la elaboración total de productos refinados en 2011 fue de 1,190 mbd, que al contrastarse con la demanda nacional (1,501 mbd) implica un déficit de 20%.⁵¹ Es decir, para poder satisfacer la demanda interna, uno de cada cinco petrolíferos vendidos en el país tuvo que ser importado.

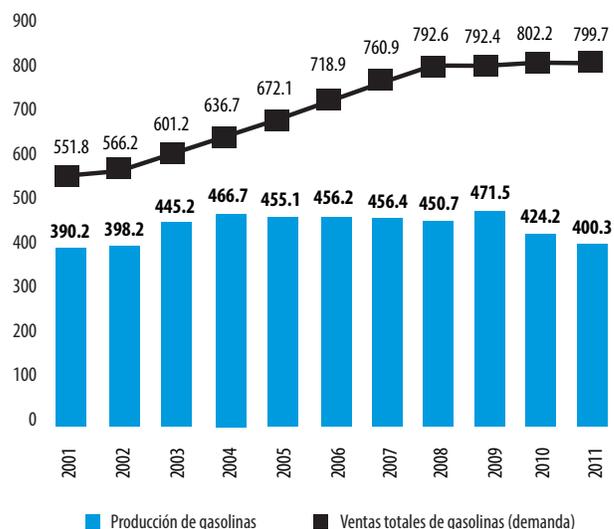
49. Presentación del Dr. Enrique Ochoa en el Foro de Energía 11 de marzo de 2013, ciudad de México. Con datos de la EIA (2011).

50. A través de un acuerdo (*join venture*) establecido en 1999 entre PMI, Pecten Trading Company, empresa subsidiaria de Shell Oil Company y Pemex Mercado Internacional Norteamérica, S.A. de C.V. se estableció un contrato de suministro de largo plazo a la refinería Deer Park. El acuerdo original fue el suministro total de 200 mbd de crudo maya. En 2008 PMI solicitó disminuir a 170 mbd hasta que expirara el contrato, esto es en 2023. Nuevamente en Enero de 2012 PMI acordó proveer 30 mbd adicionales de crudo maya entre enero de 2012 y diciembre de 2013, con lo que se regresó al volumen originalmente establecido.

51. Pemex (2012). *Anuario estadístico 2012*.

Esto se agrava en el caso de las gasolinas de las cuales 50% se importan. Para 2011, la demanda por gasolinas fue de alrededor de 800 mbd, mientras que la producción nacional fue de apenas 400 mbd. Para cerrar esta brecha, de 2007 a 2012 la tasa de importación aumentó de 41% a 50% (ver gráfica 3.15).

Gráfica 3.15 Producción y demanda de gasolinas, 2001-2011 (mbd)



Fuente: IMCO con información de Pemex, 2012, Anuario estadístico.

Igualmente, la importación se ha dado no sólo para cubrir la demanda sino también para cumplir con la NOM-086 de combustibles fósiles para la protección ambiental.⁵² Esta NOM regula la calidad de los combustibles para suministrar gasolina y diésel ultra bajos en azufre (UBA). Aunque la norma se publicó en 2006 y entró en vigor desde 2009, hasta principios de 2013 Pemex no había cumplido con el suministro en todas las ciudades del país. Únicamente se comercializa este tipo de combustible (UBA) en la frontera norte, en la zona metropolitana de Monterrey, Guadalajara y el Valle de México.⁵³

En el mediano plazo, Pemex Refinación continuará importando gasolina sin plomo para satisfacer la demanda interna. Durante 2011, se importaron aproximadamente 405 mil barriles diarios de gasolina sin plomo, lo que representa 50.7% del total de la demanda interna de gasolina sin plomo en ese año.⁵⁴

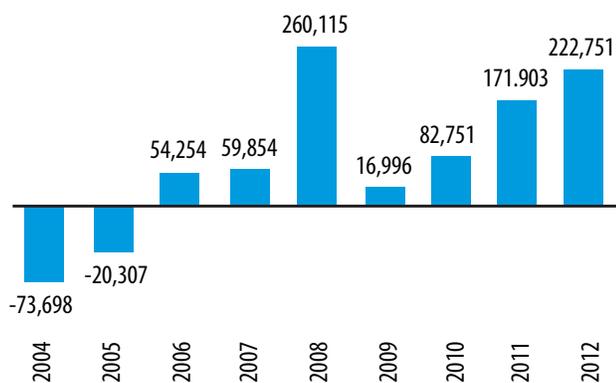
52. NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, *Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental*, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 30 de enero de 2006.

53. Véase más en: Pemex Refinación (2011), *Ventas Nacionales de Gasolinas y Control de Inventarios Auditoría Financiera y de Cumplimiento*. Obtenido en: http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2011/Grupos/Desarrollo_Economico/2011_0181_a.pdf

54. Pemex (2011). Form 20-F, p. 53 /383.

Todo lo anterior no sería grave si el precio de las gasolinas no estuviera subsidiado. Si los consumidores pagaran el costo real de importar o producir nacionalmente gasolinas, se privilegiarían aquellas con un costo total más bajo y no se distorsionarían otros mercados. Sin embargo, el precio está subsidiado con un costo total para el Estado estimado en 222,751 millones de pesos (cifras a 2012), que a pesar de los esfuerzos por reducirlo en los últimos años sigue teniendo una magnitud insostenible. Este monto representa la mitad del gasto programable de Pemex en 2012 o 70 veces el presupuesto destinado a SENER.

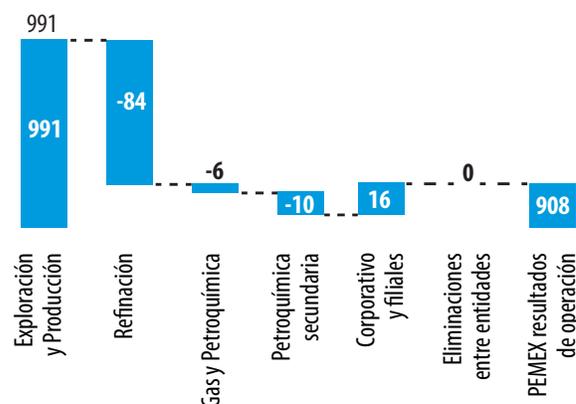
Gráfica 3.16 Subsidio/Impuesto especial sobre gasolinas y diésel para combustión automotriz, 2004-2012 (millones de pesos constantes a 2012)



Fuente: IMCO con base en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

Estos problemas tienen un costo financiero importante. En términos operativos, la refinación es el área en donde Pemex pierde más dinero. En 2011, Pemex Refinación tuvo un rendimiento de operación negativo por 84,377 millones de pesos resultado de la ineficiencia operativa de sus procesos. La inversión adicional en refinación es poco rentable. Además, conviene analizar el escenario de construcción de nueva capacidad de refinación en el país contra la compra de esa misma capacidad en la costa del Golfo de México en EUA y la importación de los productos. El objetivo último debe ser impulsar la competitividad de la economía y eso se logra teniendo insumos para la producción a precios que sean competitivos en la región.

Gráfica 3.17 Resultados de operación Pemex 2012, por subsidiaria (miles de millones de pesos corrientes)



Fuente: IMCO con base en los estados financieros 2012 por subsidiaria de Pemex.

