

Cuadernos **de** trabajo **1**

# Energía para **México**





**Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.**

**Cuadernos de trabajo 1**

**Energía para México**

**Junio de 2007**

---

**Primera edición, 2007**

D.R. © 2007

**Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.**

Ángel Urraza 812, colonia del Valle.  
CP 03100, México DF.  
[www.fundacionpreciado.org.mx](http://www.fundacionpreciado.org.mx)

ISBN: 968-7924-01-2

Diseño de portada:  
Omar Salum, Retorno Tassier

**Impreso en México.**

Todos los derechos reservados. Esta publicación o sus partes no pueden ser reproducidas por ningún medio, sea mecánico, electrónico, magnético electroóptico, fotoquímico, por fotocopia o cualquier otro, sin el permiso escrito de la Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.

## Índice general

<b>Presentación</b>	7
<b>Prólogo</b>	9
<b>Advertencia preliminar</b>	10
<b>Capítulo I: La refinación de petróleo</b>	<b>11</b>
Introducción	
Objetivo e hipótesis	
Marco teórico	
Antecedentes	
Calidad de la refinación	
Demanda	
Producción	
Rendimientos	
Importación	
Maquila	
Precios	
Comercialización	
Inversión	
Conclusiones	
Glosario	
Bibliografía	
<b>Capítulo II: El petróleo crudo</b>	<b>33</b>
Introducción	
Marco teórico	
Objetivo	
Hipótesis	
Pregunta	
Las reservas de crudo en México	
Las reservas mexicanas respecto a las del resto del mundo	
Inversión de Pemex en exploración y la rentabilidad de esa inversión	
Producción, precio y exportación de petróleo	
Rendimiento del petróleo	
Perspectivas de los precios del crudo	

La razón de que México exporte crudo e importe  
gasolinas  
Conclusión y recomendaciones  
Bibliografía

### **Capítulo III: La petroquímica** ----- 49

Introducción  
Marco Teórico  
Historia  
Los productos de Pemex Petroquímica  
Las empresas privadas  
El Proyecto Fénix  
Los productos del Proyecto Fénix  
Contratos a largo plazo  
Costos de oportunidad  
Conclusiones y recomendaciones  
Bibliografía

4

### **Capítulo IV: Gas natural** ----- 73

Síntesis  
Marco teórico  
Antecedentes  
¿Qué es el gas natural?  
Proceso del gas natural  
Importancia del gas  
Usos del gas natural  
Reservas  
Producción mundial  
Fuentes alternas  
Historia  
Un producto olvidado en México  
Reestructura de Pemex  
Desregulación del Gas  
Desincorporación de activos de Pemex  
Marco Regulatorio  
Ley de desregulación de Pemex

Contratos de servicios múltiples  
Pemex Gas  
Inversiones y políticas recomendables  
Conclusiones  
Bibliografía

## **Capítulo V: Gas licuado**

93

-----

Marco Teórico  
Introducción  
Información general  
¿Energía eléctrica o gas LP?  
¿Qué es?  
¿Cómo se obtiene?  
a) Del gas  
b) De la refinación del petróleo  
Plantas de Pemex  
Red de distribución  
¿Cómo se maneja?  
Mercado del Gas LP  
Demanda  
Producción  
Importaciones  
Usos  
Precio  
Distribuidores  
Competencia  
Seguridad  
Contaminación  
Usos ilegales  
Como combustible vehicular  
Tanques con menos producto  
Conclusiones  
Recomendaciones  
Referencias

**Capítulo VI: Fuentes alternativas** ..... **107**

Introducción

Demanda y oferta de energía eléctrica

Fuentes alternas de energía

Marco Jurídico

Conclusiones y recomendaciones

Notas

Bibliografía

## Presentación

*Energía para México* no sólo marca el inicio de la publicación de la serie Cuadernos de Trabajo, con la cual la Fundación Rafael Preciado Hernández reafirma su compromiso con la búsqueda de soluciones para los principales problemas que enfrenta el país.

Al abordar este tema –en un escenario en el que aún se vislumbra lejana una reforma energética, a pesar de su carácter estructural–, vinculamos nuestra labor académica y de investigación con la propuesta para un sector de vital importancia para nuestro país. El solo dato de los ingresos para las arcas públicas derivados de la actividad petrolera, nos da una idea de la necesidad de contar con propuestas para este ámbito.

Pero también representa la oportunidad para la Fundación Preciado para aportar propuestas para el futuro del país. El aumento de la actividad económica, así como el natural crecimiento poblacional, hacen necesario que se ofrezcan, desde ahora, opciones para contar con la energía suficiente para el crecimiento de México, de ahí que también se abarque en el estudio las fuentes alternativas, además de analizar las opciones actuales.

En esa dirección, en la de las propuestas, apuntamos con la publicación de la presente obra.

Pero también refrendamos y reconocemos en estas páginas la labor de nuestros investigadores, en un horizonte de 14 años de vida como institución dedicada a indagar y proponer sobre los principales temas de interés de la sociedad. En su nacimiento, de

la mano del genio de Carlos Castillo Peraza, la Fundación Preciado ha generado –y continua con esa labor– un cúmulo de investigaciones sobre distintos temas, desde lo económico a lo social, pasando por migración, campo, gobernabilidad, cultura, medio ambiente y un abultado etcétera. El lector tiene en sus manos un fruto de esta labor.

También es una muestra de que como institución académica –cuyo principal objetivo es generar ideas y propuestas que coadyuven en la solución de los problemas de la sociedad en los ámbitos económico, político y social–, aportamos nuestro trabajo bajo la visión humanista que promovemos. De ahí que llevemos con orgullo el nombre de Rafael Preciado Hernández.

Congruentes con su pensamiento, concebimos a la economía como actividad cultural de sustentación humana, la cual debe armonizar dinámicamente las necesidades de la persona, con la producción, distribución y consumo de los bienes y servicios que la satisfacen. El objetivo es crear o mantener para el hombre, una base material estable y suficiente, para la realización, en un marco de libertad en el ejercicio de los derechos y cumplimiento de las obligaciones. Esta obra es parte de tal anhelo.

Finalmente, *Energía para México* es el inicio de una serie de publicaciones en las que daremos puntual seguimiento de los principales temas de interés social, bajo la premisa de que el camino es a través de soluciones. México lo solicita, hoy y mañana.

*Luis Eduardo Ibáñez Hernández*  
Director General de la FRPH



## Prólogo

Uno de los sectores fundamentales para el desarrollo económico de cualquier país es el energético. Más aún, la competitividad de su sector productivo depende en mucho de la competitividad de este sector, misma que a su vez depende a su vez del aprovechamiento de sus ventajas comparativas y de su eficiencia productiva.

Aunque la geografía determina en mucho las ventajas comparativas de un sector energético, depende de la política pública aprovechar las mismas. México es, desafortunadamente, un buen ejemplo de un país que a pesar de contar con enormes ventajas comparativas no cuenta con adecuadas políticas que le permitan sacar ventajas de ellas.

Por su parte, la eficiencia productiva depende de los incentivos que establecen la arquitectura de mercado y el marco regulatorio, determinados a su vez por el marco legal e institucional. También en este caso las leyes e instituciones mexicanas necesitan mejorarse.

Esta problemática tiene expresiones concretas que son recogidas con detalle en el presente cuaderno de energía. Tanto en el sector de hidrocarburos como en el caso eléctrico, la ausencia de un marco jurídico adecuado y su correspondiente política ha generado problemas que repercuten en toda la economía mexicana.

Tal y como lo señalan acertadamente mi estimado y admirado amigo Francisco Calderón y su hijo Salvador, una visión de corto plazo y la dependencia fiscal del petróleo nos han llevado a una situación

en la que, de no cambiar radicalmente la política energética, las próximas generaciones no recibirán beneficios de la renta que aporta este recurso. E indican algunos de los grandes absurdos que generan la pereza fiscal, la inercia, la mezquindad política, o una ideologización irracional: las finanzas públicas se estabilizan a expensas de desestabilizar a Pemex, se aumenta el nivel de producción sin invertir lo suficiente en exploración.

Y el problema no se limita a lo que ocurre aguas arriba. Quizás es peor aguas abajo, en refinación o petroquímica, donde el abandono y las decisiones equivocadas nos llevan a importaciones de productos en los que en principio deberíamos ser más competitivos. Como se señala en el capítulo correspondiente, si las inversiones en mejorar el rendimiento del actual Sistema Nacional de Refinación hubieran sido hechas en tiempo y en cantidad suficiente no estaríamos en las actuales circunstancias en las que incluso la capacidad para importar se encuentra ya saturada.

Lo que ha ocurrido en la industria petroquímica es una tragedia. Como afirman los autores, proyectos como el Fénix podrían ayudar, especialmente si las inversiones se concentran estratégicamente, sin embargo el problema de la balanza de petroquímicos no se resolverá. Los resultados de la reforma incompleta de los 90 fueron totalmente contraproducentes.

Los capítulos de gas natural y gas LP indican que aquí también tenemos problemas. Si bien la reforma al sector de gas natural atrajo inversiones considerables en transporte y distribución, la reforma no abrió aguas arriba. Y como Pemex tiene serias limi-

taciones presupuestales no invierte lo suficiente en exploración, producción y procesamiento de este hidrocarburo. La oferta nacional es en consecuencia limitada y no responde a las señales de altos precios en el mercado. Además, el gas natural es fundamental para ayudar a romper el oligopolio que existe en el gas LP, que en vez de utilizarse principalmente como combustible podría ser utilizado como materia prima.

Finalmente, y para completar el panorama del sector, el cuaderno aborda el sector eléctrico tocando la necesidad de recurrir a las energías alternativas, entre las cuales renovables como la eólica pero también la energía nuclear.

Así como para resolver un problema se requiere primero entenderlo, para hacer políticas públicas adecuadas para un sector se necesita hacer un buen diagnóstico del mismo. El presente cuaderno es un excelente punto de partida para el sector energético mexicano...

*Francisco Xavier Salazar Diez de Sollano*

Presidente de la Comisión Reguladora de Energía  
Mayo de 2007

### **Advertencia preliminar**

El presente volumen está compuesto por 6 documentos elaborados en distintas fechas a lo largo de 3 años y medio por lo cual la oportunidad de su información fue variando conforme el tiempo transcurría, por esta razón al tomarse la decisión de publicarlos en un solo libro fue necesario actualizar a mediados de 2006 los datos que en ellos se incluyen y aun ahora en 2007 probablemente alguno de ello quedaron ligeramente atrasados. No obstante lo anterior el análisis que se presenta en ellos corresponde a los problemas actuales del sector energético nacional.

Lo autores de ellos son: Francisco R. Calderón Licenciado en Economía por la UNAM, Master in Public Administration por la Universidad de Harvard y Salvador Calderón Lelo de Larrea Licenciado en Ingeniería Química por la Universidad Iberoamericana y Master in cienses por la University of Leeds, Inglaterra. Sobre de ello descansa la total responsabilidad de los análisis y opiniones que se presentan en este libro, de los cuales no necesariamente coinciden con los de la Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.

*Lic. Francisco R. Calderón*

Director de Estudios Económicos  
Fundación Rafael Preciado Hernández  
4 de abril de 2007

# I

## La refinación de petróleo

**Francisco R. Calderón**  
**Salvador E. Calderón**

El documento pretende demostrar que es más conveniente para el país invertir en incrementar el rendimiento muy bajo de las refinerías existentes que en la construcción de una nueva planta. Pemex ha venido invirtiendo desde 1938 en la ampliación y modernización del sistema de refinación; sin embargo, desde 1990 no se ha incrementado la capacidad instalada porque el propósito ha sido reducir la contaminación ambiental mejorando la calidad de los combustibles. Como resultado los rendimientos de las plantas nunca han sido superiores al 37%; a pesar de que en los últimos años se han realizado fuertes inversiones para mejorar su eficiencia, lo que hasta hace dos años no se había logrado por retrasos en la conclusión de las obras debido al incumplimiento de los contratistas extranjeros. La consecuencia de los retrasos ha sido la tendencia a importar más gasolinas pero con la entrada en operación de las plantas reconfiguradas esta tendencia claramente se ha revertido a partir de 2001. De todas formas, las importaciones no podrán ser eliminadas por completo por problemas de logística.

### Introducción

Proveniente del latín *petroleum* (*petra*-piedra y *oleum*-aceite), la palabra petróleo significa aceite de piedra. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrógeno. El génesis del petróleo se ubica en el depósito y descomposición de organismos de origen vegetal y animal que hace millones de años quedaron atrapados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en el Antártico, sin embargo, el petróleo no

se encuentra distribuido uniformemente en el subsuelo del planeta. Para que se puedan formar depósitos de hidrocarburos compuesto como petróleo y gas natural se deben presentar algunas condiciones básicas como la presencia de una roca generadora, una roca almacenadora, una roca sello, una trampa y condiciones apropiadas de presión y temperatura.<sup>1</sup>

Fue a partir de 1970, que la acción en conjunto de los principales productores árabes produjo un fuerte aumento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que terminó en un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento de los países occidentales, sino también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países en desarrollo y para México no fue la excepción. En el presente documento se analiza la situación del crudo mexicano en los últimos años, ofreciendo con esto una visión de lo que será la situación en el futuro de este tan importante sector para la vida económica de México y el mundo.

Ante el hecho paradójico de que México sea un gran exportador de crudo y en cambio importe una parte de las gasolinas que necesita su mercado se han presentado dos propuestas de explicación y solución. La primera y más obvia es invertir en la construcción de una nueva refinería y quizá dos, teniendo como ubicación probable Mazatlán, Salina Cruz o Coatzacoalcos.

La segunda argumenta que es preferible incrementar el rendimiento muy bajo de las plantas existentes sin necesidad de realizar las cuantiosas inversiones que requiere la construcción de una nueva refinería, ya que la refinación es un negocio de márgenes cuya

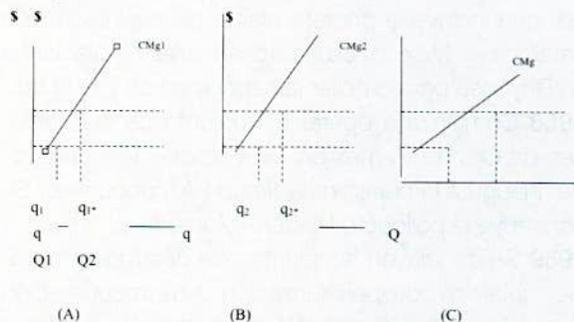
<sup>1</sup> Secretaría de Energía, 2004.

utilidad en general es del 5% y donde a veces se incurre en pérdidas, cuando se puede seguir exportando el crudo para importar la gasolina a precios más baratos que si se produjera en México.

El propósito de este trabajo es analizar los hechos para arrojar una luz sobre este debate que permita llegar a una decisión más conveniente para el país desde el punto de vista económico. La hipótesis es que será preferible aumentar la eficiencia de las plantas de refinación ya existentes.

### Marco teórico Monopolio multiplanta

La parte fundamental para el análisis del modelo del monopolio multiplanta es la minimización de costos ya que el monopolista desea producir a costos totales mínimos para que su beneficio sea el mayor posible. La minimización de costos se da cuando se produce en todas las plantas con costos marginales idénticos.<sup>2</sup> ¿Por qué? Debido a que cuando los costos marginales no son iguales en todas las plantas, el monopolista podrá reducir el costo total de su producción transfiriendo producción de las plantas con mayor costo marginal hacia las de menor costo marginal.

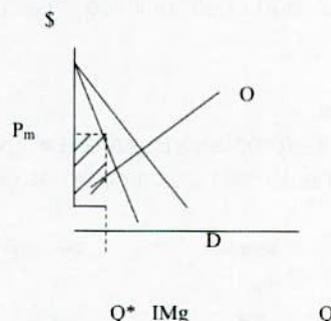


<sup>2</sup> El costo marginal se define como el cambio en el costo cuando cambia la cantidad producida en una unidad.

La curva de costo marginal de la gráfica (C) es la suma horizontal de las plantas representadas en las gráficas (A) y (B). Es decir,  $Q1 = q1 + q2 + \dots + qn$  y  $Q2 = q1^* + q2^* + \dots + qn^*$ , siendo  $n =$  el número de plantas.

La oferta de la industria (suma de las plantas) se construirá a partir de las cantidades producidas por las plantas que enfrenten costos económicos<sup>3</sup> iguales o menores al precio, ya que cualquier planta que opere con un costo mayor se cerrará.

El equilibrio es el siguiente:



La cantidad producida estará en función de la cantidad de plantas instaladas y de la eficiencia de las mismas (productividad) por lo que el equilibrio en el mercado se da en donde el ingreso marginal es igual al costo marginal, siendo la cantidad intercambiada  $Q^*$  a un precio  $P_m$ , el cual estará determinado por la demanda (lo que se está dispuesto a pagar por la cantidad ofrecida). Sin duda el monopolista tendrá una ganancia que se encuentra representada por el área sombreada, la cual no existiría bajo un modelo de competencia. La apertura de nuevas plantas estará condicionada a cumplir las condiciones de eficiencia

<sup>3</sup> Los costos económicos se definen como la suma de los costos contables y el costo de oportunidad, por lo que nunca pueden ser menores a los costos contables.

y este aumento en la capacidad instalada será la segunda mejor opción después de haber tratado de aumentar la productividad de la ya existente.