3.2.4 Pemex Petroquímica: inversión privada en la mitad de la cadena productiva

La petroquímica nacional nació de un esfuerzo de sustitución de importaciones y no de un proyecto de integración a una industria globalizada. Desde el inicio se buscó la incursión en una gran cantidad de cadenas de producción en vez de la especialización en aquellas para las cuales México tuviese ventajas comparativas. Esta fase de la cadena de valor de los hidrocarburos ha sufrido varios cambios en su estructura y dirección a lo largo de los años. En esta sección se aborda la situación de la petroquímica en los últimos diez años.

Desde mediados de la década de los noventa y hasta el 2006, la producción petroquímica nacional presentó una tendencia a la baja debido al incremento en los precios del gas natural y a la separación de la petroquímica en básica y secundaria.⁵⁵ Dicha división impide garantizar el abastecimiento de insumos para la petroquímica secundaria y reduce la eficiencia de los procesos al perder los beneficios de las economías de escala.

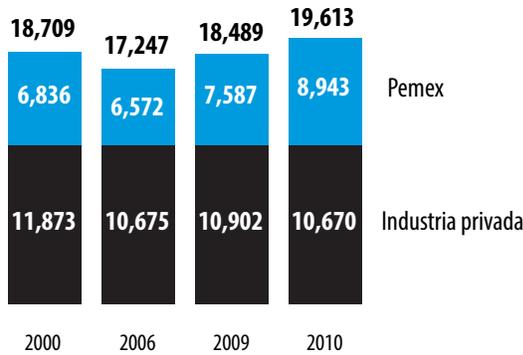
Para entenderlo mejor, la petroquímica básica procesa los condensados y el gas generados en el upstream y por ley, está reservada para el Estado. Por otra parte, la petroquímica secundaria es el segmento donde se transforman los petroquímicos básicos en productos químicos más elaborados y actualmente está abierto a la inversión privada. Esta división ha creado distorsiones para toda la cadena puesto que los insumos para

55. El gas natural es un insumo fundamental en los procesos petroquímicos y por lo tanto clave para la competitividad del segmento.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

la petroquímica secundaria no son competitivos a nivel regional. A pesar de esto, la participación privada ha sido muy productiva y ha conformado grupos industriales relevantes a nivel internacional, especialmente en las cadenas del etileno.

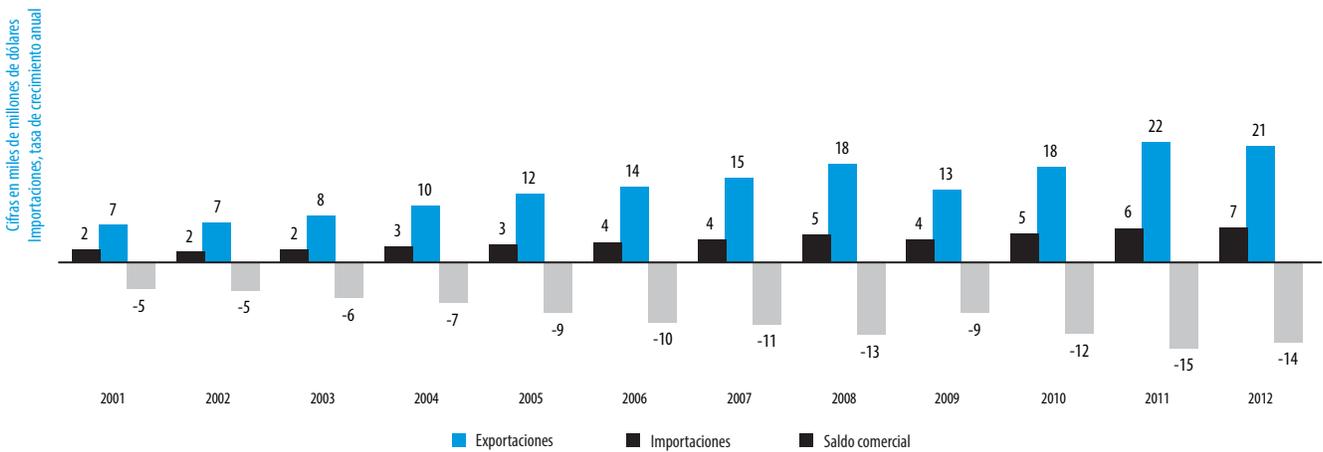
Gráfica 3.18 Producción nacional de petroquímicos, años seleccionados (miles de toneladas anuales)



Como ya se mencionó, Pemex y la industria privada han trabajado para integrar las cadenas petroquímicas que tienen el mayor potencial de valor como son la del etano (etileno), la de aromáticos, la de metano y la de propano, lo que ha revertido la tendencia a la baja de la producción nacional de petroquímicos. Sin embargo, la producción doméstica no es suficiente para satisfacer la demanda nacional, por lo que ésta debe cubrirse con importaciones. En 2012 se tuvo un déficit en la balanza comercial de petroquímicos de 14 mil millones de dólares, con el componente de importaciones a un ritmo de crecimiento de 11% anual durante los últimos doce años.

Fuente: Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), SENER y Pemex.

Gráfica 3.19 Balanza comercial de productos petroquímicos y de origen petroquímico, 2001-2012 (miles de millones de dólares)



Fuente: BANXICO, Grupo de trabajo de estadísticas de comercio exterior.

Los esquemas de inversión que existen actualmente para los proyectos petroquímicos canalizan recursos financieros de la siguiente manera: a) inversión pública a la producción de aromáticos, amoniaco y óxido de etileno, b) las asociaciones público-privadas se enfocan al cloruro de vinilo y c) la inversión privada desarrolla proyectos para etileno, propileno y amoniaco.

Como puede observarse, Pemex tiene en la actualidad alianzas con el sector privado en petroquímica para el desarrollo de algunos productos. Cabe notar que en la mayoría de estas alianzas, Pemex participa con una aportación a través de suministro de insumos a largo plazo. Las alianzas en mención son las siguientes:

Tabla 3.1 Proyectos en alianza con el sector privado en el sector de petroquímica

Proyecto	Participantes	Inversión
1 Reactivación de la cadena de acrilonitrilo (incluyendo la modernización de planta de PPQ)	Unigel y Pemex	90 mmUSD Participación Pemex: suministro de insumos
2 Paraxileno en CP Cangrejera	Alfa y Pemex	300 mmUSD Participación Pemex: 50% inversión
3 Cianuro de sodio	Unigel, Peñoles y Pemex	150 mmUSD Participación Pemex: 40% inversión
4 Cloruro de vinil. Para optimizar la cadena, incrementar la producción y reducir los costos	Mexichem y Pemex	200 mmUSD Participación Pemex: suministro de insumos
5 Urea. Para impulsar la producción de fertilizantes	Agrogen y Pemex	200 mmUSD Pemex Petroquímica (PPQ) aporta garantía de suministro a largo plazo de amoníaco en Cosoleacaque
6 1-Buteno	Diabaz y Pemex	40 mmUSD Participación Pemex: 40% inversión
7 Amoníaco	Estado de Sinaloa	1,000 mmUSD Participación Pemex: 15% en suministro
8 Etileno XXI	Braskem y Pemex	3,500 mmUSD Participación Pemex: 10% inversión
Total		5,480 mmUSD

Fuente: IMCO con información de Pemex Petroquímica.

Una importante oportunidad para México es el entorno internacional favorable para los precios de los petroquímicos gracias a su creciente tendencia. La demanda de petroquímicos crece 8% anual, un ritmo mayor al de la economía mundial. La abundante oferta de gas natural en Norteamérica incrementa la competitividad del segmento de petroquímica en la región. Como ya se discutió en el apartado de gas natural, México tiene el potencial para aprovechar este escenario de oferta abundante y precios bajos, para incentivar el desarrollo de la industria mexicana en general, y de la petroquímica en particular.

Gráfica 3.20 Índice global de precios petroquímicos (IPEX), 2001-2013



Fuente: International Chemical Information Service.

IPEX Índice Global de Precios de Productos Petroquímicos, considera las regiones de Estados Unidos, Europa Occidental y Noreste Asiático.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

3.3 Marco institucional del sector: un modelo de gestión estatal ineficiente

El modelo mexicano de gestión del sector de hidrocarburos no se ha adaptado a los cambios tecnológicos, al tipo de reservas en su territorio, a nuevos modelos de operación internacionales, ni a su nuevo contexto regional.

El modelo de gestión del sector de hidrocarburos vigente en México está caracterizado por el dominio de Pemex. La empresa operadora estatal produce en un contexto sin competencia y con participación muy limitada de inversión privada. El diseño institucional está relacionado con la convicción de soberanía nacional sobre la propiedad de los hidrocarburos. Este modelo, aunque con cambios y ajustes menores a lo largo del tiempo, está sujeto desde 1958 a restricciones constitucionales que impiden la participación de otros operadores en la industria⁵⁶ (ver el artículo “Petróleo, Dominio de la Nación” en este informe).

El resultado ha sido un marco legal que otorga a Pemex la conducción central y estratégica de todas las actividades relacionadas con la industria petrolera.

Desde su creación como compañía estatal y definición como operador único, Pemex ha adoptado el modelo de contratistas -que no invierten en los proyectos, ni comparten el riesgo si éstos no son exitosos-, trabajando con empresas privadas en actividades específicas como pueden ser perforación o levantamiento sísmico. Particularmente, cuando Pemex carece de capacidad tecnológica o de recursos, se ha beneficiado de la aportación de estos contratistas. Pero como operador, Pemex tiene la responsabilidad de tomar todas las decisiones y arriesgar su capital. Naturalmente, gana dinero si el proyecto es exitoso y pierde todas las veces que los proyectos no lo son.⁵⁷

Este apartado describe el modelo de gestión que rige al sector de hidrocarburos en el país. En la primera parte se explican brevemente los principales cambios derivados de la reforma de 2008 para posteriormente mostrar el régimen institucional y fiscal vigente.

3.3.1 La reforma de 2008 y sus limitantes

Los más recientes cambios jurídicos e institucionales en materia energética ocurrieron durante la administración federal 2006-2012 y en el periodo de la LX legislatura 2006-2009. Después de varias discusiones sobre cómo dotar al sector de hidrocarburos de herramientas que lo volvieran más productivo, se resolvió llevar a cabo una serie de modificaciones legales en la estructura de la empresa estatal. No obstante, el resultado no fue una reforma de fondo debido a la falta de consenso entre las principales fuerzas políticas y lo poco ambicioso del planteamiento inicial. Aun con la reforma de 2008, la restricción a la inversión privada en la cadena de valor permanece como el eje central de la política energética nacional.

El punto inicial y objetivo principal de la reforma fue cómo revertir el efecto del agotamiento gradual del campo Cantarell. Otros de los temas discutidos fueron cómo aumentar las actividades de exploración para identificar campos con valor comercial y cómo dotar de mayor autonomía de gestión a Pemex.

Dado ese contexto, el gobierno federal presentó un paquete de iniciativas al Congreso de la Unión.⁵⁸ Éstas se pueden resumir en cuatro rubros: exploración y producción (*upstream*), refinación (*downstream*), finanzas públicas y de la empresa, y gobierno corporativo. Los principales cambios propuestos se presentan en la tabla 3.2.

En voz de varios especialistas,⁵⁹ la reforma se trató de un cambio en Pemex más que de una reforma al sector de hidrocarburos. Varios temas clave no fueron abordados. Por ejemplo, no se tocaron temas como la libre comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos, el papel del sindicato de Pemex en las decisiones estratégicas de la empresa y el obstáculo que la carga fiscal representa para la operación eficiente de la empresa, así como la productividad de la paraestatal.

Los cambios logrados en los primeros tres rubros incluidos en la tabla, fueron marginales y no representaron modificaciones de fondo sobre las condiciones previas. El mayor cambio se dio en el rubro de gobierno corporativo y de estructura institucional. No obstante, la reforma no corrigió de fondo las dificultades de inversión y operación, el papel del presupuesto de Pemex como parte del presupuesto federal y de su figura como financiador del gasto público. La reforma de 2008 tampoco resolvió el tema fundamental de la falta de competencia en el sector.

56. Entre 1933 y 1958 se permitía la inversión mixta, aunque rara vez se hizo. Ver en D. Wood (coord.) (2012). *Un nuevo comienzo para el petróleo mexicano: principios y recomendaciones para una reforma a favor del interés nacional*. México: ITAM y The Woodrow Wilson Center Mexico Institute.

57. Ver una explicación más detallada en D. Wood (coord.) 2012, *Op. Cit.*

58. El paquete de iniciativas se presentó en octubre de 2008.

59. Centro de Estudios Espinosa Yglesias, (2008). *Proyecto de evaluación de leyes. Evaluación de la Reforma Energética*.

Tabla 3.2 Balance de las iniciativas presentadas y el alcance de la reforma energética de 2008.

Área	Iniciativa presentada	Lo que logró la reforma de 2008
Exploración y Producción (upstream)	Participación directa del sector privado en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • La participación directa del sector privado (empresas operadoras) en la exploración y producción permanece restringida • Se delineó la figura de “contratos incentivados para terceros” (proveedores de servicios), conocidos como los CIEPS (contratos integrales de exploración y producción). Estos permiten la participación de proveedores en las actividades secundarias de la industria
Refinación (downstream)	<ul style="list-style-type: none"> • Competencia en la producción de gasolina • Participación del sector privado en la construcción y operación de refinerías 	<ul style="list-style-type: none"> • Se mantiene el monopolio de Pemex en la refinación de petróleo y en la comercialización • Se ordenó la construcción de una refinería en Tula (originalmente prevista para 2016)
Finanzas	<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de derechos de extracción de petróleo en niveles comparables a otros países • Dotar de recursos para necesidades de inversión de Pemex y apuntalar su balance financiero 	<ul style="list-style-type: none"> • El régimen fiscal de Pemex no se modificó, sigue ligado al presupuesto público • Compromiso plurianual a fin de reservar recursos para financiar futuras inversiones • Creación de un fondo de investigación y desarrollo de energía renovable • Nuevas reglas para el fondo de estabilización • Introducción de los bonos ciudadanos (Hasta 2012 la SHCP no había publicado los lineamientos para la emisión de estos bonos) • Regímenes especiales para campos maduros, campos con complejidad técnica (Chicontepec) y aguas profundas
Gobierno corporativo y regulación	<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilidad del Consejo de Administración de la creación de valor económico • Creación de un órgano regulador, independiente de Pemex, a cargo de definir la estrategia óptima de explotación y extracción de reservas 	<ul style="list-style-type: none"> • Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para regular y supervisar la explotación de las reservas de petróleo del país • Cuatro consejeros profesionales para fortalecer el mandato institucional

Fuente: IMCO con base en: Roberto Newell (2012). Política Energética.

En busca de la ruta hacia el crecimiento sostenible en Claudio Loser y Harinder Kohli, (2012). Futuro para todos: Acciones inmediatas para México, Centennial Group Latin America, y en Jesús Reyes Heróles G.G., (2012), Reforma energética y sustentabilidad. Documento para el Banco Interamericano de Desarrollo.