Los monopolios sin duda no son recomendables para la sociedad salvo cuando se trata de monopolios naturales, en los cuales no resulta eficiente competir por el tipo de infraestructura necesaria y lo mejor es aprovechar las economías de escala.

La refinación de petróleo opera bajo un esquema de monopolio multiplanta, dado que este recurso es propiedad de la nación y el avance en materia de privatización de la petroquímica básica ha sido muy lento.

### Antecedentes

Al decretarse la expropiación petrolera el 18 de marzo de 1938 la nación se hizo cargo de las siguientes refinерías:

Refinería	Compañía	Capacidad bd
Minatitlán	Águila	27000
Madero	Águila	43000
Azcapotzalco	Águila	11000
Árbol Grande	Pierce Oil	11500
Mata Redonda	Huasteca	8000
Bellavista	Petromex	1500
<b>TOTAL</b>		<b>102000</b>

Inmediatamente después de la expropiación se inició un programa de ampliación y modernización de la planta productiva que ha continuado sin interrupción hasta el momento actual, como puede verse a continuación (consultar en el glosario el significado de los términos técnicos):

**1939** Petróleos Mexicanos inicia la construcción de una planta productora de tetraetilo de plomo.

**1940** Entra en operación la refinерía de Poza Rica,

Ver. cuya edificación fue iniciada por la Compañía de Petróleo El Águila S. A. con capacidad de 5,000 bd.

**1945** Cierra la refinерía de Bellavista en las inmediaciones de Tampico, Tams.

**1946** Se inaugura la refinерía "18 de Marzo" en Azcapotzalco, D. F. con capacidad de 50,000 bd.

**1950** Se inaugura la refinерía "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Gto. con capacidad de 30,000 bd. Se amplía la refinерía de Mata Redonda, Ver. a 14,000 bd. Entra en operación la refinерía de Reynosa, Tams. con capacidad para 4,000 bd.

**1955** Se inauguran las plantas de lubricantes y parafinas en la refinерía "Ing. Antonio M. Amor" con capacidad de 2,400 barriles y 100 toneladas al día respectivamente. Se inauguran siete plantas de destilación en Azcapotzalco y se llega a una capacidad de 100,000 bd. Se inaugura un oleoducto que enlaza al Sistema Nacional de Refinación con el campo de Poza Rica y con los yacimientos de la Nueva Faja de Oro. Se inaugura en Reynosa la planta de absorción con capacidad para 300 millones de pies cúbicos de gas al día. Se inauguran las nuevas instalaciones de Reynosa para ampliar la capacidad a 10,000 bd.

**1956** Se inaugura la refinерía "Gral. Lázaro Cárdenas del Río" en Minatitlán, Ver. con capacidad de 50,000 bd. que incluye la primera planta de desintegración catalítica en México. Se adicionan otras instalaciones en Reynosa para ampliar la capacidad en 2,000 bd.

**1958** Comienza a operar el conjunto de instalaciones de Ciudad Pemex en el Estado de Tabasco. Se inaugura la planta catalítica de Azcapotzalco. Se construye el poliducto Madero-Monterrey.

**1959** Se concluyen las plantas de destilación al vacío, catalítica, de polimerización y de recuperación de azufre de la refinерía "18 de Marzo". Se concluye la planta de lubricantes en Minatitlán.

**1960** Se inician las operaciones en la refinería “Francisco I. Madero” en Tampico con plantas nuevas, estableciendo su capacidad de proceso de crudo en 125,000 bd. Se concluye el poliducto Monterrey-Gómez Palacio de 345 km. Deja de operar la refinería de Mata Redonda por resultar antieconómica.

**1961** Deja de funcionar la refinería de Árbol Grande, Tams. por resultar antieconómica

**1962** Se inaugura la planta de amoniaco en la refinería “Ing. Antonio M. Amor en Salamanca. Entra en operación la planta de tetrámero de Ciudad Madero.

**1967** Se inauguran las plantas que permiten ampliar la capacidad de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Río” en Minatitlán a 175,000 bd. Se compra la planta de metanol de San Martín Texmelucan, Pue.

**1968** Se inaugura la planta de absorción de Ciudad Pemex, con capacidad de procesamiento de 300 millones de pies cúbicos de gas.

**1970** Se amplía la refinería “Ing. Antonio M. Amor” en Salamanca a 100,000 bd. y la de Reynosa a 20,500 bd.

**1976** Se inaugura la refinería “Miguel Hidalgo” en los municipios de Tula y Atitalaquia en el Estado de Hidalgo, con capacidad para procesar 150,000 bd. Se amplían las refinerías de Azcapotzalco, Madero, Minatitlán y Poza Rica a 105,000, 185,000, 270,000 (incluye la fraccionadora de gasolina) y 38,000 bd. respectivamente.

**1979** Se inaugura la refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa” en Cadereyta, N. L. con una capacidad de 100,000 bd. Se inaugura la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” en Salina Cruz Oax. con una capacidad de 165,000 bd.

**1981** Se inaugura el complejo petroquímico “La Canchrejera” con capacidad para procesar 113,000 bd. de crudo y líquidos.

**1984** Entran en operación las ampliaciones de la refinería de Poza Rica, la cual llega a una capacidad de 72,000 bd. y de la refinería de Salamanca que alcanza una capacidad de 235,000 bd.

**1987** Entra en operación la ampliación de la refinería “Miguel Hidalgo” de Tula con la Planta Primaria de 165,000 bd. para llegar a 320,000 bd. de capacidad. Empieza a operar la ampliación de la refinería “Francisco I. Madero”, la cual llega a una capacidad de 196,000 bd.

**1989** Se amplía la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” en Salina Cruz al entrar en operación la Planta Primaria No. 2 con capacidad para procesar 165,000 bd. Se llega a la más alta capacidad de destilación atmosférica en el Sistema Nacional de Refinación con 1,679,000 bd.

**1991** Quedan fuera de operación las refinerías de Azcapotzalco y Poza Rica; la capacidad de proceso se reduce a 1,525,000 bd.

**1993** Iniciaron sus operaciones la Planta Catalítica No.2 y la reductora de viscosidad de Salina Cruz.

**1994** Se pusieron en operación la planta reductora de viscosidad y la de MTBE en Cadereyta. También iniciaron operaciones las plantas MTBE y TAME y la Planta Catalítica No. 2 de Tula.

**1995** Iniciaron sus operaciones las plantas de isomerización de Cadereyta y Minatitlán, la planta reformadora de Madero y la de MTBE de Salamanca.

**1996** Se pusieron en operación la planta de alquilación de Salamanca, las de isomerización, de hidrodesulfuración profunda, de MTBE y de TAME en Tula.

**1997** Se inauguraron las plantas Catalítica II de Cadereyta, las de alquilación y de isomerización de Salina Cruz y la de H-Oil de Tula.

**2000** Se iniciaron las operaciones del Proyecto Cadereyta.

**2002** Inicio de las operaciones del proyecto de reconfiguración de la refinería de Madero.

**2003** Entrada en operación de la coquizadora retardada de Cadereyta y Madero

**2004** Inicio de las operaciones de reconfiguración de la refinería de Minatitlán

Actualmente Pemex cuenta con una capacidad conjunta de refinación de 1 millón 560 mil barriles diarios distribuidas en seis refinerías, como se muestra a continuación:

Refinería	Capacidad (mbd)	Inauguración
Salamanca	245	1950
Madero	195	1960
Minatitlán	200	1967
Tula	320	1976
Cadereyta	270	1979
Salina Cruz	330	1979

Además Pemex tiene en copropiedad con Shell la refinería Deer Park en Tejas. A partir de 1990 Pemex ha hecho inversiones por 10,000 millones de dólares, no para aumentar la capacidad de refinación, sino para modernizar las plantas y mejorar la calidad de los combustibles; en esto último se ha alcanzado un considerable éxito, como lo demuestra el notable descenso de la contaminación ambiental en la ciudad de México.

### Calidad de la Refinación

En los últimos veinte años, la calidad de los petrolíferos mexicanos ha mejorado sustancialmente. A partir de 1995 se dejó de producir la gasolina Nova, la cual era prácticamente gasolina primaria hidrodesulfurada con el aditivo tetraetilo de plomo para aumentar el octanaje. Con el fin de sustituir este producto se realizaron cuantiosas inversiones

para mejorar la calidad de las gasolinas dentro del llamado “paquete ecológico” que incluía plantas hidrodesulfuradoras, de alquilación, isomerización, MTBE y TAME, reformadoras catalíticas y plantas de FCC.

Con esto se logró mejorar la calidad del aire en las zonas metropolitanas al producir gasolina adecuada para automóviles de la llamada tecnología “Tier 1”, los cuales llevan convertidor catalítico. Hace poco ha salido la gasolina Premium, baja de azufre, requerida por los autos de tecnología “Tier 2”, que son la norma actual en Estados Unidos.

Dentro de su paquete de reconfiguración de refinerías, Pemex tenía planeado construir numerosas plantas de MTBE; sin embargo, este producto fue prohibido en California debido a que se encontró que contamina los mantos freáticos y los cuerpos de agua. Por ello se decidió no invertir en estas plantas y buscar un producto sustituto que podría ser el alcohol etílico. De inmediato los grupos azucareros empezaron a hacer presión para que ésta fuera la solución y para que el alcohol fuera de origen agrícola. Empero, optar por este producto no es rentable porque lo que se requiere es alcohol anhidro, y el alcohol agrícola necesitaría someterse a un proceso complicado para lograr retirar toda su agua.

### Demanda

La demanda de productos petrolíferos durante los últimos años ha sido la siguiente:

**Miles de barriles diarios**

	Gasolinas	Turbosina	Diesel	Combustóleo
1997	499.6	47.2	262.5	453.9
1998	513.7	52.4	276.2	489.1
1999	512.6	55.3	274.7	470.8
2000	532.7	55.5	284.7	492.4
2001	551.8	55.3	275.8	474.9
2002	566.2	53.3	270.7	406.2
2003	601.2	54.2	294.7	354.6
2004	636.7	57.8	302.7	332.5
2005	672.1	58.7	320.1	340.6
2006	707.4	61.0	343.5	286.1

Hay que apuntar que mientras la demanda de gasolina aumentó un 41.6%; la turbosina un 29.2% y el diesel un 30.9%, productos todos de alto precio, la de combustóleo, producto mucho más barato, descendió 37%, lo que sólo puede explicarse por una reconversión de la industria hacia el gas, a pesar de los altos precios de este insumo. La evolución de la demanda de los productos más importantes ha sido la siguiente:

**Tasas de crecimiento %**

	Gasolina	turbosina	diesel	combustóleo
1998/97	2.82%	11.02%	5.22%	7.76%
1999/98	-0.21%	5.53%	-0.54%	-3.74%
2000/99	3.92%	0.36%	3.64%	4.59%
2001/00	3.59%	-0.36%	-3.13%	-3.55%
2002/01	2.61%	-3.62%	-1.85%	-14.47%
2003/02	6.18%	1.69%	8.87%	-12.70%
2004/03	5.90%	6.64%	2.71%	-6.23%
2005/04	5.56%	1.56%	5.75%	2.44%
2006/05	5.25%	3.92%	7.31%	-16.00%

El crecimiento de la demanda de gasolinas tuvo una tasa anual promedio de 4.0%, que es mayor al 1.14% de incremento en producción propia. En

el caso del diesel, el incremento en la demanda corresponde con el de la producción propia, que fue del 3.0% anual.

Podría suponerse que dado el paralelismo en la tasa de crecimiento, la producción nacional de diesel basta para satisfacer la demanda; pero no es así en el de la gasolina en que, por ejemplo en 2006, la demanda excede a la producción en 252,400 barriles diarios.

	Gasolina (mbd)			Diesel (mbd)		
	Producción	Demanda	diferencia	Producción	Demanda	diferencia
1999	425	512.6	87.6	265	274.7	9.7
2000	428	532.7	104.7	267	284.7	17.7
2001	430	551.8	121.8	280	275.8	-4.2
2002	424	566.2	142.2	266	270.7	4.7
2003	474	601.2	127.2	300	294.7	-5.3
2004	475	636.7	161.7	324	302.7	-21.3
2005	459	672.1	213.1	317	320.1	3.1
2006	455	707.4	252.4	321	343.5	22.5

El déficit va en aumento en todos los años considerados (1999-2006). Este déficit se cubre con importaciones y con la maquila, esto es, con el crudo mexicano que se envía a Houston, Tejas, para su proceso en la refinera de Deer Park donde, como ya se dijo, Pemex es copropietario junto con Shell, para que ya refinados reingresen al país.

En los últimos años la demanda de gasolinas se cubrió de la siguiente forma:

	Gasolina (mbd)				
	Demanda**	Producción	Importación neta	maquila	diferencia*
1999	512.6	425	110.5	36.644	-59.544
2000	532.7	428	55.1	73.271	-23.671
2001	551.8	430	95.7	37.766	-11.666
2002	566.2	424	53.2	76.638	12.362
2003	601.2	474	19.3	72.15	35.75

<b>2004</b>	636.7	475	90.2	75.848	-4.348
<b>2005</b>	672.1	459	117.4	65.806	29.894
<b>2006</b>	707.4	455	114.3	60.217	77.883

\*traspasos a otros productos, autoconsumos, mermas y variación de inventarios \*\* Producto entregado a ventas más autoconsumo

Es de tomar nota que el 16% de la demanda nacional de gasolinas se satisface con importaciones mientras que el 84% es cubierto por plantas de Pemex en territorio nacional (64.4%) o en la que tiene en copropiedad en el extranjero (8.5%). Además la importación de gasolinas, tan criticada, es más rentable que la producción propia porque ésta implicaría la producción de productos pesados menos valiosos que el crudo, tales como el combustóleo, en este caso con alto contenido de azufre. La demanda de diesel, por su parte se satisfizo en los últimos años de la siguiente manera:

<b>Diesel (mbd)</b>					
	<b>Demanda</b>	<b>Producción</b>	<b>Importación neta</b>	<b>maquila</b>	<b>diferencia</b>
<b>1999</b>	274.7	265.0	8.6	7.9	-6.8
<b>2000</b>	284.7	267.0	8.6	14.3	-5.2
<b>2001</b>	275.8	280.0	5.8	9.9	-19.9
<b>2002</b>	270.7	266.0	-11.7	10	6.4
<b>2003</b>	294.7	300.0	-13.9	7.2	1.4
<b>2004</b>	302.7	324.0	7.9	8.7	-37.9
<b>2005</b>	320.1	317.0	17.1	13.8	-27.8
<b>2006</b>	343.5	321.0	6.1	8.7	7.7

\*traspasos a otros productos, autoconsumos, mermas y variación de inventarios

\*\* Producto entregado a ventas más autoconsumo

En el caso del diesel es casi total la autosuficiencia pues la demanda se cubre en un 97% con la producción de refinerías situadas en territorio nacional, un 1.7% con la maquila en la planta de Deer Park,

de la que Pemex es copropietaria y apenas un 1.3% con importaciones.

La demanda de turbosina tiene la característica de que sus exportaciones e importaciones son similares; se podría pensar en cancelar las importaciones con lo que se exporta; pero esto no es posible por problemas de logística, ya que la turbosina se contaminaría si se enviara por poliductos.

<b>Turbosina (mbd)</b>					
	<b>Demanda</b>	<b>Producción</b>	<b>Importación neta</b>	<b>maquila</b>	<b>diferencia</b>
<b>1999</b>	55.3	57.3	0.3		-2.3
<b>2000</b>	55.5	56.1	7.2		-7.8
<b>2001</b>	55.3	56.1	0.0	1.2	-2.0
<b>2002</b>	53.3	56.3	-13.1	0.9	9.2
<b>2003</b>	54.2	61.5	-21.2		13.9
<b>2004</b>	57.8	63.7	-9.5		3.6
<b>2005</b>	58.7	65.7	6.1		-13.1
<b>2006</b>	61.0	65.1	-8.4		4.3

El caso del combustóleo es diferente: a pesar de que su precio es menor que el del crudo y de que su producción equivale al 31% de la total de las refinerías mexicanas, México es deficitario en combustóleos con bajo contenido de azufre, por lo que los importa por medio de buques. La demanda de combustóleo se atendió en los últimos años como se muestra a continuación:

<b>Combustóleo (mbd)</b>					
	<b>Demanda</b>	<b>Producción</b>	<b>Importación neta</b>	<b>maquila</b>	<b>diferencia</b>
1999	470.8	393.9	52.2		24.7
2000	492.4	387.4	67.1		37.9
2001	474.9	397.8	149.9		-72.8
2002	406.2	397.4	-10.8	1.2	18.4
2003	354.6	343.7	-11.9	6.3	16.5
2004	332.5	312.5	66.4		-46.4
2005	340.6	300.6	30.5		9.5
2006	286.1	285.9	69.0		-68.8

Actualmente el país es prácticamente autosuficien-

te en combustóleo, excepto los de bajo contenido de azufre, pero es probable que aumenten moderadamente sus importaciones en la medida en que progrese la reconfiguración de las refinerías la cual incrementará la producción de gasolinas.