Los contratos incentivados (CIEPS) fueron una figura relativamente atractiva para las empresas de bienes y servicios y actualmente están en operación. Sin embargo, son contratos donde las compañías funcionan como proveedoras de servicios de Pemex. Es difícil que, bajo este esquema, algún proveedor exija su aporte por una compensación con elementos de riesgo.

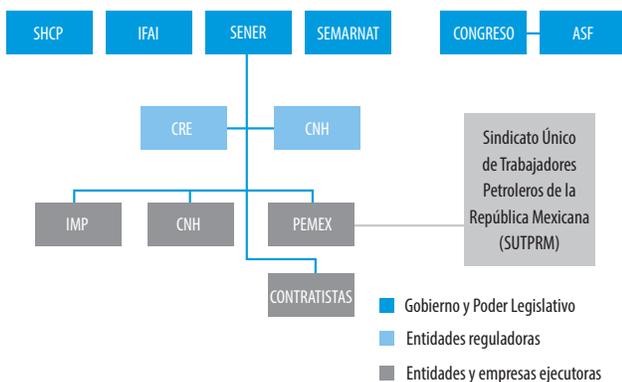
la existencia de un único operador que absorbe todas las actividades de la cadena de valor y cuya operación es muy difícil de controlar. Además, este único operador tiene limitaciones de inversión y está impedido de hacer alianzas con otros operadores para hacerse tanto de tecnología como de talento.

La experiencia de esta reforma es una clara lección. En opinión del IMCO, para desplegar el potencial de hidrocarburos en el país es necesario hacer reformas profundas. Esto requiere evitar soluciones parciales de corto plazo. La reforma debe tocar la parte fundamental del problema:

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

3.3.2 El régimen institucional de Pemex: ni empresa ni entidad gubernamental

Figura 3.3 Organización del sector de hidrocarburos en México



Fuente: IMCO con información de los sitios oficiales de las entidades y dependencias aquí descritas.

El arreglo institucional vigente sufrió algunos cambios derivados de 2008. Se creó la CNH cuyo mandato central es la regulación y vigilancia de la explotación de reservas de petróleo, entidad con carácter técnico y con una visión de largo plazo. Entre sus atribuciones tiene la tarea de establecer los criterios para el diseño de los proyectos de exploración y producción, así como su aprobación técnica y el establecimiento de mecanismos de evaluación de la eficiencia en dichas actividades.

En la práctica, el rol de la CNH ha tenido varias limitaciones. En primer lugar, obedece a un contexto de un único ente regulado, por lo que sus decisiones se restringen a las capacidades de operación de Pemex. Además, cuenta con un equipo profesional muy limitado y con bajo presupuesto de operación. Tan sólo de 2012 a 2013 su presupuesto fue reducido 35%.⁶⁰ Paralelamente, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) recibió nuevas facultades para establecer las condiciones de las ventas de primera mano en lo que se refiere a transporte, distribución y almacenamiento de petrolíferos.

Por otra parte, se integraron cuatro consejeros profesionales al Consejo de Administración de Pemex. A decir de algunos funcionarios de la paraestatal,⁶¹ esto ha venido a politizar las discusiones dentro del or-

ganismo. Lo cierto es que el esquema de consejeros profesionales en un contexto de empresa paraestatal es un híbrido que no cambió ni podía cambiar de fondo la rendición de cuentas ni la toma de decisiones en Pemex. Además, el Consejo de Administración no está obligado a rendir cuentas periódicamente como lo hacen tradicionalmente los consejeros de una empresa a sus accionistas.

Por su parte, el Sindicato sigue siendo un actor de mucho peso en la operación de la empresa. Al tener cinco representantes dentro del Consejo de Administración, participa directamente en las decisiones de la paraestatal. El legado de las “conquistas sindicales” sigue estando presente en las prácticas del sector.

Finalmente, en materia de política energética y regulación, se le dio a la SENER la responsabilidad de formular la Estrategia Nacional de Energía (ENE). Sin embargo, este documento de planeación plantea una visión de 15 años y debe ser ratificado por el Congreso anualmente, con lo cual difícilmente puede ser considerado como un documento de estrategia.⁶² Con esta reforma, la SENER tiene la responsabilidad de fijar el precio del petróleo para efectos presupuestales y determinar la producción de petrolíferos en sus prospectivas, así como definir las metas de la tasa de restitución de reservas. En la mayoría de los países, el precio del petróleo es una variable exógena que no es fijada por ningún agente. Este último punto ejemplifica por qué es importante sacar a Pemex del presupuesto federal.

Sin embargo, la reforma de 2008 no resolvió el conflicto de interés del titular de la SENER. Por una parte, dicta la política energética y regula ciertas actividades de Pemex -es juez- y por otra, encabeza el Consejo de Administración al tomar decisiones operativas y sobre proyectos de inversión. Es decir, también es parte involucrada.⁶³

A pesar de los cambios producidos en 2008, Pemex sigue conservando una naturaleza dual que la obliga a cumplir con objetivos contradictorios. Al ser una empresa de carácter público se debe regir bajo ciertos criterios financieros como maximizar su rentabilidad. Al mismo tiempo, Pemex en su calidad de organismo descentralizado debe apegarse a la normatividad de la Administración Pública Federal, por lo que su presupuesto es parte del presupuesto de la federación.

60. En 2012 la CNH tuvo un presupuesto programable de 96 millones 974 mil 474 pesos. Para 2013 éste se redujo a 62 millones 590 mil 122 pesos.

61. Reyes Heróles G.G., Jesús (2012). *Reforma energética y sustentabilidad*. Documento para el Banco Interamericano de Desarrollo.

62. A la fecha de elaboración de este reporte el Senado, a diferencia de lo ocurrido en la administración federal 2006-2012, había ratificado la ENE 2013. Ver en Reforma (15-03-2013). *Aprueba el Senado estrategia energética*. Obtenido en: <http://www.reforma.com/edicionimpresa/paginas/20130315/pdfs/rNAC20130315-007.pdf>

63. Reyes Heróles G.G., Jesús *Op. Cit.*

Cuadro 3.1 Organización del sector de hidrocarburos en México.

	Organismo	Función
Dirección y legislación	SENER	Conduce la política energética del país desde el punto de vista del Ejecutivo Federal, dentro del marco constitucional, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de los energéticos que requiere el desarrollo de la Nación.
	CONGRESO	Define la orientación del sector y plasma en leyes las políticas y normas aplicables. Asimismo, va ajustando dicha normatividad según varíen las condiciones de la industria. Tiene a su cargo la asignación presupuestal para cada entidad y dependencia, ramos administrativos y programas presupuestarios.
Supervisión	SHCP	Encargada de la integración de presupuestos de inversión y operación alineados a las metas de déficit gubernamental, autoriza los techos de endeudamiento, así como la aprobación de los proyectos de inversión del sector. Adicionalmente, controla y supervisa el programa comprometido de ingresos del sector y la autorización del catálogo de productos y mecanismos de precios al público y de transferencia ente las distintas empresas del sector paraestatal.
	SEMARNAT	Supervisa el cumplimiento de las normas ambientales en suelo, aire y agua, y asigna permisos de actividad en áreas geográficas definidas, previo dictamen de estudios de impacto ambiental. Adicionalmente gestiona las iniciativas de reducción de emisiones de gases efecto invernadero.
	ASF	Vigila el cumplimiento de los objetivos contenidos en las políticas y programas gubernamentales, el adecuado desempeño de las entidades fiscalizadas, y el correcto manejo tanto del ingreso como del gasto público.
	IFAI	Organismo que abre un canal para hacer pública información no compartida ordinariamente sobre cualquier proceso de las entidades gubernamentales del sector.
Regulación	CRE	Comisión Reguladora de Energía. Organismo técnico autónomo enfocado a la regulación del mercado del gas natural y gas LP, en sus formas de enajenación y entrega, en la fijación de tarifas y otorgamiento de permisos de infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución; buscando la creación de condiciones de eficiencia y competitividad del sector.
	CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos. Organismo con autoridad y autonomía técnica para la regulación, supervisión y evaluación de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Elabora estudios, análisis, proyectos y dictámenes técnicos buscando elevar la efectividad de Pemex Exploración y Producción.
Ejecución	PEMEX	Empresa petrolera estatal integrada que cuenta con los derechos exclusivos de exploración extracción, transformación y comercialización de hidrocarburos en el País. Busca satisfacer la demanda nacional de productos petrolíferos, canalizando los hidrocarburos excedentes a los distintos mercados de exportación, bajo la premisa de la maximización del valor económico de las reservas de hidrocarburos y los activos operados.
	IMP	Instituto Mexicano del Petróleo. Provee de servicios de investigación y apoyo técnico especializado para la industria petrolera nacional, y es considerado el brazo tecnológico estatal del sector.
	STPRM	Sindicato Único de Trabajadores de la República Mexicana. Tiene cinco representantes de un total de 15 en el Consejo de Administración.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Esta dualidad le impide comportarse netamente como una empresa que busca maximizar su rentabilidad financiera. Por una parte, debe cumplir con la regulación a la que se sujeta cualquier secretaría de estado para cuestiones como organización y funcionamiento, presupuesto, planeación operativa, adquisiciones y obra pública, supervisión, auditoría y evaluación del desempeño. Por otra, la paraestatal no puede decidir de manera independiente cuestiones de planeación estratégica o de proyectos de inversión. La mayoría de las veces depende de diferentes instancias para su operación, y está limitada tanto por la alta carga fiscal a la que está sujeta como por los límites en el techo de inversión.⁶⁴

Finalmente, la fiscalización excesiva sobre Pemex ha sido ineficiente en la práctica. El papel de los reguladores ha sido débil y ha demostrado la falta de conocimiento técnico sobre el sector de hidrocarburos. Aun cuando órganos independientes pudieran vigilar eficientemente al sector, esta opción ha encontrado resistencias por contravenir la concepción sobre la propiedad de los recursos en manos de un único operador.

3.3.3 Finanzas: la quiebra de Pemex y la creciente petrolización de las finanzas públicas

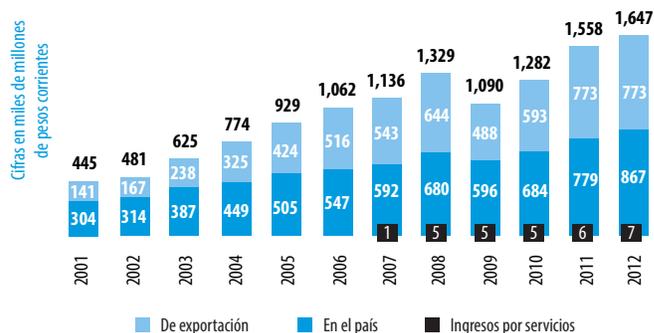
Las ventas

Pemex es la empresa más grande de Latinoamérica en términos de ventas, aunque sus resultados financieros no son buenos. Las ventas observan una tendencia de fuerte crecimiento: durante el periodo 2001-2012, crecieron al 7% de anual en términos reales. Las ventas totales están divididas en la misma proporción entre ventas por exportación y ventas en el mercado doméstico. Esta tendencia ha sido impulsada en los últimos cinco años por un incremento en los volúmenes de venta e incrementos en los precios del crudo y petrolíferos en los mercados de referencia (ver gráfica 3.21).

Los costos

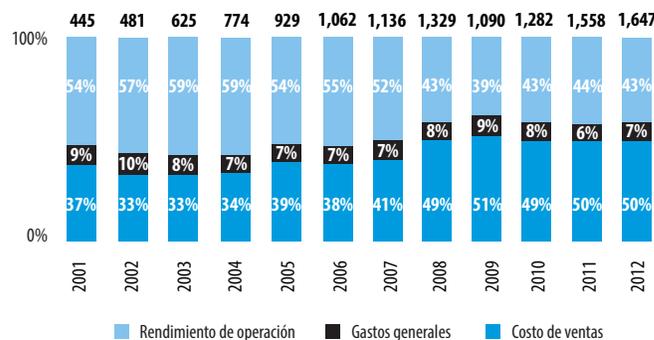
El importante crecimiento en ventas no ha podido ser transformado en un crecimiento de las utilidades. Desde 2007, los costos de operación como proporción de las ventas⁶⁵ han crecido 10 puntos porcentuales, al pasar de niveles de 40% de las ventas a 50% de éstas. Esto representa 165 mil millones de pesos de costo adicional que explican, junto con la carga impositiva, los malos resultados financieros obtenidos en los últimos años.⁶⁶

Gráfica 3.21 Tendencia de la ventas totales de Pemex, 2001-2012 (miles de millones de pesos corrientes)



Fuente: IMCO con base en los anuarios estadísticos de 2001-2011. La información de 2012 se obtuvo del reporte de resultados no dictaminados al 31 de diciembre de 2012.

Gráfica 3.22 Eficiencia de operación como porcentaje de ventas (Miles de millones de pesos corrientes)



Fuente: IMCO con base en los anuarios estadísticos de 2001-2011. La información de 2012 se obtuvo del reporte de resultados no dictaminados al 31 de diciembre de 2012.

La principal área de ineficiencia es Pemex Refinación, reflejada por los márgenes variables negativos que ha presentado durante los últimos años. En 2012, esta subsidiaria tuvo un margen variable promedio de sólo 0.04 dólares por cada barril procesado. Adicionalmente, carga con problemas de costos logísticos y comerciales no reconocidos en los precios de ventas, así como un pasivo laboral de alrededor de 40% de los pasivos totales.⁶⁷

El régimen fiscal y la carga fiscal de Pemex

Además del incremento de costos, la carga fiscal representa un grande obstáculo al desempeño financiero de Pemex. Históricamente, el régimen fiscal del sector petrolero en México ha tenido como objetivo maximizar el

64. En la siguiente sección se describe más a detalle el régimen fiscal del sector.

65. En términos contables esto se registra como costo de ventas o costo de lo vendido.

66. Pemex, estados financieros 2001 a 2012.

67. Ver en este mismo informe el apartado sobre las pensiones de Pemex.

Tabla 3.3 Porcentaje de los ingresos derivados de los hidrocarburos para el sector público

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
30%	30%	33%	36%	37%	38%	35%	37%	31%	33%	34%	34%

Fuente: SHCP Informe de Finanzas Públicas.

ingreso del Estado mexicano con una visión de corto plazo. Este régimen obedece a una lógica de recaudación para financiar el gasto público, y no de maximización del valor de la renta petrolera con una visión intergeneracional (de largo plazo).

El problema principal es que el régimen fiscal actual obliga a que la única empresa operadora en el país tenga que pagar al fisco cantidades que, la mayoría de las veces, son superiores a las utilidades que genera. La base de pago de derechos para Pemex es el volumen producido y no el margen generado. Este sistema ha operado como un mecanismo de transferencia segura de recursos al gobierno federal, para ser aplicados a programas y actividades que se piensan urgentes y prioritarios en el corto plazo. Este sistema claramente demuestra la dependencia del sector público a los ingresos de los hidrocarburos.