### Producción

Como consecuencia de que las inversiones desde 1990 se han dirigido a mejorar la calidad de los combustibles y no a incrementar la capacidad instalada se ha producido un estancamiento en el proceso de crudo, como lo muestran las cifras siguientes:

#### Miles de barriles diarios

Años	Crudo procesado
1997	1283
1998	1228
1999	1227
2000	1252
2001	1244
2002	1283
2003	1303
2004	1284
2005	1267
2006	1242

Hubo, por consiguiente, un ligero descenso del 2% en la cantidad de crudo procesado entre 1997 y 2006. Podría uno preguntarse si no hubiera sido preferible invertir más en incrementar la capacidad instalada; pero en realidad la presión del público era ya muy fuerte para abatir la contaminación ambiental, en particular en el Valle de México, donde por ser una cuenca cerrada no es posible que los vientos remuevan los gases y partículas suspendidos en el ambiente. Por otra parte, era indispensable modernizar las plantas porque las refinerías de origen se diseñaron para producir fundamentalmente combustóleo debido a que la política durante el de-

sarrollo estabilizador y muchos años después estuvo dirigida a producir un combustible barato para la industria.

Los productos generados por cualquier refinería son gas LP –normalmente de utilización doméstica–, gasolinas para los coches, diesel para los camiones, turbosina para los aviones y combustóleo para la industria, quedando como subproducto el asfalto para pavimentación de calles y caminos. Obviamente estos destinos no son absolutos: hay automóviles que usan diesel, camiones que usan gasolina o gas e industrias que usan gas o diesel. Buena parte del gas se quema porque no hay suficiente infraestructura y porque muchas industrias no cuentan con recursos para financiar su conversión de combustóleo a gas. La evolución de la producción de gasolina y diesel, los dos principales productos, ha sido la siguiente:

#### Miles de barriles diarios

AÑOS	Gasolinas	% de aumento	Diesel	% de aumento
1999	425		265	
2000	428	0.64%	267	0.80%
2001	430	0.50%	280	4.90%
2002	424	-1.50%	266	-5.02%
2003	474	11.92%	300	12.80%
2004	475	0.25%	324	7.87%
2005	459	-3.31%	317	-2.29%
2006	455	-0.87%	321	1.25%

Como puede observarse, la producción de gasolinas se mantuvo constante entre el período 1999 a 2002 hasta la entrada en operación de las coquizadoras, donde crecieron un 9% para después volver a estabilizarse, que corresponde a una tasa anual del 1.14% aunque en realidad fue a saltos y

no constante. En lo referente al diesel su tasa de crecimiento fue de 3% anual. Si se considera que la cantidad de crudo procesado ha permanecido virtualmente estacionaria en el mismo período, habrá que concluir que las refinerías nacionales han logrado una mejoría en su rendimiento directamente relacionada a un cambio en su complejidad (la entrada en operación de las coquizadoras).

### Rendimientos

En términos generales, mientras más compleja sea una refinería se obtendrán mayores rendimientos de productos con mayor valor agregado, tales como gasolina, diesel y turbosina y menores rendimientos de productos cuyo valor es inferior al del crudo, tales como el combustóleo y los asfaltos

La configuración menos compleja es la de la refinería básica o hydroskimming, que consiste en los procesos de destilación primaria, destilación a vacío y reformación catalítica (ver glosario).

La siguiente configuración más compleja es la FCC. En esta configuración se siguen los mismos procesos que en la básica con la adición de la desintegración catalítica. Sucesivamente más complejas son las configuraciones FCC/alquiladora donde se da el proceso de alquilación catalítica, el de coquizadora y el de H-Oil. La inversión requerida para pasar a configuraciones cada vez más complejas va aumentando geoméricamente, pues es aproximadamente de un orden de magnitud. Típicamente éstos son los rendimientos de refinerías de diversas complejidades en Estados Unidos, procesando crudos similares al West Texas Sour (WTS):

%VOLUMEN	COMPLEJA CON HYDRO- CRACKING (H-OIL)	COQUIZA- DORA	FCC/ AL- QUILA- DORA	FCC	BASICA (hydroski- mming)
Gasolinas	65%	57%	52%		32%
Destilados (diesel y turbosina)	29%	34%	26%		24%
Combustóleo y otros	7%	7%	18%		41%
Valor relativo de los productos	1	0.98	0.95	0.93	0.84

En comparación, el siguiente cuadro muestra los rendimientos netos (productos entregados a ventas / crudo en proceso) del Sistema Nacional de Refinación:

Rendimientos	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006+
Grupo gas licuado	4.33%	3.91%	3.89%	3.86%	4.12%	3.85%	3.69%	3.60%
Grupo gasolinas	35.13%	34.94%	34.25%	34.09%	36.96%	36.38%	35.80%	35.60%
Grupo kerosinas	4.73%	4.58%	4.47%	4.53%	4.80%	4.88%	5.12%	5.09%
Grupo diesel	21.92%	21.83%	22.33%	21.44%	23.42%	24.81%	24.67%	25.09%
Grupo combustóleo	32.56%	31.63%	31.68%	31.98%	26.80%	23.92%	23.42%	22.34%
Crudo pesado procesado	2.50%	2.52%	2.29%	2.32%	2.03%	2.08%	2.28%	2.53%

Entrega a ventas \* 100/crudo recibido. Fuente: Estados de resultados. BDR \*2006:ene-jun

De este cuadro se desprenden varias conclusiones importantes:

- 1) Las refinerías mexicanas nunca han obtenido rendimientos de gasolina superiores al 37%, esto es, no han alcanzado siquiera los rendimientos de una configuración FCC;
- 2) En el grupo de diesel y turbosina apenas ha llegado a un rendimiento del 25%, o sea, que se encuentra en el nivel de los rendimientos en Estados

Unidos de la refinación básica.

3) Pese a las muy fuertes inversiones realizadas en la reconfiguración de las refinерías los rendimientos de combustóleo han disminuído pero todavía están muy por encima de los obtenidos en estados Unidos.

4) Las mejoras en rendimientos se han dado en diesel y turbosina y no en gasolinas.

Esto se explica por qué no sólo la mezcla mexicana procesada es mucho más pesada que el WTS sino que se ha ido volviendo más pesada ya que ha habido un incremento moderado del porcentaje de crudo maya procesado que pasó de ser el 30.94% del período 1987 a 1995 a 33.05% en el período 1996-2003.

La explicación de esta falta de respuesta se encuentra en primer término en que durante el período 1990-1999 las inversiones tuvieron como propósito prioritario el reducir la contaminación del medio ambiente y mejorar la calidad de las gasolinas, cosa que se logró satisfactoriamente. A partir de finales de la década de los noventa es cuando se realizaron cuantiosas inversiones para aumentar los rendimientos de ligeros (gasolinas, turbosina y diesel), principalmente en las plantas H-Oil de Tula y las coquizadoras retardadas de Cadereyta y Madero; sin embargo éstas no han llegado a funcionar de la forma en que fueron diseñadas.

Los rendimientos de las tres plantas mencionadas en los primeros seis meses de 2006 ha sido el que se muestra a continuación

	Coquizadora Cadereyta CYCDA	Coquizadora No. 1 Madero MACOB	H-OIL, TUHOA y TUCSA de Tula
<b>Capacidad nominal bd</b>	50,000	50,000	50,000

<b>Carga alimentada bd</b>	35,922	36,892	27,570
<b>Capacidad usada</b>	71.8	73.8	55.1
<b>Rendimientos %*</b>			
<b>Butano</b>	2.3	2	0
<b>Gasolinas</b>	16.6	14.1	6.3
<b>Gasóleo ligero</b>	20.9	24.1	11.2
<b>Gasóleo pesado</b>	34.5	34.1	21.9
<b>Coque</b>	41.6	45	-
<b>Residuo de vacío</b>	-	-	60.9
<b>H-OIL</b>			
<b>Kerosinas</b>	-	-	2.4

Específicamente, la H-Oil de Tula, que debió empezar a operar en 1997, apenas inició su operación continua en 2002 y eso tan sólo al 50% de su capacidad ya que desde entonces únicamente uno de los dos trenes con los que cuenta está trabajando. Esta planta podría operarse a mayor severidad a fin de obtener mayores rendimientos de ligeros; sin embargo, en la actualidad cerca del 60% de su producción se destina a combustóleo, sin embargo, durante su arranque en 2002 operó a una mayor severidad al reducir el residuo a 55.4% de la carga contra el 60.9% al que opera actualmente.

Igualmente, la coquizadora retardada de Cadereyta tuvo múltiples problemas tanto en su construcción como en su arranque programado para 1999; finalmente pudo empezar sus operaciones en 2003 y se opera actualmente al 72% de su capacidad. Por su parte, la coquizadora retardada de Madero sí pudo empezar a operar en 2003 según lo previsto, y actualmente opera al 74% de su capacidad.

Estas irregularidades se han debido, en buena medida a deficiencias en la ejecución del trabajo de la

compañía constructora Conproca, formada por la coreana Sunkyong y la alemana Siemens, lo que ha dado lugar a que Pemex haya retenido el pago, a una demanda de la concesionaria por varios cientos de millones de dólares y a una contra demanda de Pemex por similar cantidad.

Es de notar que la compañía encabezada por los coreanos ganó la licitación de estas obras gracias a que las compañías mexicanas no tuvieron acceso a créditos de la magnitud necesaria para competir; este hecho se tradujo en un muy serio quebranto de las constructoras nacionales, cuya capacidad técnica era igual o superior a la de sus competidores orientales. Cabe preguntarse si el Banco Nacional de Comercio Exterior no hubiera podido proporcionar los créditos suficientes para convertir en competitivas a las empresas mexicanas.

Sin embargo, las inversiones realizadas no han dado los frutos prometidos aunque ha habido avances: se esperaba que en la refinería de Cadereyta el rendimiento en el grupo gasolinas se duplicaría con la reconfiguración. De hecho, el rendimiento subió del 29.58% en 1998 al actual de 39.02% en 2006; el de diesel pasó de 25.44% a 35.32% en el mismo período mientras que el de combustóleo pesado cayó del 35.92% en 1998 al 10.64% en 2006.

En Madero los rendimientos sí mejoraron en forma más notable al pasar en gasolinas del 27.32% en 1998 al 39.34% en 2006; en diesel del 21.5% al 29.8% y en combustóleo del 32.1% al 12.1%

	Cadereyta		Madero			
	Gasolinas	Diesel	Combustóleos	Gasolinas	Diesel	Combustóleos
1998	29.58%	27.93%	35.92%	27.32%	21.48%	32.09%
1998	36.60%	25.44%	34.93%	28.23%	28.02%	27.62%
1998	31.62%	24.83%	39.79%	26.63%	26.78%	26.69%

1998	33.84%	29.76%	32.59%	20.18%	24.40%	31.37%
1998	36.96%	32.10%	28.64%	22.33%	17.26%	36.22%
1998	38.62%	35.14%	20.81%	36.46%	23.92%	20.61%
1998	38.77%	35.27%	11.89%	32.92%	23.07%	23.16%
1998	39.13%	35.93%	10.91%	40.10%	29.88%	13.39%
1998	39.02%	35.32%	10.64%	39.34%	29.81%	12.08%

### Importación

Hubo una apreciable tendencia a la disminución de las importaciones a partir de 1999 hasta 2003 en todos y cada uno de los renglones de la refinación: gasolinas, diesel, turbosina y combustóleo, sin embargo, a partir de 2004 la producción nacional ha resultado insuficiente, por lo que se ha regresado a los niveles de importación previos a las reconfiguraciones, como se aprecia en el cuadro siguiente:

Importaciones netas (mbd)

	Gasolinas	Diesel	Turbosina	Combustóleo
1997	21.6	0.0	-13.8	19.2
1998	79.0	13.7	-4.2	82.8
1999	89.7	8.6	0.3	52.2
2000	47.0	8.6	7.2	67.1
2001	90.0	5.8	0.0	149.9
2002	46.1	-11.7	-13.1	-10.8
2003	9.5	-13.9	-21.2	-11.9
2004	89.3	7.9	-9.5	66.4
2005	116.6	17.1	6.1	30.5
2006	114.3	6.1	-8.4	69.0

Fuente: BDR

Las importaciones mostraron una importante disminución a partir de 2002 como consecuencia de haber entrado en operación la plantas reconfiguradas de Tula, Cadereyta y Madero. La tendencia no siguió disminuyendo como se esperaba, ya que las plantas no han podido llegar a sus rendimientos de diseño. Es de esperarse que al entrar en operación

la reconfiguración de Minatitlán vuelva la tendencia a la baja por lo menos durante unos dos años. Sin embargo esta inversión debió hacerse desde el 2004 y ahora es urgente que se empiecen los trabajos para agregar a las refinerías de Salina Cruz y Salamanca de plantas de coquización retardada. Los planes oficiales parecen apuntar a un nuevo tren de refinación en Salina Cruz, una nueva refinería en Lázaro Cárdenas o una refinería con capital privado en Centroamérica

Mucho se ha criticado que México exporta crudo barato e importa gasolinas caras.

Los egresos por importación de refinados en el último año ha representado un 18.5% de los ingresos por venta de petróleo crudo

(Millones de dólares)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Importaciones netas</b>	1806.31	1496.71	1464.89	2591.62	2525.99	1052.27	669.94	215.19	5237.51
<b>Gasolinas y componentes</b>	1240.94	990.7	925.73	1257.53	1833	1076.63	809.28	341.91	4706.25
<b>Combustóleo</b>	518.47	424.61	574.25	1131.67	699.16	-5.02	56.94	3.67	409.03
<b>Otros</b>	46.9	81.4	-35.09	202.42	-6.17	-19.34	-196.28	-130.39	122.23
<b>Ingresos por venta de petróleo</b>	10,340.10	6,447.65	8,829.50	14,552.87	11,927.69	13,392.20	16,676.28	21,257.94	28,311.07
<b>Exportaciones/Importaciones</b>	17.47%	23.21%	16.59%	17.81%	21.18%	7.86%	4.02%	1.01%	18.50%

Fuente: Cuadro armado con datos de BDI y BDR

\*2006: enero a junio

La inversión requerida para construir una refinería nueva de 300 mbd que evitara la importación de refinados es de unos 28 mil millones de dólares, aproximadamente lo que ingresó en el 2005 por ventas internacionales de crudo. Esta refinería retiraría ingresos por la venta de crudo al exterior generando una utilidad del 5% anual, con lo se recuperaría la inversión en unos 25 años. De todas formas, no es previsible que las importa-

ciones lleguen a eliminarse por razones logísticas. En efecto, la refinería de Salina Cruz está encargada de surtir de petrolíferos a todo el litoral del Pacífico, lo que necesariamente se realiza por medio de buques al no existir un poliducto que corra a lo largo de la costa. El problema radica en que es mucho más caro el transporte marítimo que el efectuado en tubería, por lo que es más costoso importar de Estados Unidos para surtir a la Zona Noroeste,

principalmente a los Estados de Baja California y Sonora. (Ver mapa siguiente).



Fuente: Pemex Refinación, Subdirección de Planeación

## Maquila

Adicionalmente a la producción y las importaciones, parte de la demanda de petrolíferos se satisface a través de la maquila, esto es, se envía a la refinería de Deer Park en Houston, Tejas crudo mexicano y se regresa a México algunos de los productos, quedándose allá el combustóleo.

En general, las alzas y bajas de la importación habían sido compensadas por la maquila, excepto en 2003, en que ya se presentan disminuciones tanto en el volumen importado como en el enviado a maquilar, tal como aparece en el cuadro siguiente:

## Maquila

Volumen, mbd	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Crudo a maquila</b>	53.5	104.2	63.2	129.6	115.1		100.3
<b>Pesado</b>	52.5	79.9	54.1	107.5	108.7		92.6
<b>Superligero</b>	1.0	24.3	9.1	22.1	6.4	9.8	8.7
<b>Productos retornados</b>	44.6	87.6	54.8	107.9	101.6	96.0	87.3
<b>Alquilado</b>			2.4	10.0	9.0	3.5	
<b>Gasolina reformulada</b>	22.6	31.6	20.5	37.6	32.9	45.8	52.5
<b>Gasolina premium</b>	14.0	41.7	17.3	39.0	39.3	45.5	27.3
<b>Metil terbutil eter</b>			1.9	7.9	6.1	5.0	6.5

<b>Diesel</b>	7.9	14.3	9.9	10.0	7.2	8.7	13.8
<b>Combustóleo</b>				1.2	6.3		
<b>Isobutano</b>			1.6	1.2	0.9		
<b>Turbosina</b>			1.2	0.9			

Fuente: BDR

El esquema de la maquila tiene la ventaja de que se pueden hacer inversiones con el sector privado, no existen las restricciones contractuales y se evita el disponer del combustóleo. Es por eso que ese esquema se intenta reproducir en una eventual refinería en Centroamérica.