La participación anual de los ingresos petroleros dentro de los ingresos públicos ha sido en promedio de 34% desde 2001. Las finanzas públicas tienen una fuerte dependencia a una fuente poco estable, tanto por la volatilidad en el precio de los hidrocarburos como por la tendencia de la producción nacional. Es por esto que cualquier intento de reducir dicha dependencia, y al mismo tiempo apoyar las finanzas de Pemex, tiene que ser compensado mediante el fortalecimiento de otras fuentes de recaudación como el IVA, el ISR e incrementos en la base de contribuyentes. Además, se requiere revisar la política de subsidios, principalmente los relacionados con la energía.

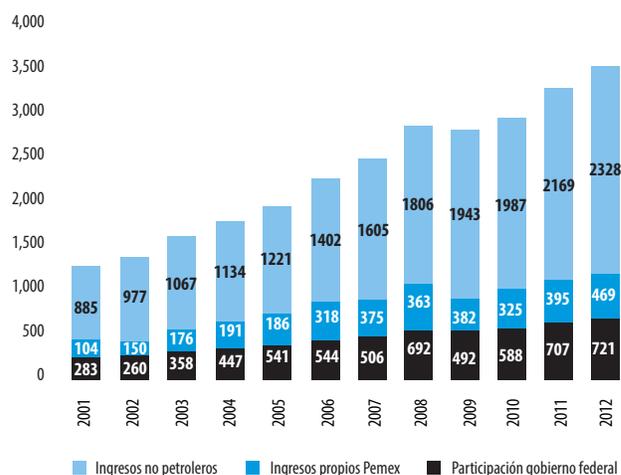
El régimen fiscal de Pemex es sumamente complejo. Consta de 11 derechos, cuatro impuestos y otras contribuciones. El artículo 7 de la Ley de Ingresos de la Federación 2013, obliga a Pemex a realizar pagos anticipados diarios por concepto de un solo derecho. Por el derecho ordinario sobre hidrocarburos, Pemex deberá pagar este año (2013) 634 millones 525 mil pesos diarios y pagos semanales de 4 mil 453 millones 880 mil pesos (esto incluye días festivos).

Este esquema implica que Pemex destina un alto porcentaje de sus ventas al pago de impuestos. Si por ejemplo, comparamos a Pemex con Petrobras en el periodo de 2000 a 2011, vemos que en promedio Petrobras destinó 33% de sus ingresos para pago de impuestos. Mientras tanto, el monto que Pemex paga es de cerca de 60% de sus ingresos (ver gráfica

3.23).⁶⁸ Ciertamente, es muy difícil que cualquier empresa en el mundo pueda ser rentable con una carga fiscal de esa magnitud.

Los efectos negativos de este esquema fiscal sobre Pemex se logran ver en la siguiente gráfica (3.25). Se observa que consistentemente los montos de impuestos y derechos pagados superan la utilidad antes de impuestos y con ello comprometen la viabilidad financiera de la empresa.

Gráfica 3.23 Ingresos petroleros y no petroleros del sector público 2001-2012



Fuente: SHCP Informe de Finanzas Públicas.

*Participación gobierno federal: Montos pagados por Pemex al gobierno federal por derechos y aprovechamientos, impuesto especial sobre producción y servicios e impuesto a los rendimientos petroleros.

68. En Huerta Durán, Carlos y Ruíz, Fluvio (2012). *Petrobras: petróleo, finanzas públicas y desarrollo*. Revista *Olafinanciera.mx*, número 12, mayo y agosto 2012.

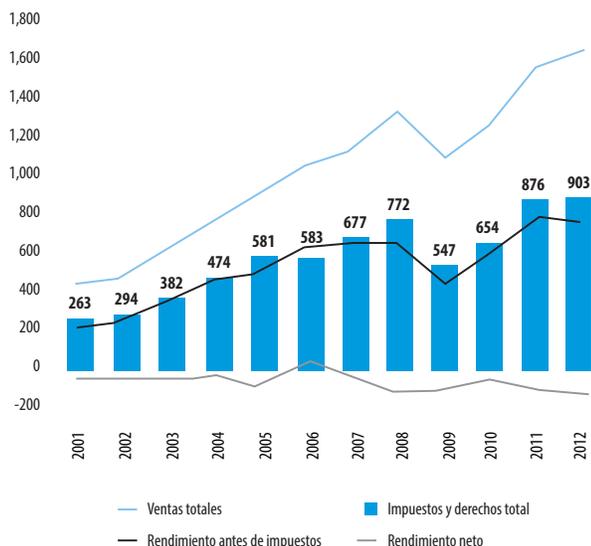
Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Tabla 3.4 Derechos, impuestos y contribuciones que paga Pemex

Cargas fiscales		Sujeto		Anticipos 2012
1	Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	PEP	PEP	\$634,525,000 diarios, \$4,453,880,000 semanal, pagos provisionales mensuales
2	Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	PEP	PEP	Pagos provisionales trimestrales y anual
3	Derecho para la Fiscalización Petrolera	PEP	PEP	Pagos provisionales trimestrales y anual
4	Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	PEP	PEP	Pagos provisionales trimestrales y anual
5	Derecho Extraordinario sobre la Exportación del Petróleo Crudo	PEP	PEP	Pagos provisionales trimestrales y anual
6	Derecho sobre extracción de Hidrocarburos Paleocanal de Chicontepec y Aguas profundas	PEP	PEP	Pago anual
7	Derecho Especial sobre Hidrocarburos para Campos en el Paleocanal de Chicontepec	PEP	PEP	Pagos provisionales mensuales y anual
8	Derecho Especial sobre Hidrocarburos para Campos en Aguas Profundas	PEP	PEP	Pagos provisionales mensuales y anual
9	Derecho Adicional sobre Hidrocarburos para Campos en el Paleocanal de Chicontepec	PEP	PEP	Pagos provisionales mensuales y anual
10	Derecho Adicional sobre Hidrocarburos para Campos en Aguas Profundas	PEP	PEP	Pagos provisionales mensuales y anual
11	Derecho Único sobre Hidrocarburos	PEP	PEP	Pagos provisionales trimestrales y anual
12	Impuesto a los Rendimientos Petroleros	PMC, PREF, PGPB, PPQ	PMC, PREF, PGPB, PPQ	2,073,000 diarios, 14,318,000 semanal, pago anual
13	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	PREF	PREF	No hay anticipos diarios determinados en la Ley de Ingresos. Pagos mensuales
14	Impuesto al Valor Agregado	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Pagos mensuales definitivos
15	Impuestos al Comercio Exterior	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Pagos provisionales mensuales
16	Retenciones de ISR e IVA	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Pagos provisionales mensuales
17	Contribuciones locales	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Cada órgano
18	Contribución de mejoras por obras públicas federales de infraestructura hidráulica	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Cada órgano
19	Otros derechos	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Cada órgano
20	Multas y recargos	Cada órgano subsidiario	Cada órgano subsidiario	Cada órgano

Fuente: Pemex con base en la Ley de Ingresos 2013. Presentación a cargo del Dr. Fluvio Ruíz, consejero profesional del Consejo de Administración de Pemex, 11 de marzo de 2013, Ciudad de México.