El costo de enviar a maquilar se compara favorablemente con el costo de operación de las refinерías:

US dis/bl	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Costo de maquila</b>	2.29	2.98	2.89	2.72	3.46	4.29	5.78	8.33
<b>Costo de refinación en México*</b>	3.11	4.18	4.45	4.64	5.37	5.78	6.97	7.57

\*costo de autoconsumos, servicios auxiliares, depreciación, sueldos y prestaciones

## Cuadro formado con datos de la BDR

Aún sumando el costo de la maquila al saldo negativo de la balanza comercial de hidrocarburos refinados, se mantuvo la tendencia descendente del costo total en dólares de las operaciones internacionales con estos productos hasta 2005, en que los altos costos del crudo y los productos distorsionan los resultados. Costo de la maquila más déficit de la balanza de refinados:

## Millones de dólares

	Déficit de la balanza	costo de la maquila	total
	millones de dólares		
<b>1997</b>	1806.3		1806.3
<b>1998</b>	1496.7		1496.7
<b>1999</b>	1464.9	122.6	1587.5
<b>2000</b>	2591.6	310.2	2901.8
<b>2001</b>	2526.0	182.7	2708.7
<b>2002</b>	1052.3	352.0	1404.3
<b>2003</b>	669.9	398.3	1068.2
<b>2004</b>	215.2	500.6	715.8
<b>2005</b>	5237.5	579.4	5816.9

## Precios

En los últimos cinco años el comportamiento de los precios de los hidrocarburos ha sido el siguiente:

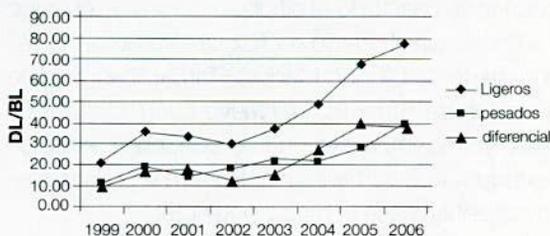
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Crudo recibido</b>	13.64	25.33	20.94	21.93	26.55	33.16	43.95	54.57
<b>Grupo gas licuado</b>	16.68	28.90	25.65	21.34	29.64	38.59	44.42	49.40
<b>Grupo gasolinas</b>	22.36	36.68	34.38	32.14	39.06	51.63	68.83	80.18
<b>Grupo kerosinas</b>	20.39	35.82	30.92	28.22	34.78	46.41	70.89	78.33
<b>Grupo diesel</b>	20.24	35.46	32.79	29.01	36.16	46.60	68.67	78.58
<b>Grupo combustibles</b>	11.35	18.62	15.04	18.12	21.47	21.89	28.22	39.44

Los precios de los hidrocarburos están sujetos a las variaciones del mercado internacional entre las que se pueden mencionar la estacionalidad, entorno político, incertidumbre, entrada de nuevos competidores y nuevas tecnologías. Por ello los precios del crudo y de los petrolíferos se han disparado desde la invasión a Irak.

Ante el cambiante escenario de precios, los refinadores están atentos a la variación del diferencial entre ligeros (productos más claros que el crudo) y pesados (productos más baratos que el crudo). Los grandes refinadores invierten en aumentar la complejidad de las refinerías cuando el diferencial entre ligeros y pesados aumenta, con el objeto de lograr un mayor porcentaje de productos ligeros caros en su producción total.

Sin embargo, debido al atraso que llevan las inversiones de Pemex su patrón de inversión no se ha regido estrictamente por este diferencial.

En resumen, el comportamiento del diferencial entre ligeros y pesados en estos mismos años ha sido el que se muestra en el cuadro siguiente:



	ligeros	pesados	diferencial
<b>1999</b>	21.14	11.35	9.79
<b>2000</b>	35.75	18.62	17.13
<b>2001</b>	33.07	15.04	18.03
<b>2002</b>	30.16	18.12	12.04
<b>2003</b>	37.22	21.47	15.76
<b>2004</b>	48.76	21.89	26.87
<b>2005</b>	67.62	28.22	39.40
<b>2006</b>	77.87	39.44	38.43

Como se puede observar el diferencial entre precios ligeros-pesados ha ido aumentando.

Todo parece indicar, por consiguiente, que es preferible seguir invirtiendo en la reconfiguración y modernización de las plantas para aumentar su productividad y mejorar la composición de su producción que realizar las inversiones mucho más cuantiosas que requiere la construcción de nuevas refinerías.

### Comercialización

La distribución de los hidrocarburos refinados a lo largo y ancho del país se realiza, en términos generales, de manera eficiente. Para este propósito se cuenta, en primer término con una red de poliductos de 11,218 kilómetros dividida en dos grandes porciones: la primera que va del Estado de Tabasco y el Istmo de Tehuantepec hasta Zacatecas y San Luis Potosí, cubriendo casi todo el altiplano central y teniendo una salida hacia el puerto de Tuxpan, Veracruz; la segunda, parte de Ciudad Madero, Tamaulipas y cubre los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua. Además existen tres pequeñas redes en los estados de Baja California, Sonora y Sinaloa respectivamente (véase el mapa siguiente).



La red de poliductos se complementa con 15 terminales marítimas, nueve en el Pacífico (Rosarito, Guaymas, Topolobampo, La Paz, Manzanillo, Lázaro Cárdenas, Acapulco y Salina Cruz) y seis en el Golfo de México (Madero, Tuxpan, Veracruz, Pajaritos, Lerma y Progreso); con una red de 77 terminales de almacenamiento y distribución con una capacidad de 11.4 millones de barriles; con una flota de 15 barcos propios y siete rentados y con otra de 1,255 autotanques propios y 1,366 rentados. Con esta infraestructura se surte a 6,300 estaciones de servicio, 6,245 de las cuales operan con franquicia de Pemex.

La construcción de una nueva refinería, por ejemplo en Mazatlán, reduciría muy poco los costos de distribución, no tendría por objeto resolver ningún problema de comercialización, sino que obedecería al propósito mercantilista de reducir el déficit en la balanza comercial de refinados y de engrosar el superávit en la de hidrocarburos en general.

Pemex podría capturar un mayor valor de sus productos si él mismo operara las gasolineras que expenden sus productos, tal como hacen los principales refinadores en Estados Unidos. El dueño de una franquicia de gasolinera en México tiene asegurado un cierto valor en pesos y centavos por cada litro de gasolina vendido, independientemente de las fluctuaciones de los mercados. Tampoco tienen riesgos las subdirecciones de comercialización y distribución de Pemex Refinación, quienes tienen un margen asegurado. El riesgo recae entre el IEPS y la subdirección de Pemex Refinación. No obstante lo anterior habría que considerar si la paraestatal está en la posibilidad de realizar la fortísima inversión que requeriría adquirir las gasolineras existentes y sobre todo los costos que provocaría la extensión del contrato con el sindicato de Pemex a todas las estaciones de servicio.

Los precios al público de las gasolinas y el diesel son fijados por el gobierno a través de un comité donde participan la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Economía, la Secretaría de Energía, Pemex y la CFE entre otros. El IEPS (impuesto especial sobre productos y servicios) constituye la diferencia entre el precio al público y el precio que recibe Pemex (ligado a los precios internacionales, pero también fijado en el comité de precios) más el margen para el dueño de la gasolinera, el margen del distribuidor externo –en caso de que lo haya– y el IVA. Este impuesto puede llegar a cero en el caso de que el precio internacional del crudo aumente mucho, como actualmente ocurre, en cuyo caso el gobierno subsidia el costo de la gasolina hasta que se anuncie un aumento en su precio. Dentro de Pemex, si los costos aumentan y sobrepasan al precio Pemex, es la Subdirección de Producción (las refinerías) la que absorbe la pérdida ya que la comercialización y la distribución tienen su margen asegurado.

Existe presión de los refinadores internacionales de modificar la Constitución mexicana para abrir sus propias gasolinerías en territorio nacional donde venderían los productos con sus marcas. No queda claro si estas gasolinas serían de importación o gasolinas de Pemex modificadas, pero esto da idea de que existe un potencial de utilidad en manejar la venta de combustibles al consumidor final.

Otros productos de Pemex como el combustóleo y la turbosina tienen un manejo distinto; los combustóleos se venden a través de contratos de suministro de mediano y largo plazo entre Pemex y las empresas demandantes (especialmente la CFE y distribuidores). El gas LP no lo vende Pemex Refinación directamente al público, sino que lo vende a Pemex Gas y Petroquímica Básica para que ellos

lo vendan a las compañías gaseras. La turbosina también se vende a compañías distribuidoras instaladas en los aeropuertos que a su vez lo venden a las líneas aéreas y dueños de aviones jet. En el caso del Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México existe un ducto para la turbosina que viene de la refinería de Tula para surtir el producto. Para proveer otros aeropuertos se usan buques, carros de ferrocarril y autotanques, existiendo una feroz competencia entre estas ramas de la industria del transporte para mover todos los productos de Pemex y no sólo la turbosina.

### **Inversión**

Tras la inversión en el llamado “Paquete Ecológico” durante el sexenio del Presidente Salinas, empezó una nueva etapa de inversiones destinada a aumentar el rendimiento de las gasolinas y el diesel así como elevar el porcentaje de crudo maya procesado. Esta etapa ha sido llamada de “reconfiguración de las refinerías”

Empezó con la refinería de Tula con la adición en 1995 de la planta hidrosulfuradora de residuales, llamada también H-Oil. Este es un proceso del cual sólo existen seis plantas en el mundo, una de ellas de tamaño muy reducido en la refinería de Salamanca que ha dado muchos problemas de operación.

El objetivo de la planta H-Oil de Tula de procesar 50 mbd de residuo de vacío nunca se ha cumplido: tras su inauguración en 1997 hubo un largo período de “estabilización” del proceso que terminó en un terrible incendio. Tras de ser reparada, se ha puesto a funcionar a partir de 2000 uno de los dos trenes con los que cuenta, pero en condiciones bajas de severidad.

La planta costó 642 millones de dólares financiados a través del esquema de Pidiregas (Proyectos de

inversión de impacto diferido en el gasto) ya que no se contaba con presupuesto para esta obra. Este esquema implica la inversión por parte del contratista ganador del concurso, la cual Pemex le va pagando con intereses, supuestamente con los recursos generados por la misma obra, pero si hay atrasos o falta de productividad, el contratista inversionista tiene garantizado su rédito, de modo que todo el riesgo es asumido por el gobierno mexicano.

Siguió en 1997 la planta de coquización retardada de Cadereyta (similar a la coquizadora ya existente en Deer Park) fue originalmente asignada a Protexa, pero su contrato fue rescindido en 1999 debido a múltiples incumplimientos. El proyecto de la coquizadora fue aunado al proyecto de modernización de la refinería y a la construcción del nuevo oleoducto alimentador de la refinería. Al nuevo megaproyecto se le dio por primera vez el nombre de “reconfiguración”. Este proyecto de 1618 millones de dólares vía Pidiregas fue asignado al consorcio Conproca, formado por la empresa surcoreana Sunkyong directora del proyecto, la alemana Siemens y la mexicana Tribasa, la cual fue eliminada del consorcio tiempo después.

De inicio, fue un error no haber partido un proyecto tan grande en otros más pequeños, ya que esto excluyó de participar a las compañías mexicanas de ingeniería y construcción y asestó finalmente la puntilla a la mayoría de ellas, entre otras a la misma Tribasa y a Bufete Industrial.

La Ley de Adquisiciones y Obras Públicas (LAOP) obliga a asignar el proyecto al concursante que ofrezca el menor costo. Conproca ofreció invertir cerca de 1200 millones de menos que el otro concursante, un consorcio formado por Mitsubishi y Bufete industrial. Sunkyong consiguió el financiamiento

del gobierno de Corea y subcontrató casi todos los servicios exigiendo cerca del 50% de rebajas para asignar los contratos. Aunque el proyecto Cadereyta es un contrato a precio alzado bajo la modalidad de “llave en mano”, que implica que el contratista es el responsable de la total ingeniería, procura y construcción de la obra, la estrategia de Conproca ha sido impugnar muchos de los trabajos implícitos de la obra como “obras fuera del contrato” y ha interpuesto una demanda en la Corte Internacional de Comercio por cerca de 600 millones de dólares. A su vez Pemex ha presentado una contrademanda por mil millones de dólares por incumplimiento de los contratos; ambos litigios están aún por resolverse. El proyecto Cadereyta finalmente entró en operación en 2003 con unos tres años de retraso.

En la reconfiguración de la refinería de Ciudad Madero, pese a la mala experiencia tenida, se le asignó el proyecto a las mismas empresas, Sunkyong y Siemens ahora bajo el consorcio Comproma, pues nuevamente ofrecieron el precio más bajo. Un mejor control del proyecto, ya bajo la presente administración, logró que se terminara a tiempo la obra, aunque la contratista ya está preparando su paquete de demandas. El costo de la reconfiguración de la refinería Madero es de 18,000 millones de pesos también vía Pidiregas.

Actualmente se encuentra en construcción la configuración de la refinería de Minatitlán, cuyo costo se estima en unos 25,000 millones de pesos a través de una serie de paquetes licitados a diferentes contratistas que incluye un nuevo tren de destilación para refinar 180 mbd adicionales de crudo además de una coquizadora.

También Pemex Internacional aportó 45 millones de dólares para ampliar en un 21.4% la capacidad

instalada de la refinería Deer Park, una coinversión desde 1991 de la paraestatal mexicana con la transnacional Shell Oil en Tejas.

En puerta están los probables proyectos de la reconfiguración de Salina Cruz, la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y una posible nueva refinería cerca de Salina Cruz o en Tuxpan, Veracruz, así como una refinería en Centroamérica donde Pemex encabezaría el proyecto y aportaría 230 mbd, pero no aportaría recursos de inversión.

### Conclusiones

Mientras que exportar crudo es un negocio de rentabilidad asegurada, la refinación es un negocio de márgenes. Por eso es importante no caer en falsos nacionalismos y evaluar muy cuidadosamente la conveniencia o no de invertir en la refinación, tanto en nuevas refinerías como en la reconfiguración de las refinerías actuales.

Como se desprende de este estudio, una refinería nueva implica producir productos demandados junto con otros no sólo no demandados sino con un valor inferior al crudo. La construcción de una nueva refinería debe ser planeada para cuando la demanda de combustóleo del país resulte insuficiente con la capacidad instalada y estas nuevas refinerías deberán ser diseñadas de origen para ser rentables y generar valor agregado. Es decir, deberán considerar desde un principio el incorporar procesos de "fondo de barril".

También es importante establecer que si se licita la tecnología, ésta debe ser de punta. Pemex ha invertido en comprar varias licencias de coquización retardada y ha puesto a operar tan sólo dos (Cade-reyta y Madero); sin embargo, esta tecnología ya ha sido superada, por lo que convendría negociar con

los tecnólogos un cambio por una tecnología más moderna. El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), a su vez, debería dedicarse más al desarrollo de tecnologías de fondo de barril, para evitar la compra de tecnologías.

Por otro lado, la inversión en reconfiguración parece una mejor alternativa porque ofrece una mejor relación costo beneficio. Las inversiones son de todas formas cuantiosísimas y deben ser consideradas con cuidado, por lo que siempre será crucial el control de los proyectos; las desviaciones en los costos y en los tiempos de ejecución pueden convertir un proyecto que parecía rentable en uno sumamente oneroso.

En los análisis de sensibilidad de los proyectos se consideran diferentes escenarios de los precios y las demandas de productos, pero no se consideran atrasos ni sobrecostos en la ejecución del proyecto, y éste ha sido su talón de Aquiles. También es de suma importancia considerar el mecanismo financiero de las inversiones mientras no se encuentre otro esquema fiscal para Pemex.

Los Pidiregas (Proyectos de inversión de impacto diferido en el gasto) deben ser considerados como deuda pública y puestos a competir contra otros tipos de apalancamiento. Lo ideal sería que Pemex financiara sus proyectos a través de sus propios recursos, pero esto no será posible mientras el gobierno financie casi la tercera parte de su gasto a través de su caja chica, Pemex.

## Glosario

### Alquilación

Proceso a través del cual se unen moléculas cortas como el isobutano y el butileno para formar moléculas de gasolinas de alto octano. La planta se carga con los isobutanos de las plantas de reformación catalítica e isomerización y con los butilenos provenientes de las FCC. El producto es llamado "alquilado".

### Coquización retardada

Proceso de fondo de barril que destruye el residuo de vacío para formar productos de mayor valor agregado como naftas y gasóleos. Se obtiene como subproducto coque el cual se vende para la fabricación de cemento.

### Desintegración catalítica FCC

Conocida como FCC por sus siglas en inglés (Fluid Catalytic Cracking). Es un proceso donde se alimentan los gasóleos pesados primarios y los gasóleos de vacío, los cuales son hidrocarburos largos saturados, para romperlos en hidrocarburos más cortos no saturados (con dobles ligaduras) y aromáticos. Los productos principales son las gasolinas catalíticas y ligeros (butileno y propileno)

### Destilación al vacío

También llamada destilación secundaria o procesadora de carga. Se realiza en una torre de destilación que opera al vacío (presiones entre 0.3 y 0.4 kg/cm<sup>2</sup>) a fin de reducir el punto de ebullición de los compuestos destilados. Se alimenta con residuo atmosférico y se sacan dos cortes: el gasóleo de vacío y el residuo de vacío.

### Destilación primaria

También llamada destilación atmosférica. Es el primer proceso importante de la refinación del crudo. El crudo ya desalado y recalentado es introducido en la parte media de una columna de destilación donde se separa en diversos cortes o fracciones de puntos de ebullición. Los principales cortes son el gas LP, las naftas o gasolinas primarias, los gasóleos ligeros primarios y el residuo atmosférico.

### Gas LP

Gas licuado del petróleo. Hidrocarburos con rango de ebullición menores a 40°C. Básicamente se componen de propano y butano. Es el producto usado en la mayoría de las estufas y calentadores de agua en México.

### Gasóleo de vacío (GOV)

Hidrocarburos con rango de ebullición teórico a presión atmosférica entre 343°C y 540°C. Sin embargo estas temperaturas no llegan a alcanzarse nunca ya que las moléculas empiezan a romperse (craquearse) antes. Generalmente este producto se carga a las plantas de desintegración catalítica FCC junto con los gasóleos pesados primarios para ser convertidos en productos más ligeros.

### Gasóleos ligeros primarios (GLP)

Hidrocarburos con rango de ebullición entre 330 °C y 252°C. Los gasóleos ligeros primarios son alimentados a las hidrosulfuradoras de destilados intermedios a fin de remover el azufre y obtener productos como el diesel y la turbosina.

### **Gasóleos pesados primarios**

Hidrocarburos con rango de ebullición entre 232°C y 345°C. Generalmente este producto se carga a las plantas de desintegración catalítica FCC junto con los gasóleos de vacío para ser convertidos en productos más ligeros.

### **Hidrosulfuradora de destilados intermedios**

Proceso por el cual se inyecta hidrógeno a las plantas primarias a fin de remover el azufre, el cual se combina con el hidrógeno para formar ácido sulfhídrico. El producto es destilado en dos fracciones: las gasolinas de hidros, las cuales serán alimentadas a las plantas de reformación catalítica y los pentanos, los cuales se alimentan a las plantas de isomerización.

### **H-Oil**

También llamado hidrosulfuradora de residuales. Proceso de fondo de barril que inyecta hidrógeno al residuo de vacío a fin de obtener productos ligeros (naftas y gasóleos) y un residuo de menor contenido de azufre (combustóleo bajo en azufre). Las naftas y gasóleos obtenidos se procesan como si se hubieran obtenido directamente del crudo.

### **Isomerización**

Proceso para convertir los pentanos provenientes de las de las hidros de naftas en isopentanos y ligeros, los cuales tienen un mayor número de octano. Los productos de la isomerizadora son el isómero (isopentanos) y el refinado (isobutano y propano).

### **Mbd**

Miles de barriles diarios.

Un barril = 42 galones = 158.99 litros.

### **MTBE y TAME**

Siglas en inglés del éter metil terbutílico y del éter metil tertamílico respectivamente. Productos que se agregan a las gasolinas para aumentar su número de octano y reducir las emisiones de monóxido de carbono al suministrar oxígeno en la combustión de las gasolinas.

### **Naftas**

Hidrocarburos con el rango de ebullición de las gasolinas de entre 32 y 180°C pero que aún no tienen las especificaciones de éstas. Las naftas primarias son alimentadas en las hidrosulfuradoras de naftas para remover el azufre y obtener gasolinas de hidros.

### **Número de octano**

Índice a través del cual se mide la estabilidad de la gasolina a explotar espontáneamente al ser comprimida en los cilindros de los motores de combustión interna.

### **Pool de gasolinas**

Proceso de mezclado de las gasolinas catalíticas, el reformado, el alquilado, los isómeros, el TAME, el MTBE, el butano y otros aditivos a fin de formar gasolinas que cumplan las especificaciones de las gasolinas comerciales.

### **Procesos de fondo de barril**

Procesos como el H-Oil y la coquización retardada que destruyen residuales a fin de obtener menos combustóleo y mayor rendimiento de productos de mayor valor agregado.

### **Reformación catalítica**

Proceso por el cual las gasolinas de hidros (princi-

palmente hidrocarburos lineales) son convertidos en hidrocarburos ramificados y cíclicos (naftenos) los cuales tienen un mayor número de octano. El producto de las plantas de reformación catalítica es el reformado y productos ligeros (isobutano y propano). A mayor severidad se obtendrá un reformado de mayor número de octano pero menos cantidad y una mayor cantidad de ligeros.

### Residuo atmosférico

Hidrocarburos con punto de ebullición mayores a 426°C que se obtienen del fondo de las torres de destilación atmosférica. Este producto se alimenta a las torres de destilación al vacío a fin de obtener gasóleos de vacío y residuos de vacío.

### Residuo de vacío

Hidrocarburos con rango de ebullición teórico a presión atmosférica entre 537°C y 593°. Sin embargo estas temperaturas no llegan a alcanzarse nunca ya que las moléculas empiezan a romperse (craquearse) antes. El destino de este producto puede ser el combustóleo y los asfaltos, productos con valor inferior a los del crudo. O bien si se procesa a través de los procesos llamados "de fondo de barril" se pueden obtener productos con valor mayor al del crudo (naftas y gasóleos).

### Bibliografía

- Base de Datos para la Refinación. BDR. México. Pemex.
- Breviario de Cultura Petrolera. México. Pemex. 1998.
- BUENO TORIO, Juan. Escenario de la Refinación en México. Conferencia dictada en el Club de Industriales el 22 de julio de 2004. México.
- LEFFLER, William L. *Petroleum Refining for the Nontechnical Person*. Tulsa, Okla. PennWell Books.
- LANGENKAMP, Robert D. (ed). *The Illustrated Petroleum Reference. Dictionary*. Tulsa, Okla. Penn Well Books. 1994.
- SHIELDS, David. *Pemex, Un Futuro Incierto*. México. Temas de Hoy. 2003.

## II

# El petróleo crudo

**Francisco R. Calderón**  
**Salvador E. Calderón**

Este documento muestra que si no se añaden reservas a las existentes en 2003 el petróleo mexicano se agotará en 2017; es paradójico que ante el descenso de las reservas se pretenda elevar la producción a niveles record en 2006 cuando ya la producción de los yacimientos es mayor que lo recomendado; si un yacimiento se sobreexplota, aún inyectándole gas o agua se reduce su rendimiento con respecto a una explotación racional durante un mayor número de años. El problema es de tiempos: si se produce más rápidamente de lo que se reponen las reservas se podrían llegar a suspender las exportaciones y aún a importar. Esta actitud sólo se explica porque los recursos provenientes del petróleo constituyen el 30% de los ingresos del gobierno; en cambio Pemex no tiene recursos para invertir en exploración y esto provoca que si son insuficientes su rendimiento sea incluso negativo. La carencia de recursos se debe a que Pemex no paga impuestos sobre sus utilidades sino sobre sus ventas lo cual es confiscatorio. Además se está asignando un precio cero al crudo cuando está en el subsuelo y los costos de ventas no incluyen los costos de exploración, todo lo cual alienta a producir la mayor cantidad posible a corto plazo.

## Introducción

Proveniente del latín *petroleum* (*petra*-piedra y *oleum*-aceite), la palabra petróleo significa aceite de piedra. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrógeno. El génesis del petróleo se ubica en el depósito y descomposición de organismos de origen vegetal y animal que hace millones de años quedaron atrapados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en el Antártico, sin embargo, el petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en el subsuelo del planeta. Para que se puedan formar depósitos de hidrocarburos compuesto como petróleo y gas natural se deben presentar algunas condiciones básicas como la presencia de una roca generadora, una roca almacenadora, una roca sello, una trampa y condiciones apropiadas de presión y temperatura.<sup>4</sup>

Fue a partir de 1970, que la acción en conjunto de los principales productores árabes produjo un fuerte aumento de precios que se combinó con una serie de nacionalizaciones de los yacimientos petroleros, lo que terminó en un aumento significativo de las rentas económicas de los productores. En este sentido, el petróleo no sólo se constituyó como el motor del crecimiento de los países occidentales, sino también se erigió como una de las principales fuentes de ingresos de los países en desarrollo y para México no fue la excepción.

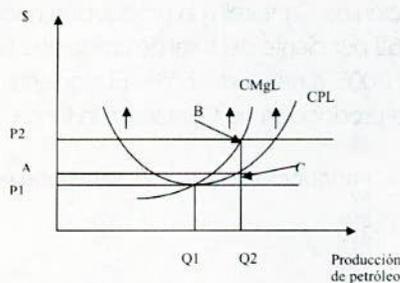
En el presente documento se analiza la situación del crudo mexicano en los últimos años, ofreciendo con esto una visión de lo que será la situación en

<sup>4</sup> Secretaría de Energía, 2004.

el futuro de este tan importante sector para la vida económica de México y el mundo

### Marco teórico

Utilidades por inventarios versus faltantes creados.<sup>5</sup> Las crisis petroleras de los años setenta se dieron dos fenómenos: faltantes en los productos petroleros y utilidades en las compañías petroleras. Muchos creerían que la evidencia muestra que las empresas petroleras provocaron la “escasez” con el objeto de subir los precios e incrementar sus ganancias. Sin embargo la explicación era otra, la cual explicaremos por medio de la siguiente gráfica:



La gráfica anterior muestra las curvas de costos de un productor de petróleo (como México) cuyo precio que está enfrentando es el de P1 al cual produce Q1 unidades. Bajo el supuesto de que el cártel de la OPEP decide incrementar los precios internacionales del petróleo a P2, la empresa doméstica que enfrenta ahora el precio P2 decidirá aumentar su producción hasta Q2, incrementando sus utilidades de cero a AP2BC, esta utilidad es dio por los inventarios, por fuerzas externas a la empresa. Esto en el corto plazo parecería muy benéfico, sin embargo, en el largo plazo estas utilidades disminu-

<sup>5</sup> Call, Steven y Holahan, William, *Microeconomía*, Grupo editorial Iberoamérica, 1983.

rán, porque los costos de extracción de la empresa serán mayores cuando el pozo llega a agotarse (de ahí que en la gráfica haya unas flechas que apunten hacia arriba). Por lo tanto si bien es cierto que las utilidades de las empresas domésticas se incrementarán luego tenderán a disminuir.

Esta explicación teórica sirve para ilustrar por qué es riesgoso tener una explotación acelerada de crudo, descuidando la acelerada pérdida de reservas del mismo.

### Las reservas de crudo en México

Sin duda el petróleo en nuestro país ha sido una fuente de recursos muy socorrida a lo largo nuestra historia y no ha habido otra fuente que pueda sustituirla por lo que es necesario conocer las reservas de crudo mexicano existentes:

Año	Reservas probadas (mmdb*)	Producción (mmdb)	R.P. menos Producción (mmdb)	Reservas (años)
1998	28,862.9	1,120.7	27,742.2	25.8
1999	24,700.1	1,060.7	23,639.4	23.3
2000	24,631.3	1,102.4	23,528.9	22.3
2001	23,660.4	1,141.4	22,519.0	20.7
2002	22,419.0	1,159.6	21,259.4	19.3
2003	15,123.6	1,123.3	14,000.3	13.5
2004	14,119.6	1,234.8	12,884.8	11.4
2005	12,882.2	1,216.7	11,665.5	10.6
2006	11,813.8	1,217.8	10,596.0	9.7

Fuente: BDI,PEP  
\*millones de barriles

Lo primero que salta a la vista es la brutal reducción en las reservas durante los últimos años. Se puede inferir de este cuadro que si no se hubieran añadido nuevas reservas a las ya existentes en 1998 y que si el nivel de producción de ese mismo año se hubiera mantenido, las reservas se agotarían en el año 2027.

De la misma forma, si no se añaden reservas a las ya existentes en 2006 y se mantiene la producción de ese año, parecería que el petróleo mexicano se va a agotar en el año 2017, diez años antes de lo estimado en 1998.

La razón por la cual han caído las reservas probadas sin que se modifique sustancialmente el nivel de producción se debe a que al paso del tiempo, se han usado diferentes metodologías de cálculo. Los datos de años pasados, sin embargo, no son corregidos usando la nueva metodología, ya que quedan congelados como "cifras oficiales" en el anuario de Pemex, el informe presidencial y otros documentos. Actualmente se usa la metodología de la Securities and Exchange Commission (SEC)

Las reservas probadas se modificaron a la baja en 2002, debido precisamente a que, de acuerdo con la aplicación de criterios de la SEC, Pemex, tuvo que reclasificar 8,926 millones de barriles de sus reservas en la región de Chicontepec de "probadas" a "probables" el año pasado, ya que dichos criterios exigen que se haya explotado una reserva durante los últimos cinco años para que pueda ser considerada como probada. Chicontepec no empezó a ser explotado sino hasta finales de 2003 ya que se trata de yacimientos "lenticulares" que se agotan rápidamente y requieren muchos pozos para ser explotados integralmente. El nuevo interés de Pemex sobre Chincontepc más parece dirigido a restituir en el papel los números que a su interés en desarrollar este grupo de yacimientos.

Resulta paradójico que en épocas de decremento de las reservas probadas se pretenda elevar la producción a niveles récord de 4000 millones de barriles para 2006. Esto puede ocasionar que Pemex se acerque peligrosamente a agotar reservas pro-

badadas. Incluso si se descubriera hoy un megayacimiento como Cantarell, el desarrollarlo llevaría cinco años. Es decir, no empezaría a producir sino hasta 2009. Para entonces se habrían extraído de los yacimientos que actualmente operan unos 6,570 millones de barriles, cerca de la mitad de las reservas probadas actuales.

Estos niveles de producción de los yacimientos mexicanos son mayores a los recomendados. Si un yacimiento se sobreexplota, aún usando técnicas de reinyección de gas, nitrógeno o agua, se reduce su rendimiento total con respecto a una explotación más racional durante un mayor número de años.

La aportación de Cantarell a la producción nacional ha caído del 62 por ciento del total de crudo que producía el país en 2003 a cerca del 55%. El siguiente cuadro muestra la producción de Cantarell a la fecha:

<b>AÑO</b>	<b>PRODUCCIÓN (mbd)*</b>	<b>VARIACIÓN (mbd)</b>
1979	52	
1980	612	560
1981	887	275
1982	1041	154
1983	930	-110
1984	979	49
1985	936	-43
1986	845	-91
1987	974	129
1988	980	6
1989	974	-6
1990	1011	38
1991	1079	68
1992	1070	-9
1993	1045	-25
1994	1020	-25
1995	961	-59
1996	1074	113
1997	1208	133
1998	1312	105
1999	1228	-84
2000	1438	210
2001	1699	234
2002	1879	179
2003	1737	-114
2004	2054	317

<b>2005</b>	2079	25
<b>2006</b>	1974	-105

Fuente: BDI.PEP.  
\*miles de barriles diarios

Como se puede apreciar, la producción de este yacimiento ha empezado a decaer y según los expertos a una tasa más rápida que la esperada

Ante la falta de nuevas reservas, la estrategia de Pemex Exploración y Producción (PEP) para 2004 consiste en reactivar y explotar al máximo los yacimientos existentes tanto marítimos como terrestres, el desarrollo del complejo marino Ku-Malooop-Zaap, la explotación del complejo Zil, 2000 metros por debajo de Cantarell y la explotación de Chincontepic, junto con muchos otros proyectos de menor tamaño.

Para poder cumplir con las metas de producción se requiere de todos estos proyectos y que no haya problemas con los yacimientos que actualmente están en operación.

El peligro no es que se acaben las reservas. Siempre habrá reservas no encontradas, a mayor profundidad o usando nuevas tecnologías que vuelvan a hacer productivo un yacimiento agotado. El problema es de tiempos. Si se produce más rápidamente de lo que se reponen las reservas, puede llegarse primero a reducir las exportaciones, después a suspenderlas y finalmente a tener una escasez de crudo temporal que obligue al país a importar crudo o sus productos- a fin de satisfacer la demanda, que es una de las obligaciones constitucionales de Pemex, con lo que terminaría el uso de Pemex como fuente de financiamiento del gobierno.

Actualmente los recursos por petróleo constituyen el 40.8% de los ingresos del Gobierno.

## INGRESOS PRESUPUESTARIOS DEL SECTOR PÚBLICO

(Millones de pesos)

Concepto	Enero-junio 2006 p_/
<b>Total</b>	<b>1,121,773.9</b>
<b>Petroleros</b>	<b>405,583.5</b>
Pemex	60,588.7
Gobierno Federal	344,994.8
Derechos a los hidrocarburos	352,078.3
Ordinario 1_/	337,726.0
Extraordinario s/export.de petroleo crudo	3,404.4
Fondo de estabilización	10,849.3
Fondo de invest.cientif.y tecnol.en mat.de energia	93.0
Para la fiscalización petrolera	5.6
Aprovechamientos s/rendimientos excedentes	1,740.4
IEPS	-12,148.2
Impuesto a los rendimientos petroleros	3,324.2
<b>No petroleros</b>	<b>716,190.4</b>
Gobierno Federal	528,375.6
Tributarios	489,743.1
ISR	244,201.7
IVA	190,186.0
IEPS	18,576.6
Importaciones	14,869.8
Otros impuestos 2_/	21,909.0
No tributarios	38,632.4
Derechos	10,617.0
Aprovechamientos	24,890.3
Otros	3,125.2
Organismos y empresas 3_/	187,814.9
<b>Partidas informativas:</b>	
Tributarios	480,919.2
No Tributarios	640,854.8

Nota: Las sumas parciales y las variaciones pueden no coincidir debido al redondeo.

p\_/ Cifras preliminares.

n.s.: no significativo; --: mayor de 500 por ciento.

1./ En 2005 incluye los derechos por hidrocarburos pagados por Pemex derivados del régimen fiscal para el año. Para 2006 con el fin de facilitar las comparaciones entre años de los ingresos tributarios y no tributarios, se incluyen 55 mil 686.2 millones de pesos de derechos pagados por Pemex derivados del régimen fiscal vigente hasta 2005, mismos que en la Ley de Ingresos de la Federación para 2006 se consideran en el artículo 1 fracción IV Contribuciones no Comprendidas en las Fracciones Precedentes Causadas en Ejercicios Fiscales Anteriores Pendientes de Liquidación o de Pago.