Gráfica 3.25 Carga impositiva y resultados de Pemex, 2001-2012 (miles de millones de pesos corrientes)



Fuente: IMCO con base en los anuarios estadísticos de 2001-2011. La información de 2012 se obtuvo del reporte de resultados no dictaminados al 31 de diciembre de 2012.

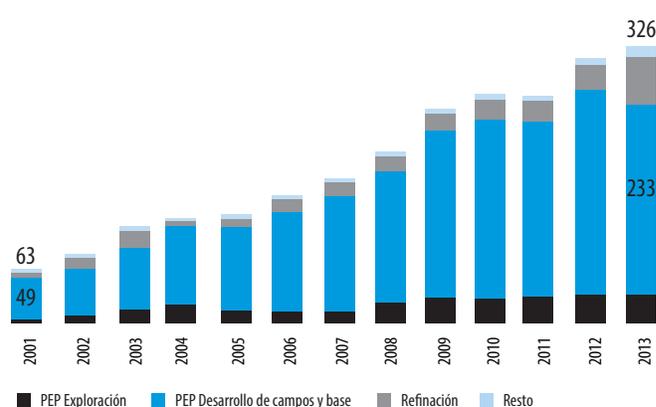
Inversión

Para analizar el desempeño financiero y operativo de Pemex, además de entender el comportamiento de sus ventas, costos y régimen fiscal se tiene que entender la dinámica de inversión. Esto no sólo involucra entender cuánto se ha invertido, sino ver estos montos en el contexto de cuánto más se necesitaría invertir para desarrollar el potencial de hidrocarburos en México. Este último concepto se trató en la sección 3.1 del presente capítulo.

La inversión ha crecido a un ritmo de 15% anual real liderada por Pemex Exploración y Producción (PEP), tanto en su componente exploratorio como de desarrollo de campos para explotación. Destaca el crecimiento relativo que han tenido las inversiones en Pemex Refinación enfocadas a la reconfiguración y acondicionamiento de sus plantas (ver gráfica 3.26).

Este crecimiento en la inversión ha sido definido por la combinación de tres aspectos: el nivel de los recursos generados por la empresa, la carga fiscal y la política de endeudamiento. La expansión de la inversión que se requiere en Pemex para satisfacer la demanda de hidrocarburos de la economía mexicana, requerirá además de los ajustes en esas tres variables, la participación complementaria del capital privado.

Gráfica 3.26 Inversión de Pemex, 2001-2013 (miles de millones de pesos constantes a 2013)



Fuente: IMCO con información de Pemex (2012). Securities Exchange Commission (SEC) Documento 20F Exploración para los años referidos; SHCP (2012). Informe trimestral sobre la situación económica, finanzas públicas y deuda y SHCP, (2013). Presupuesto de egresos de la Federación.

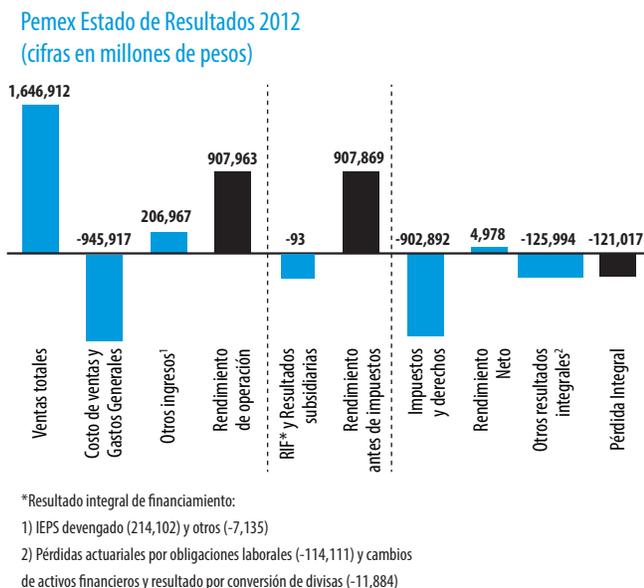
PEP en su caso base de proyección, sin considerar ningún cambio estructural en el sector, estima una inversión promedio de 279 mil millones de pesos para los próximos cuatro años, alcanzando los 288 mil millones de pesos en el 2017. Este escenario supone una restitución de reservas mayor a 100%, lo que llevaría a duplicar la actual inversión en exploración al final del cuatrienio.

Los resultados

Para 2012, los resultados integrales de la empresa presentan una pérdida de 121 mil millones de pesos. Sin embargo, antes de aplicar algunos cargos relacionados con la valuación de los pasivos laborales, el rendimiento neto es positivo en casi 5 mil millones de pesos. Como se explicó anteriormente, la carga impositiva juega un papel muy importante en los resultados, ya que si bien la empresa presenta una utilidad antes de impuestos de 909 mil millones de pesos, ésta prácticamente es eliminada por el pago de derechos e impuestos que para 2012 presenta un récord histórico.

Capítulo 3. Atrapados en el pasado: sector de hidrocarburos en México

Gráfica 3.27 Estado de Resultados de Pemex, 2012 (Millones de pesos corrientes)



Fuente: Pemex Reporte de resultados no dictaminados al 31 de diciembre de 2012.

La pérdida integral se explica principalmente por la ineficiencia en las subsidiarias encargadas de las actividades de downstream, en particular Pemex Refinación. En la gráfica 3.28 se observa que, aunque PEP (encargada de la fase de upstream) reporta una utilidad de 61 mil millones de pesos, Pemex Refinación tuvo una pérdida integral de 142,019 millones de pesos, debido al débil margen variable que prácticamente fue cero en 2012.⁶⁹ Ello se debe a la configuración de las plantas, los paros por la falta de mantenimiento y las fallas en el suministro de energía.

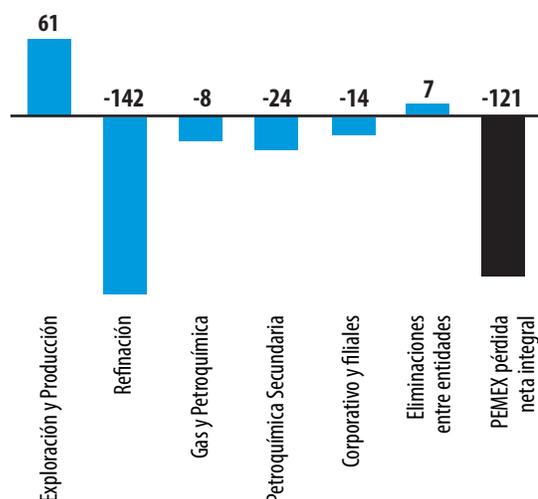
De nueva cuenta, se observa que el mayor valor está en el *upstream*. En una industria donde la mayor rentabilidad está en la extracción y producción del crudo, se han podido ocultar las ineficiencias en la ejecución de otros proyectos, principalmente los relacionados con las actividades de *downstream*. Esto se agrava por la mala administración de los recursos humanos y las condiciones laborales de los trabajadores de Pemex. En 2012, el pasivo laboral representó un gasto de 71,143 millones de pesos.

A ello se suman los elementos estructurales, por ejemplo los costos de logística de importación no trasladados al precio que Pemex estima del orden de 29 mil millones de pesos. Lo anterior, sin contar el costo del decreto del subsidio al gas LP, que para 2011 alcanzó casi 40 mil millones

69. Pemex, (2013). Estados financieros por subsidiaria, información por segmentos.

de pesos entre Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), PEP y Pemex Refinación. Sin embargo, aún sin considerar estos costos estructurales e ineficiencias, los resultados del segmento de refinación no serían positivos, situación incontrovertible.⁷⁰

Gráfica 3.28 Resultados integrales de Pemex 2012, según subsidiaria (Miles de millones de pesos corrientes)



Fuente: IMCO con base en Pemex, estado de resultados 2012.