2./ Incluye los impuestos sobre tenencia o uso de vehículos, sobre automóviles nuevos, exportaciones no comprendidos y accesorios.

3./ Excluye subsidios y transferencias del Gobierno Federal a las entidades bajo control presupuestario directo y las aportaciones del Gobierno Federal al ISSSTE.

### Las reservas mexicanas respecto a las del resto del mundo

Según la revista *Oil and Gas Journal*, las reservas mundiales más altas al 1º de enero de 2003 eran:

PAIS	REVISTA OIL AND GAS JOURNAL. 1 de enero de 2002	REVISTA WORLD OIL
Arabia Saudita	261.8	261.7
Canadá (áreas bituminosas)	180	
Irak	112.5	115.0
Emiratos Árabes Unidos	97.8	62.8
Kuwait	96.5	98.9
Irán	89.7	99.1
Venezuela	77.7	50.2
Rusia	48.6	53.9
Libia	29.5	30.0
México	26.9	23.1
Nigeria	24.0	30.0
China	24.0	29.5
Estados Unidos	22.4	22.4
Qatar	15.2	13.8
Noruega	9.4	10.3
Argelia	9.2	17.0
Brasil	8.5	8.6
Omán	5.5	5.9
Angola	5.4	6.0
Kazajstán	5.4	0.0
Indonesia	5.0	9.2
Canadá (reservas convencionales)	4.9	5.4
Reino Unido	4.9	4.6
India	4.8	3.8
Yemen	4.0	2.4
Australia	3.5	3.8
Malasia	3.0	4.5

Argentina	3.0	2.9
Egipto	2.9	3.7
Gabón	2.5	2.4
Siria	2.5	2.3

Fuente: Penn Well Publishin Co; Oil & Gas Journal, Vol 99, No. 52 (December 24,2001)Gulf Publishing Co; World Oil, Vol 223, No. 8 August 2002).

De haberse mantenido las reservas de Canadá, México habría descendido de tener la décima reserva más grande al lugar 12.

Las reservas totales de aceite se distribuyen en las cuatro regiones en las que se compone Pemex Exploración y Producción (PEP) de la siguiente manera: 15,299.9 mmb (42.2%) en la Marina Noreste; 3,065.6 (8.4%) en la Marina Suroeste; 13,300.8 (36.7%) en la región Norte; y 4,599.6 (12.7%) en la región Sur.

### Inversión de Pemex en explotación y la rentabilidad de esa inversión

La inversión en exploración en miles de pesos ha sido la siguiente:

PERÍODO	Estudios Exploratorios
2000	1,987,936
2001	1,864,034
2002	4,346,113
2003	6,875,366
2004	5,771,886
2005	2,580,216
2006	734,748*

Fuente: Pemex. Base de Datos Institucional  
\* hasta junio de 2006

En total, de 2000 a 2002 la inversión fue de 8,198.1 millones de pesos. De 2003 (año en que cambió la metodología de medición de reservas) a 2006 la inversión ha sido de 15962.2 millones de pesos. Estas inversiones han generado los siguientes movimientos en las reservas:

**Crudo encontrado  
(millones de barriles)**

Año	Reservas en crudo	Crudo producido	Crudo encontrado	Costo de exploración (pesos/barril)
2000	24,631.3	1,102.4		
2001	23,660.4	1,141.4		
2002	22,419.0	1,159.6		
2000-2002	-2,212.3	3,413.4	1,191.1	6.88
2003 c	15,123.6	1,123.3		
2004	14119.6	1,234.8		
2005	12882.2	1,216.7		
2006	11813.8	1,217.8		
2003-2006	-2,241.4	4,698.1	2,456.7	6.50

Fuente: Pemex Exploración y Producción

El total de crudo nuevo encontrado de 2000 a 2002 fue de 1191.1 millones de barriles y para el período de 2003 a 2006 fue de 2456.7 millones de barriles. Dividiendo los costos de inversión entre el número de barriles encontrados vemos que la inversión por barril encontrado ha disminuido de 6.88 a 6.50 pesos por barril.

Cabe sin embargo destacar que esta inversión en exploración es muy baja comparada a la de otras compañías petroleras. Según la revista *Oil and Gas Journal*, el costo de encontrar un barril de petróleo de nuevas reservas probadas en territorio estadounidense actualmente alcanza los 12.60 dólares por barril. Evidentemente la inversión mexicana de \$6.50 pesos por barril resulta insuficiente y esto explica porqué no se están reemplazando las reservas. Los expertos estiman que para reponer las reservas al 100% se requiere una inversión anual de 10 mil millones de dólares, lo cual se contrasta con los 625 millones de dólares invertidos en 2003, año donde se registró la mayor inversión en exploración de la historia.

El incremento de la inversión en exploración se hace notorio al ver el número de pozos exploratorios perforados:

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Pozos exploratorios perforados</b>	28.000	49.000	45.000	58.000	96.000	105.000	73.000
<b>Región Marina Noreste</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	4.000	9.000	5.000
<b>Región Marina Suroeste</b>	2.000	2.000	3.000	11.000	23.000	20.000	9.000
<b>Región Sur</b>	N/D	5.000	5.000	7.000	9.000	9.000	5.000
<b>Región Norte</b>	26.000	42.000	37.000	40.000	60.000	67.000	54.000
<b>Golfo de Campeche</b>	2.000	2.000	3.000	11.000	27.000	29.000	14.000

**Producción, precio y exportación de petróleo**

Para la producción de petróleo crudo, PEP cuenta con diversos Activos de Producción, que a su vez engloban una gran cantidad de campos y pozos, los cuales se agrupan en cuatro regiones:

- 1) Marina Noreste, que alberga a los Activos Ek-Balam, Ku-Maloob-Zap y Cantarell;
- 2) Marina Suroeste, a la cual pertenecen los Activos de Abkatun, Pol - Chuc y Litoral de Tabasco;
- 3) Norte, con los Activos de Altamira, Poza Rica y Veracruz; y
- 4) Sur, que contiene los Activos de Cinco Presidentes, Bellota-Chinchorro, Luna, Jujo-Tecominoacán, Samaría - Sitio Grande, Chilapilla - José Colomo y Muspac.

Actualmente la región más productiva es la Marina Noreste, de la cual, durante 2002 se extrajeron en

promedio 2,150.8 mbd, representando con ello cerca del 70 por ciento de la producción total de crudo.

**Producción nacional de petróleo crudo  
miles de barriles diarios**

Año	Total crudo	Pesado	Ligero	Superligero
1980	1935.67	672.54	264.61	998.54
1981	2312.14	988.28	409.76	914.10
1982	2746.38	1224.57	687.47	834.34
1983	2665.54	1170.03	760.65	734.87
1984	2684.53	1227.91	735.59	720.98
1985	2630.45	1174.27	740.61	715.57
1986	2427.65	1073.83	692.32	661.51
1987	2540.63	1222.27	665.64	652.72
1988	2505.63	1222.71	653.61	629.37
1989	2513.31	1245.55	673.21	594.78
1990	2548.01	1264.57	707.68	575.76
1991	2675.84	1331.91	756.97	586.96
1992	2667.72	1350.12	735.35	582.26
1993	2673.40	1320.59	790.62	562.19
1994	2685.10	1270.05	889.97	525.08
1995	2617.20	1220.41	864.11	532.68
1996	2858.33	1370.56	910.05	577.72
1997	3022.22	1567.08	881.45	573.68
1998	3070.45	1658.90	848.46	563.10
1999	2906.03	1563.49	806.14	536.40
2000	3011.97	1774.25	733.08	504.63
2001	3127.04	1996.97	658.67	471.40
2002	3176.58	2166.83	551.67	457.92
2003**	3370.90	2425.37	810.67	134.85
2004	3382.90	2457.98	789.59	135.32
2005	3333.35	2386.97	802.25	144.12
2006*	3336.93	2352.67	815.10	169.16

\*Enero-junio

\*\*A partir de 2003 se reclasificaron ciertos crudos superligeros como ligeros

Fuente: BDI PEMEX

Producción de crudo

**Porcentaje de producción de barriles diarios**

Año	Pesado	Ligero	Superligero
1981	42.74	17.72	39.53
1982	44.59	25.03	30.38
1983	43.89	28.54	27.57
1984	45.74	27.40	26.86
1985	44.64	28.16	27.20
1986	44.23	28.52	27.25
1987	48.11	26.20	25.69
1988	48.80	26.09	25.12
1989	49.56	26.79	23.67
1990	49.63	27.77	22.60
1991	49.78	28.29	21.94
1992	50.61	27.56	21.83
1993	49.40	29.57	21.03
1994	47.30	33.14	19.56
1995	46.63	33.02	20.35
1996	47.95	31.84	20.21
1997	51.85	29.17	18.98
1998	54.03	27.63	18.34
1999	53.80	27.74	18.46
2000	58.91	24.34	16.75
2001	63.86	21.06	15.07
2002	68.21	17.37	14.42
2003	71.95	24.05	4.00
2004	72.66	23.34	4.00
2005	71.61	24.07	4.32
2006	70.50	24.43	5.07

\* Enero-junio

Fuente: BDI Pemex

Entre 1990 y 2002, la producción de petróleo crudo se incrementó 24.7%, ya que pasó de 2,548 mbd a 3,176.5 mbd, presentando, a partir de 1999 una tasa media de crecimiento anual del 3 %. Este crecimiento se ha dado sobre todo en el crudo pesado, puesto que en el caso de los crudos ligeros la tendencia de crecimiento es negativa.

Como se observa, la proporción de crudo pesado va en aumento, sin embargo, la proporción de crudo pesado exportado (Maya) no ha aumentado de la misma forma.

**Volumen de las exportaciones de petróleo crudo**  
(Miles de barriles diarios)

Crudo	Total	Por tipo		
		Istmo	Maya	Olmeca
<b>Promedio</b>				
1990	1,277	293	827	158
1991	1,369	329	877	163
1992	1,368	287	923	158
1993	1,337	262	857	218
1994	1,307	179	800	328
1995	1,305	158	719	429
1996	1,544	189	863	492
1997	1,721	216	1,020	485
1998	1,741	208	1,063	470
1999	1,553	190	929	435
2000	1,604	110	1,096	398
2001	1,756	87	1,351	317
2002	1,705	46	1,414	245
2003	1,844	25	1,603	216
2004	1,870	27	1,622	221
2005	1,817	81	1,520	216
2006	1,892	88	1,570	232

Fuente: BDI- Pemex.

La mayor proporción de crudo maya exportado afecta el precio de la mezcla de exportación. Una de las razones básicas de la inversión en la reconfiguración de las refinerías era precisamente el consumir internamente el crudo pesado a fin de liberar la mayor cantidad de crudo ligero al mercado de exportación, sin provocar una caída en los precios, ya que la elasticidad del crudo ligero es menor a la del crudo pesado. Sin embargo las refinerías no están consumiendo la proporción de crudo pesado

para las que fue diseñada la reconfiguración, provocando que el exceso de crudo pesado tenga que salir al mercado de exportación.

**Precios de Venta Promedio de Exportación de Petróleo Crudo Mexicano (Dólares de EE UU por barril)**

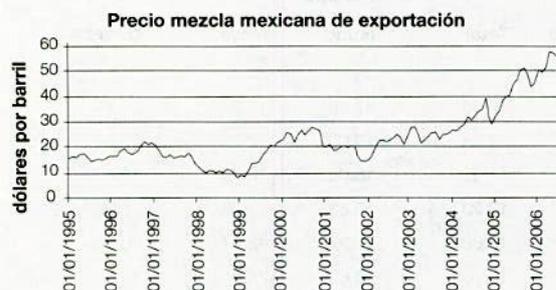
Crudo	Total	Por tipo		
		Istmo	Maya	Olmeca
<b>Promedio</b>				
1990	19.09	22.66	16.97	23.49
1991	14.58	18.09	12.25	20.05
1992	14.92	18.06	13.15	19.53
1993	13.20	15.83	11.43	16.99
1994	13.89	15.37	12.57	16.28
1995	15.70	16.63	14.41	17.49
1996	18.99	20.09	17.30	21.54
1997	16.46	18.17	14.64	19.53
1998	10.15	11.80	8.52	13.09
1999	15.58	17.46	14.12	17.83
2000	24.86	27.88	23.03	29.05
2001	18.61	22.23	17.13	23.99
2002	21.52	23.37	20.88	24.86
2003	24.78	27.99	24.12	29.27
2004	31.14	38.65	29.88	39.52
2005	42.69	53.09	40.55	53.86
2006	53.17	57.15	51.29	64.82

A raíz de la invasión de Irak los precios de exportación se han disparado a niveles sin precedente. El gobierno estima que esta situación no será permanente, por lo que debe capturar ahora estos ingresos extraordinarios aun a costa de comprometer la viabilidad futura de los yacimientos.

Al examinar por regiones el comercio exterior de México, este está dominado por las ventas a Estados Unidos, las Antillas Holandesas y Canadá en América, España, Portugal y el Reino Unido en Europa y la India y antes Japón en Asia. A África se le vende marginalmente crudos de muy baja calidad

2004	1,870	1,656	178	36	N/D
2005	1,817	1,589	194	33	1
2006	1,892	1,686	175	31	N/D

Fuente: Pemex.



Año	Precio de exportación por región (dólares por barril)				
	Crudo Mezcla	TOTAL	América	Europa	Lejano Oriente
1990	19.09	19.28	17.87	20.91	N/D
1991	14.58	15.33	12.19	16.70	N/D
1992	14.92	15.34	13.26	17.22	N/D
1993	13.20	13.71	11.01	14.77	N/D
1994	13.88	13.91	13.12	15.40	N/D
1995	15.70	15.79	14.52	16.48	N/D
1996	19.00	19.20	16.82	18.96	N/D
1997	16.46	16.70	13.81	18.39	16.37
1998	10.18	10.31	8.82	11.42	11.74
1999	15.57	15.69	14.65	16.44	9.82
2000	24.86	25.15	22.71	24.85	N/D
2001	18.61	18.62	18.40	19.52	18.05
2002	21.52	21.56	21.20	21.46	N/D
2003	24.78	24.98	23.30	23.74	27.20
2004	31.14	31.45	28.97	27.84	N/D
2005	42.69	42.85	41.78	40.22	34.14
2006	53.17	53.15	53.22	53.76	N/D

Año	Crudo Mezcla	TOTAL	Exportaciones por región			
			América	Europa	Lejano Oriente	África
1990	1,277	771	351	156	N/D	
1991	1,369	834	388	146	N/D	
1992	1,368	914	361	92	N/D	
1993	1,337	971	286	80	N/D	
1994	1,307	1,030	196	81	N/D	
1995	1,305	1,094	134	77	N/D	
1996	1,544	1,335	122	87	N/D	
1997	1,721	1,470	176	63	13	
1998	1,735	1,501	190	32	13	
1999	1,554	1,330	177	42	5	
2000	1,604	1,379	185	40	N/D	
2001	1,756	1,528	184	37	6	
2002	1,705	1,478	181	47	N/D	
2003	1,844	1,604	176	63	1	

### Principales importadores de crudo mexicano, 1996-2006 (mbd)

País	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Total</b>	1543.8	1720.7	1741.2	1553.5	1652.1	1709.9	1715.4	1,843.9	1,870.3	1,817.1	1,892.0
<b>EUA</b>	1209.6	1334.9	1341.5	1171.2	1241.6	1285.1	1342.0	1,437.5	1,482.0	1,424.6	1,525.4
<b>España</b>	95.2	122.8	134.8	121.9	142.8	144.4	146.0	143.4	149.5	160.8	141.6
<b>Japón</b>	86.9	62.6	31.5	42.1	34.6	16.7	9.9	9.9	10.7		
<b>Antillas H.</b>	67.0	58.2	86.5	103.0	109.7	132.5	90.6	104.9	116.5	95.8	95.0
<b>Canadá</b>	20.5	30.4	32.6	22.9	28.5	25.8	21.8	29.3	28.1	38.2	26.0
<b>Rep. Dom</b>	21.0	27.1	29.4	18.5	29.3	23.8	18.4	22.1			
<b>Portugal</b>	7.5	15.5	20.7	20.4	17.5	15.2	15.4	15.0	12.5	17.7	15.0
<b>Francia</b>	8.9	3.1	3.1								
<b>Inglaterra</b>	3.1	9.2	11.4	16.7	17.8	14.6	15.7	12.5	12.2	10.9	9.4
<b>Israel</b>		5.1	3.5	4.6	4.8	3.6	4.8	4.8	3.6	4.4	4.9
<b>Jamaica</b>	8.7	7.4	8.6	7.0	10.2	8.7	6.7	6.6			
<b>India</b>					4.9	20.8	36.7	52.5	36.3	32.8	31.4
<b>Holanda</b>		17.9	18.3	11.4	1.4		2.7			2.7	
<b>Bélgica</b>	12.9	2.5									
<b>Cuba</b>	7.4	2.6	0.8								

Llama la atención que el lugar que antes ocupaba Francia, ahora esté siendo ocupado por India; el gran volumen que nos consume las Antillas Holandesas, que es nuestro tercer cliente internacional después de Estados Unidos y España, así como la poca penetración de nuestro crudo en América Latina y China.