La dependencia de los ingresos del fisco hacia la renta petrolera ha traído consecuencias negativas. Los bajos niveles de inversión, aunque se han estabilizado en los últimos años, no han sido suficientes para mantener e incrementar los niveles de producción. Además de disminuir el patrimonio de la empresa, el régimen fiscal vigente no manda las señales adecuadas para que mejore la operación de Pemex, ya que es complejo y se enfoca en maximizar los ingresos fiscales del gobierno federal. Con ello, limita los proyectos de inversión de la paraestatal y distorsiona la lógica de jerarquización para la asignación de recursos a los proyectos.⁷¹

Los cambios tanto estructurales como de procesos internos, deben ir dirigidos a la maximización del valor económico. Esta maximización se logrará en la medida en que se reduzca la carga impositiva y los costos de los procesos, se eliminen los subsidios, se reduzcan los pasivos no

70. Pemex, (2012). Resultados no dictaminados 2012, anexos y presentación *Avances, Retos y Perspectiva de Petróleos Mexicanos*, Marzo 2012.

71. Reyes Heróles G.G., Jesús Op. cit, Estrada E, Javier H. (2003). *Efectos de la regulación en exploración y explotación de petróleo sobre el desarrollo del sector de hidrocarburos en Noruega, Brasil y Alberta Canadá, y sobre sus empresas petroleras estatales. Perspectivas para Pemex en caso de regulaciones similares en México*, México, D.F. Noviembre de 2003. Consultor energía y Medio Ambiente.

relacionados con la operación y aumenten las inversiones para expandir capacidades de producción. Es importante que la reforma considere cambios que le permitan a Pemex ser rentable. Ello sin duda redundará en mayores niveles de producción y mayor rendimiento de las inversiones de la paraestatal.

Sin embargo, la discusión de la reforma no puede reducirse al papel de Pemex en el sector y cómo lograr que sea rentable y operativamente eficiente. La reforma y la problemática del sector de hidrocarburos en México trascienden el desempeño de Pemex.

Uno de los retos en la próxima discusión de la reforma al sector, será decidir cómo maximizar el valor de la renta petrolera. Asimismo, deberán plantearse vías para garantizar la seguridad energética y fortalecer la competitividad del país, así como para convertir al sector en una palanca de desarrollo industrial y tecnológico. Es decir, deberá discutirse cómo lograr un sector integral de hidrocarburos.

Otro objetivo a perseguir será cómo maximizar el valor de la renta en un horizonte de largo plazo. Si nos planteamos la pregunta: ¿La generación actual es la única dueña de la renta petrolera? Evidentemente la respuesta es no. Hasta ahora, los ingresos petroleros provienen de un activo que no se ha utilizado para invertir en otro activo ni se ha proyectado como beneficio futuro.⁷² Las generaciones futuras no disfrutarán la riqueza proveniente del petróleo si se gasta o se invierte mal.

En el IMCO, creemos que los objetivos anteriores deben ser el eje en la discusión de la próxima reforma al sector de hidrocarburos en el país. En el siguiente capítulo se presentan a detalle estos objetivos estratégicos y las propuestas alineadas con cada uno de ellos.

72. Sobre este tema véase en este mismo reporte, en el capítulo 2, el modelo noruego y en el capítulo 4 la sección: “Nuestros hijos y el petróleo: visión intergeneracional de la renta petrolera”. También véase: Chávez Presa, Jorge (2008). *Reflexiones para crear un fondo soberano en México ¿Cómo asegurar la participación de las futuras generaciones del patrimonio petrolero?*. Serie El uso y Abuso de los Recursos Públicos. Cuaderno de debate no. 1, México: Centro de Investigación y Docencia Económicas.

Anexo Capítulo 3

Memoria de cálculo de inversión para la explotación de recursos

Descripción	Tipo de recurso	Clase de costo	Volumen mmbpce	Ajuste por riesgo	Volumen explotable mmbpce	Costo usd/bpce	Costo total mmmusd
Reservas 2P	Reservas	Desarrollo	26.2	1.0	26.2	11.43	299.5
Aguas profundas	Recursos convencionales	Desarrollo y descubrimiento	26.5	0.25	6.6	28.07	186.0
Resto convencionales	Recursos convencionales	Desarrollo y descubrimiento	28.0	0.25	7.0	16.13	112.9
Lutitas (shale)	Recursos no convencionales	Desarrollo y descubrimiento	60.2	0.25	15.1	15.07	226.8
Totales					54.9		825.2

Metodología

La estimación de las inversiones requeridas es en orden de magnitud y basada en costos unitarios de descubrimiento y desarrollo, sin considerar el costo para *shale*. Este último se estimó a nivel de costo por pozo con fundamento en el alcance definido por Pemex en sus planes de evaluación para lutitas.

Reservas 2P

Se considera la reserva 2P como el volumen de referencia o explotable, es decir, la reserva media y que usualmente se utiliza para la documentación y evaluación de proyectos en la industria. Para estimar la inversión necesaria en el desarrollo de las reservas 2P se considera un costo de desarrollo de 11.43 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (bpce). Este costo se obtuvo a partir de dos datos oficiales de Pemex, el costo de descubrimiento y desarrollo 2011 de 16.13 dólares/bpce y el costo de descubrimiento en 2011, de 4.7 dólares/bpce. La diferencia entre estos dos resulta en el costo de desarrollo utilizado.

Aguas profundas y resto de convencionales

El volumen de referencia o explotable se estima considerando que, del total de recursos, 25% se podrán transformar en reserva 1P. Para estimar la inversión necesaria se utiliza el costo de descubrimiento y desarrollo: en el caso de aguas profundas es de 28.07 dólares/bpce, y para el

resto de los recursos convencionales se utiliza el costo de descubrimiento y desarrollo oficial de Pemex de 16.13 dólares/bpce.

Lutitas

Para la estimación de la inversión en *shale* se considera el alcance del plan de Pemex para la evaluación de lutitas, con una inversión en exploración de 12 mil millones de dólares y la inversión de desarrollo de 215 mil millones. Esta última se obtiene al considerar los 27,000 pozos de desarrollo del plan a un costo por pozo (incluyendo infraestructura) de 7.96 millones de dólares, la cifra estimada de inversión equivale a un costo de descubrimiento y desarrollo para el volumen explotable de 15 dólares/bpce.

Fuentes específicas de costos

a) Costo de descubrimiento y desarrollo 2011: Pemex Relación con Inversionistas, informe Presentación a Inversionistas, Marzo 2013. Obtenido en: http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_Outlook_060313.pdf

b) Costo de descubrimiento 2011: Pemex Boletín de prensa No. 19, 7 de marzo de 2012. Obtenido en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=26229>

c) Costos de descubrimiento y desarrollo aguas profundas: Dado que no existen reportes de despachos de análisis reconocidos sobre los costos de descubrimiento y desarrollo específicamente en aguas profundas, se consideró el estudio Global E&P Benchmark Study de Ernst and Young (Nov. 2011). De entre todas las empresas que aparecen listadas se seleccionó el costo de PETROBRAS, empresa con mayor participación de producción proveniente de aguas profundas, con 74% del total. El costo de descubrimiento y desarrollo reportado para 2011 (a un promedio móvil de tres años) es de 28.07 dólares/bpce, según estimaciones del despacho citado.