#### Rendimiento del petróleo

Generalmente tanto Pemex como el gobierno consideran que la utilidad del petróleo se calcula como ventas menos costos de ventas. Esta forma de pensar tiene varios problemas:

- Se está asignando de facto un precio cero al crudo cuando se encuentra en el yacimiento. Con esto se cancela el objetivo de Pemex por maximizar el

valor de los recursos petroleros a largo plazo, incentivando el producir la mayor cantidad posible a corto plazo.

- Los costos de ventas no incluyen los costos de exploración.
- Pemex no paga impuestos sobre sus utilidades sino sobre sus ventas. Esto desalienta cualquier esfuerzo en racionalizar los costos y termina por confiscar los recursos de Pemex.
- El procesamiento ulterior del crudo no agrega (o agrega muy poco): la refinación del petróleo arroja una canasta de productos cuyo valor total es marginalmente superior al del crudo.

El costo de producción depende de cada yacimiento en particular. De hecho cada pozo tiene su propio costo de producción en función de su producción

y su ubicación (terrestre, marino, cercanía a centros de acumulación, infraestructura de bombeo, etc.) así como infinidad de otros factores.

En promedio, éstos han sido los costos de producción en los últimos años:

### **Pemex Exploración y Producción (PEP)**

#### **Costo de extracción de petróleo crudo equivalente dólares por barril**

	2000	2001	2002	2003
<b>Total Nacional</b>	2.99	3.14	3.04	3.16
<b>Región Norte</b> Altamira, Poza Rica, Veracruz	6.24	6.74	6.11	5.91
<b>Región Sur</b> Cinco Presidentes, Bello- ta, Chinchorro, Luna, Jujo, Tecominoacán, Samaría, Sitio Grande, Chilapilla, José Colomo, Muspac	3.58	3.86	3.43	3.94
<b>Región Marina Noreste</b> Ek-Balam, Ku-Maloob-Zap, Cantarell	2.43	2.51	2.47	2.63
<b>Región Marina Suroeste</b> Abkatun, Pol-Chuc, Litoral de Tabasco	2.49	2.50	2.98	2.71

Fuente: BDI, PEP

Estos costos no incluyen los costos por exploración, que como se mencionó anteriormente alcanzan los \$6.50 pesos por barril y que deberían ser cercanos a los 10 dólares por barril.

El petróleo que PEP produce es vendido tanto a Pemex Refinación como a Pemex Internacional para su exportación a un precio ligado a los precios spot de crudos llamados referencia, tales como el West Texas Sour (WTS) —para crudos vendidos en América— o bien el crudo Brent —para crudos vendidos en Europa— siguiendo una fórmula que refleje los rendimientos netos de los crudos mexicanos al ser

procesados en una refinería de determinada complejidad, de tal forma que se le asegure al refinador un rendimiento mínimo.

Así por ejemplo, para crudo Maya vendido a Estados Unidos (y a Pemex Refinación), la fórmula está dada por:

$$\text{Maya} = 0.24\text{WTS} + 0.147\text{ANS} + 0.099 (\text{LLS} + \text{Brent DTD}) + 0.394 (\text{FO No. 6 3\%S}) + K$$

donde:

- WTS es: Precio spot del crudo Westa Texas Sour en Midland<sup>6</sup>

- ANS es: Precio spot del crudo Alaskan North Slope

- LLS es: Precio spot del crudo Louisiana Light Sweet

- Brent DDT es: Precio spot del crudo Brent dated

- FO No.6 3% Precio del Fuel Oil No.6 con 3 de azufre.

- K es: Constante determinada mensualmente por el Comité de Comercio Exterior de Petróleo considerando los rendimientos de nuestros crudos con la canasta incluida en la fórmula, ajustes por condiciones comerciales, ajustes por riesgos volumétricos y otros factores cualitativos del mercado.

Esta fórmula lo que intenta reproducir es que procesar 100 barriles de crudo Maya en una refinería de complejidad básica da los mismos rendimientos de productos que el procesar una mezcla de 24 barriles de WTS, 14.7 barriles de ANS, un barril de LLS, un barril de Brent y 39.4 barriles de combustible pesado.

De los ingresos que se generan por la venta de crudo e hidrocarburos procesados, PEMEX paga al gobierno por lo menos el 60.8% sobre sus ingresos.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Todos estos precios tomados de la publicación "Platt's Crude Oil Marketwire"

<sup>7</sup> Más un 39.2% por los barriles que superan la estimación presupuestal a través del mecanismo ARE (Aprovechamiento de Rendimientos Excedentes)

### **Perspectivas de los precios del crudo**

No sólo las reservas de México están disminuyendo. Se estima que en los últimos 10 años se han producido 25 000 millones de barriles en el mundo mientras que solamente se han incorporado 5000 millones de barriles de reservas nuevas a pesar de las nuevas tecnologías que hacen más precisa la búsqueda de reservas.

La mayoría de estas nuevas reservas se encuentran en los países del Cercano Oriente y en Canadá, donde ahora se considera como reservas probadas sus gigantescos yacimientos de arenas bituminosas.

Se espera que la producción mundial llegue a un nivel máximo entre el 2010 y el 2016, cuando alcance los 90 millones de barriles diarios. Para entonces las reservas convencionales en la mayoría de los países productores estará prácticamente agotada, y sólo Arabia Saudita, Kuwait, Irak y los Emiratos Árabes continuarán teniendo existencias. Los precios del crudo se duplicarán o triplicarán, volviéndose rentable para los demás países la explotación de yacimientos no convencionales o a grandes profundidades, así como la proliferación de sistemas alternos de energía tales como celdas solares, celdas de combustible, etc., para los automóviles. Para las plantas de fuerza habrá un renovado interés en la nucleoelectrónica y la geotermia. Tan sólo en el caso de los aviones no se prevé un combustible alternativo a la turbosina, por lo que los costos de viaje por avión aumentarán. El petróleo perderá importancia como combustible, pero aumentará el valor de los petroquímicos.

El aumento en la producción se da como respuesta a las proyecciones de la demanda, pero estas no toman en cuenta ni un alza generalizada de precios ni el florecimiento de nuevas tecnologías, de modo

que la realidad puede ser diferente a las proyecciones planteadas.

La estrategia de México de aumentar su producción a niveles record sin aumentar sus reservas no tiene justificación fuera de capturar los altos precios del crudo y la necesidad del gobierno de equilibrar su presupuesto ya que el aumento de la demanda interna no tiene relación con los niveles planeados de producción. Va incluso en contra de la misión explícita de Pemex de maximizar el valor a largo plazo de los recursos petroleros. Mejor le convendría prolongar la vida de sus reservas, no sobre explotándolas y esperar que los altos precios se mantengan si no tan altos como están ahora, si muy superiores a los precios de entre \$18 y \$25 dólares por barril que fue la norma durante mucho tiempo. El peligro es que el desarrollo de nuevas tecnologías vuelva obsoletos los recursos petroleros. Esto parece infundado ya que el parque vehicular en México tiene un promedio de 10 años de antigüedad. Es decir, que si se mantiene esa tendencia, en el año 2016 el vehículo promedio será modelo 2006. Usando la misma tecnología que ahora.

### **La razón de que México exporte crudo e importe gasolinas**

En términos generales, los productos que produce cualquier refinería son: Gas LP, gasolinas, diesel, kerosinas (turbosina), combustóleo y asfalto. Producen también un sinnúmero de otros productos en pequeñas proporciones.

Los precios de los productos varían especialmente en función de su densidad. Los que son más ligeros que el crudo valen más que éste.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Precio crudo recibido (DL/BL)</b>	13.64	25.33	20.94	21.93	26.55	33.16	43.95	54.41
<b>Grupo gas licuado (DL/BL)</b>	16.68	28.90	25.65	21.34	29.64	38.59	44.42	47.97
<b>Grupo gasolinas (DL/BL)</b>	22.36	36.68	34.38	32.14	39.06	51.63	68.83	79.51
<b>Grupo kerosinas (DL/BL)</b>	20.39	35.82	30.92	28.22	34.78	46.41	70.89	77.52
<b>Grupo diesel (DL/BL)</b>	20.24	35.46	32.79	29.01	36.16	46.60	68.67	79.68
<b>Grupo combustóleos (DL/BL)</b>	11.35	18.62	15.04	18.12	21.47	21.89	28.22	37.51

Fuente: Estados de Resultados, BDR

\*2003: datos preliminares

Como se puede ver el precio del combustóleo siempre es menor al precio del crudo.

La rentabilidad de una refinería depende tanto de la canasta de productos que elabora (una variable más o menos bajo su control) como de los precios de los petrolíferos y del crudo (una variable fuera de su control).

Por lo tanto, mientras mayor sea el rendimiento de los productos más valiosos que el crudo y menor el de los productos menos valiosos que el crudo, la refinería será más rentable.

El siguiente cuadro muestra los rendimientos netos (productos entregados a ventas / crudo a proceso) del Sistema Nacional de Refinación.

<b>Entrega a ventas / crudo recibido (%)</b>	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Gas licuado</b>	19.40	17.31	17.52	18.91	18.63	18.64	18.98	19.16	19.41	19.15
<b>Gasolinas (b)</b>	32.47	31.25	32.11	33.05	32.04	31.19	32.05	34.77	35.88	35.49

<b>Querosenos</b>	5.36	4.76	4.60	4.77	4.53	4.55	4.56	4.64	4.77	4.93
<b>Diesel (b)</b>	21.01	22.17	22.60	22.14	21.64	22.50	21.46	23.99	24.91	24.77
<b>Combustóleo</b>	32.59	34.30	34.75	34.85	34.45	34.82	36.15	30.90	28.24	27.31
<b>Otros ((c))</b>	6.90	7.12	7.28	7.25	6.88	5.97	5.89	7.80	8.57	9.36

Fuente: Estados de resultados, BDR

(a) Excluye retorno de productos por concepto de maquila de crudo.  
 (b) Incluye productos no terminados. Para las gasolinas excluye la producción de naftas.  
 (c) Incluye asfaltos, aceite ciclico ligero, lubricantes, parafinas. Grasas, aeroflex 1 y 2, extracto de furfural, coque, gas seco y combustible industrial.

De este cuadro se desprende una conclusión importante: Con las inversiones en la reconfiguración de las refinerías, los rendimientos de los productos más valiosos que el crudo finalmente han crecido mientras que los rendimientos de productos menos valiosos que el crudo (combustóleo) han disminuido, sin embargo la proporción de combustóleo sigue siendo muy alta (27.31%) mientras que el Estados Unidos, donde se procesan crudos más ligeros el valor típico es del 12%

No ha habido un incremento sustancial en el volumen de crudo procesado, como se muestra a continuación:

<b>Periodo</b>	<b>Crudo procesado (mbd)</b>	<b>Crudo maya (pesado) procesado (mbd)</b>
<b>1995</b>	1,267	435
<b>1996</b>	1,242	452
<b>1997</b>	1,283	402
<b>1998</b>	1,228	360
<b>1999</b>	1,227	380
<b>2000</b>	1,252	333
<b>2001</b>	1,244	345

2002	1,283	424
2003	1,303	495
2004	1,284	532
2005	1,267	435
2006	1,242	452

Lo que sí ha habido es un incremento moderado del porcentaje de crudo maya procesado, que pasó de ser el 30.94% del periodo 1987 a 1995 a 33.05% en el periodo 1996 a 2003.

Como resultado neto, el valor total de los productos de la refinación de petróleo es marginalmente superior al valor del crudo procesado, de modo que refinar petróleo agrega muy poco valor agregado debido al gran porcentaje de productos más pesados que el crudo (combustóleo) producido:

Estado de resultados (MMDLS)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ventas	8814	14566	12871	12592	16191	20495	27629
Costo de insumos	6895	12617	10691	10949	13668	17009	22362
Autoconsumos	430	732	768	687	1100	1255	1618
Costo de operación ex. Depreciación	539	685	761	906	881	881	987
Servicios auxiliares	138	146	155	156	169	212	206
Depreciación	288	313	348	358	372	411	457
Utilidad antes de impuestos	662	219	302	-308	171	939	2204

Índices	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Proceso de crudo (MB)	448227	449222	456942	454571	469339	477035	468806
Margen bruto de operación (DL/BL)	4.28	4.34	4.77	3.62	5.38	7.31	11.23

Margen neto de operación (DL/BL)	2.12	1.19	1.42	0.11	1.16	2.83	5.68
Margen neto con depreciación (DL/BL)	1.48	0.49	0.66	-0.68	0.36	1.97	4.70

## Conclusión y recomendaciones

La realización de este documento ha tenido la finalidad de mostrar el desempeño que ha tenido el sector petrolero en la rama de petróleo crudo en los últimos años y además lo que se espera de éste sector para los siguientes.

Uno de los mayores problemas que los países en desarrollo deberán enfrentar en los próximos años será el incremento de su demanda de energéticos. En otra perspectiva, siendo precarias las condiciones económicas de los países no altamente industrializados como para hacer inversiones cuantiosas y significativas en la acción energética, las recomendaciones generales del Banco Mundial acerca de la racionalización en el uso de estos recursos, son oportunas. Los porcentajes de ahorro de energía en países como Estados Unidos y algunos de Europa indican que estas respuestas al problema son las correctas.

Finalmente la eficiencia y la renovación tecnológica en los distintos campos de la energía serán un factor indispensable para la satisfacción de la demanda que se espera para las próximas décadas.

## Bibliografía

- Barbosa, Fabio. *Exploración y reservas de hidrocarburos en México*. Universidad Autónoma de México. 2000.
- Call, Steven y Holahan, William, *Microeconomía*. Grupo editorial Iberoamérica, 1983
- PEMEX. *Las reservas de hidrocarburos de México*. 1999
- Secretaría de Energía. Prontuario del sector de energía : 1992-1997 / Secretaría de Energía, Dirección General de Política y Desarrollo Energéticos.
- INEGI. XV censo industrial: minería y extracción de petróleo
- Páginas de internet: [www.inegi.gob.mx](http://www.inegi.gob.mx), [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

### III

## La petroquímica

**Francisco R. Calderón**  
**Salvador E. Calderón**

El desarrollo y competitividad de la planta productiva de un país está en función de su capacidad de ahorro para la inversión, en este sentido, en México, Pemex enfrenta un régimen fiscal que aporta el equivalente al 30 por ciento del ingreso total del gobierno, por lo que los recursos con los que cuenta para invertir en su modernización son insuficientes y no se han creado los incentivos adecuados para cambiar esta situación.

En el presente documento se analizan las razones por las cuales México no ha invertido en petroquímica en tantos años, asimismo se explica el alcance y consecuencias previsibles del Proyecto Fénix, argumentando que no solucionará el problema de la balanza comercial de petroquímicos, pero que puede ser una inversión rentable si se concentra en un área estratégica y construye una planta de tamaño competitivo que permita competir en los mercados internacionales.

## Introducción

En una presentación que el Director de Pemex Petroquímica, Rafael Beverido, hiciera a la Cámara de Senadores al promover el proyecto Fénix en 2005, declaró textualmente “Estamos importando casi 10,000 millones de dólares de petroquímicos, prácticamente la exportación de crudo”.

Este comentario causó revuelo entre los senadores y en la opinión pública por lo que fue necesario aclarar que el ingeniero Beverido no se refería a las importaciones de Pemex Petroquímica ni de Petróleos Mexicanos sino a las del país en su conjunto ya que las importaciones de petroquímicos por parte de Pemex promedian tan sólo unos 40 millones de dólares anuales; la diferencia se refiere a todo el conjunto de productos que tienen su origen en el petróleo y que el país no ha estado produciendo, consistentes fundamentalmente en materias primas para producir plásticos, fertilizantes, explosivos, detergentes, aditivos, pegamentos, y materiales de construcción, etc. Se trata en realidad de una infinidad de productos, cuya producción claramente se ve que no es función de Petróleos Mexicanos ni menos del Estado mexicano sino de los empresarios privados; sin embargo ni el gobierno ni los particulares han ni siquiera intentado la producción de la casi totalidad de ellos y han optado por su importación.

Al ser México un país productor de petróleo salta de inmediato la pregunta de porqué no se producen aquí esos productos de alto valor agregado; una explicación simple es la que destacó el Ing. Beverido en la presentación mencionada: no se han producido porque en los últimos quince años no se ha realizado prácticamente ninguna inversión, pero anunció que esta situación se revertirá

con el Proyecto Fénix que, como su nombre lo indica, busca renacer de sus cenizas a la petroquímica mexicana gracias a la inversión conjunta de gobierno y de particulares.

De todas formas quedan pendientes de contestar dos cuestionamientos fundamentales ¿Por qué no se efectuaron inversiones en petroquímica? Y ¿El Proyecto Fénix producirá una razonable autosuficiencia de petroquímicos?

De lo anterior se desprende que el presente ensayo tiene tres objetivos: el primero es determinar la razón por la cual el país no ha invertido en petroquímica en tantos años; el segundo, discutir la conveniencia o no de que Pemex esté obligado a surtir los petroquímicos básicos al resto de la industria y el tercero, precisar el alcance y consecuencias previsibles del Proyecto Fénix.

Una primera hipótesis es que no se ha invertido en petroquímica debido a que la producción de cada uno de los productos que se importan requiere de cuantiosas inversiones que no se justifican dado el tamaño del mercado doméstico; la segunda, que dadas sus obligaciones con el erario Pemex no contará con recursos suficientes para adquirir el compromiso de surtir de petroquímicos básicos a la industria nacional; la tercera, en fin, que si bien el Proyecto Fénix no solucionará de ninguna manera el problema de la balanza comercial de petroquímicos, sí puede ser una inversión rentable si se concentra en un área estratégica y construye una planta de tamaño competitivo que permita competir en los mercados internacionales; sin embargo, no se puede descartar que esta opción puede resultar en una aventura onerosa.

El desarrollo y competitividad de la planta productiva de un país está en función de la capacidad de

ahorro para inversión, en este sentido, en México Pemex enfrenta un régimen fiscal que aporta el equivalente al 30 por ciento del ingreso total del gobierno, por lo que los recursos con los que cuenta para invertir en su modernización son insuficientes y no se han creado los incentivos adecuados para cambiar esta situación. A continuación, se explicará este argumento a partir del modelo de crecimiento de Solow.

Uno de los modelos más conocidos de la escuela neoclásica acerca de la relación entre ahorro, acumulación de capital y crecimiento es el que Robert M. Solow,; por medio del éste explica cómo el ahorro, el crecimiento demográfico y el avance tecnológico influyen sobre el aumento del producto a lo largo del tiempo.

Tiene tres supuestos: 1- La población y la fuerza de trabajo (que se suponen iguales) crecen a una tasa proporcional constante ( $n$ ) determinada por factores biológicos, pero independiente de otras variables y aspectos económicos. 2- El ahorro y la inversión son una proporción fija del producto neto en un momento dado. 3- La tecnología está en función de dos factores: la fuerza de trabajo por unidad de producto y el capital por producto.

En el modelo de Solow, la oferta de bienes se basa en la conocida función de producción:

$$y = F(K, L)$$

Donde

$K$  = stock de capital

$L$  = trabajo

El modelo de crecimiento de Solow supone que:

- La función de producción tiene rendimientos constantes a escala.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Al aumentar los insumos trabajo y capital en una determinada proporción, el producto se incrementa en la misma proporción.

- La función de producción presenta una productividad marginal decreciente del capital.<sup>9</sup>

La función de producción muestra cómo “k” (el nivel de capital por trabajador) determina “y” (el nivel de producción por trabajador):

$$y = f(k)$$

La pendiente de la función de producción es la productividad marginal del capital (PMK), esto quiere decir que si “k” aumenta en una unidad, “y” aumenta en PMK unidades y la curva de la función de producción se hace más plana a medida que k aumenta. Como la inversión es igual al ahorro (lo que debería ser una parte de lo que PEMEX da como impuestos), la tasa de ahorro es también la porción del producto dedicada a la inversión:

$$S = I$$

Como a S se le tienen que restar los impuestos  $S - T = S_1$

Para un stock de capital K, en los supuestos, su depreciación es una proporción fija de K, que llamaremos dK. El cambio en el stock de capital es igual a la inversión, neta de depreciación (es decir, la inversión menos esa depreciación):

$$K = I - dK$$

Como  $I = S$ , y además al suponer que el ahorro es una proporción del producto nacional,  $S = sY$ , al reemplazar en la ecuación anterior:

$$K = sY - dK$$

Para obtener el cambio en el stock de capital en términos per cápita dividimos la expresión anterior por el tamaño de la fuerza laboral (L):

$$K / L = sy - dk \quad (1)$$

Como la población y la fuerza laboral crecen a una tasa proporcional constante igual a n), entonces L

$$/ L = n.$$

A su vez, si  $k = K / L$ , la tasa de crecimiento de k está dada por la siguiente ecuación:

$$k / k = K / K - L / L = K / K - n$$

Al despejar,  $K = (k / k) K + nK$ . Si dividimos ambos miembros de la ecuación por L:

$$K / L = k + nk \quad (2)$$

Igualando (1) y (2) se llega a la ecuación fundamental de acumulación de capital:

$$k = sy - (n + d) k$$

El crecimiento del capital por trabajador k (también llamado coeficiente capital/trabajo) es igual a la tasa de ahorro per cápita (sy) menos el término  $(n + d) k$ .

El ahorro destinado a equipar a los nuevos participantes de la fuerza laboral y reponer el capital depreciado se denomina ampliación del capital. Por otro lado, el ahorro que se utiliza para hacer subir el coeficiente capital/producto se llama profundización del capital.

Supongamos que la economía se mantiene en su estado estacionario, es decir, en un equilibrio a largo plazo; en tal caso, el capital por trabajador alcanza un valor de equilibrio y permanece invariable., en el estado estacionario tanto “k” como “y” alcanzan un nivel permanente.

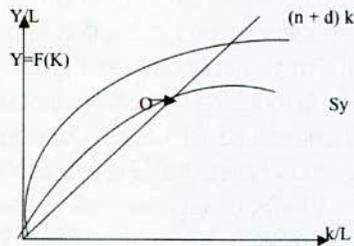
Para alcanzar el estado estacionario, el ahorro per cápita (sy) debe ser exactamente igual a la ampliación del capital  $((n + d) k)$ , de modo que  $k = 0$ .

Por lo tanto, la regla de oro de la acumulación es:

$$sy = (n + d) k$$

Aun cuando el estado estacionario significa un valor constante para “k” e “y”, no implica un crecimiento nulo. De hecho, en estado estacionario hay un crecimiento positivo del producto a la tasa n.

<sup>9</sup> Cada incremento del capital en una unidad causa en la producción un aumento menor que el derivado de la unidad de capital anterior.



La otra curva es la función de ahorro per cápita ( $sy$ ), que por ser una proporción de la función de producción tiene su misma forma, aunque se encuentra debajo de ella porque el coeficiente  $s$  es menor que 1 ( $0 < s < 1$ ). La recta es la función de ampliación de capital  $((n + d) k)$ , cuya pendiente es  $(n + d)$ .

En el estado estacionario se cumple que  $sy = (n + d) k$ . y en este punto  $O$ , el ahorro por persona ( $sy$ ) alcanza para proporcionar capital a la población en aumento y para reponer el capital depreciado sin causar cambios en el coeficiente de capital por trabajador. Mientras que a la izquierda del punto  $O$ , el ahorro es mayor que el necesario para la ampliación del capital:  $sy > (n + d) k$ . Cada vez que la economía se aleja del estado estacionario, ya sea por exceso o por deficiencia de capital por trabajador, hay fuerzas que la empujan hacia el equilibrio de largo plazo del estado estacionario.

Si a partir de una situación de estado estacionario se modifican las fuentes de crecimiento: la población, el capital y la tecnología; lo que sucede es lo siguiente:

1- Variación en la tasa de crecimiento de la población: La curva de ampliación de capital tendrá una pendiente mayor  $((n + 1 + d) k$  en la gráfica), que conducirá a un nivel de equilibrio de estado estacionario con un menor ingreso per cápita. Si se produce una disminución en la tasa de población, por el contrario, aumenta el ingreso per cápita.

2- Variación en el nivel del capital: Cuando hay un incremento en la tasa de ahorro se verifica una alta tasa de crecimiento, pero sólo hasta llegar al estado estacionario. Cuando se produce una variación positiva del ahorro, la curva  $sy$  lo cual resulta en un incremento transitorio en la tasa de crecimiento, por un lado, y en un incremento permanente en el nivel de ingreso per cápita y en el coeficiente capital/ trabajo, por el otro.

3- Variación de la tecnología: El progreso tecnológico permite un crecimiento sostenido de la producción por trabajador porque desplaza la función de producción, la cual a su vez modifica la función de ahorro. Una vez que la economía se encuentra en estado estacionario, la tasa de crecimiento de la producción por trabajador depende sólo de la tasa de progreso tecnológico. Así, el modelo de Solow demuestra que el progreso tecnológico es la única explicación del constante aumento del nivel de vida.

En el modelo de Solow, la tasa de cambio tecnológico determina la tasa de crecimiento de estado estacionario del ingreso per cápita, esto es, el crecimiento del producto por persona.

De esta forma, se debe argumentar que la falta de inversión en Pemex ha frenado su desarrollo, por lo que es necesario que pueda ocupar más de sus recursos para invertir y al mismo tiempo, variar las fuentes del erario público.

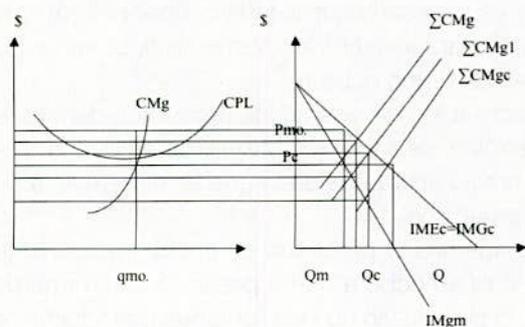
Respecto a los precios de los productos derivados del petróleo, se sabe que México es en buena medida, precio aceptante de lo que se determine a nivel internacional.

Existe además el problema de la integración vertical la cual se debe a que a pesar de la reforma de 1986, la cual previó que los llamados petroquímicos secundarios pudieran ser producidos por empresas

privadas siempre y cuando mantuvieran un 60% de inversión nacional. Sin embargo, Pemex ha estado consumiendo la mayor proporción de etileno, ya que de 1.36 millones de toneladas que produjo, sólo vendió 16,454 toneladas. Los industriales no invirtieron en plantas de petroquímica secundaria ya que no existía disponibilidad de etileno pues Pemex se mostraba reacio a cerrar sus plantas y a garantizar precios de suministros a largo plazo. Se cerró así un círculo vicioso: como los empresarios privados no invirtieron en producir los derivados del etileno Pemex se dedicó a producirlos y como las empresas privadas no contaron con etileno no invirtieron.

La integración vertical se refiere a que cuando existen varias etapas de producción de ciertos bienes, en este caso, de los derivados del petróleo, sólo hay una empresa que suministra los insumos necesarios para la producción de los derivados (Monopolio), puede ser que la oferta de insumos no sea suficiente. Más aún, sino se permite la entrada de otras empresas por incertidumbre en el abasto, en cuyo caso la importación de los insumos es necesaria.

A continuación se explicará lo que implica poseer un monopolio en vez de competencia.



En la gráfica anterior se ilustra como el monopolista maximiza sus ganancias en  $CMg = IMgm$ , por lo que el precio será  $Pm$  y la cantidad será  $qm$ ; mientras que cuando en la industria hay competencia perfecta también maximiza sus ganancias donde  $IMEc = CMgc$ , por lo que el precio es  $Pc$  y la cantidad  $Qc$ , donde  $Pc < Pm$  y  $Qc > qm$ . La diferencia entre  $qm$  y  $Qc$  será la cantidad mínima que se tendrá que importar.

## Historia

La desregulación de los petroquímicos secundarios. Antes de la reforma de 1986, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional referente al ramo del petróleo preveía que estaba reservada al Estado la producción y la distribución de los productos derivados del petróleo, lo que debía entenderse como la totalidad de los productos petroquímicos. Tras la reforma se establecieron como petroquímicos básicos reservados al Estado, únicamente los siguientes: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas, y metano, siempre que este último provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilicen como materia prima en procesos industriales petroquímicos. La reforma de 1986 previó también que los llamados petroquímicos secundarios pudieran ser producidos por empresas privadas siempre y cuando mantuvieran un 60% de inversión nacional; los productos listados son los siguientes: acetileno, amoniaco, benceno, butadieno, butileno, etileno, metanol, n-parafina, propileno tolueno y xilenos. Todos los demás productos quedaron desregulados. Durante la política de sustitución de importaciones Petróleos Mexicanos estaba obligado a ser el único productor –o en su defecto el único importa-

dor y distribuidor— de otros productos tales como acetaldehído, acetonitrilo, ácido cianhídrico, ácido muriático, acrilonitrilo, alquilarilo pesado, amoniaco, benceno, butadieno, ciclohexano, cloruro de vinilo, cumeno, dicloroetano, dodecilbenceno, estireno, etilbenceno, etileno, glicoles, isopropanol, ortoxileno, metaxileno, paraxileno, óxido de etileno, percloroetileno, polietileno, polipropileno y tolueno. Se consideraba que estos productos eran la base para elaborar todos los demás productos; sin embargo la capacidad de Pemex para producirlos era limitada, las plantas eran de poca capacidad y, con muy pocas excepciones, no eran rentables.

Tras la reforma los particulares quedaron en libertad de producir o importar estos productos; sin embargo, como no aparecieron nuevos fabricantes para elaborarlos Pemex los siguió produciendo con el fin de evitar el desabasto. Como la gran mayoría de estos productos proviene directamente del etileno Pemex ha estado consumiendo para uso propio casi la totalidad de su producción de etileno: en 1991 la producción de Pemex de etileno fue de 1.36 millones de toneladas mientras que sólo vendió 16,454 toneladas. Los industriales no invirtieron en plantas de petroquímica secundaria ya que no existía disponibilidad de etileno pues Pemex se mostraba reacio a cerrar sus plantas y a garantizar precios de suministros a largo plazo. Se cerró así un círculo vicioso: como los empresarios privados no invirtieron en producir los derivados del etileno Pemex se dedicó a producirlos y como las empresas privadas no contaron con etileno no invirtieron.

### **Pemex Petroquímica**

Posteriormente en 1992 se promulgó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Sub-

sidiarios por la cual se crearon cuatro organismos subsidiarios: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica, y Pemex Petroquímica; este último manejaría todos los productos no reservados al Estado, por tanto, desde un inicio se concibió que Pemex Petroquímica fuera susceptible de ser desincorporada.

Desgraciadamente la estructura de estas plantas estaba muy integrada al proceso de refinación o “transformación industrial” como se llamaba la extinta Subdirección de Pemex que solía aglutinar todos los procesos de transformación del petróleo; por ejemplo, en el caso de la unidad petroquímica de Salamanca, fue necesario aislar con malla de alambre a la unidad petroquímica para de alguna manera separarla de la refinería. A lo anterior hay que agregar que casi sin excepción las plantas petroquímicas eran muy viejas y pequeñas.

Los complejos petroquímicos con los que se dotó a Pemex Petroquímica fueron:

- **Camargo.** Un pequeño complejo en Chihuahua destinado a dotar de amoniaco al norte del país. Nunca fue rentable. Tenía 311 plazas de trabajo.
- **Cosoleacaque.** Un conjunto de siete plantas de amoniaco cerca de Monatlán. La mayoría muy viejas. Actualmente sólo opera una. Tiene 2257 plazas.
- **Escolín.** Tiene plantas de polipropileno muy viejas. Le falta capacidad de almacenamiento por lo que el producto se degrada al sol. Tiene 1264 plazas de trabajo.
- **La Cangrejera.** El más antiguo de los grandes complejos petroquímicos. Tiene algunas plantas de proceso de refinación con 3381 plazas de trabajo.
- **Independencia.** Pequeño complejo en San Martín Texmelucan. Produce mucho del isopropanol que demandan las refinerías. Tiene 1073 plazas de trabajo.

- **Morelos.** El más moderno de los complejos petroquímicos, construido en 1982. Tiene 3229 plazas de trabajo.
- **Pajaritos.** Construido en 1976. El más pequeño de los grandes complejos. Tiene 2749 plazas de trabajo
- **Salamanca.** Unas plantas dentro de la refinería. Cerradas.

### El traslado a Coatzacoalcos

La siguiente etapa se dio durante el gobierno del presidente Carlos Salinas de Gortari cuando se hizo un esfuerzo por descentralizar las funciones de gobierno. Los únicos organismos que fueron descentralizados fueron Caminos y Puentes Federales de Ingresos que se relocalizó en Cuernavaca y Pemex Petroquímica que se reubicó en Coatzacoalcos. Para esto se construyó el llamado "edificio inteligente" bajo un esquema de Pidiregas; lo más oneroso fue el costo de la reubicación de los funcionarios de primer y segundo nivel.

El traslado a Coatzacoalcos se hizo más con el ánimo de separar a Pemex Petroquímica del resto de Pemex y facilitar así su venta que de realmente descentralizar la función pública. La desincorporación, sin embargo, encontró serios obstáculos ya que el esquema propuesto no atrajo a los inversionistas.

### La división zedillista

Ante el fracaso de vender Pemex petroquímica como un todo, el Presidente Ernesto Zedillo optó por vender cada complejo en forma independiente. Así, cada complejo fue reformado para pasar a ser una compañía independiente, con su propio consejo de administración, director general y personalidad jurídica propia; quedaron constituidos por ejemplo

Petroquímica Morelos S. A., Petroquímica Camargo S. A, etc. Pemex Petroquímica tuvo entonces dos directores generales, uno encargado de mantener la producción y otro encargado de promover la venta. Todo esto multiplicó los costos de operación pero aún así no se vendió ni un solo complejo.

### La reunificación

El Presidente Fox todavía intentó al principio de su mandato la estrategia del Presidente Zedillo pero al ver que el interés por comprar los complejos era nulo optó por unificar nuevamente a Pemex Petroquímica y operarla con el propósito de generar ingresos. Después de una demora de varios meses la Secretaría de Hacienda aprobó el esquema de reunificación el cual llevará aproximadamente un año en completarse; falta saber cual será la estrategia de operación de los complejos, lo óptimo sería mantener las plantas rentables, que son básicamente las de polietileno, y cerrar las que no lo sean.

### Los productos de Pemex Petroquímica

En los últimos años Pemex Petroquímica ha elaborado los siguientes productos:

#### • Acetaldehído

Se produce en Morelos y antes en La Cangrejera. En 1998 se produjeron 238,000 toneladas; en 2003 la producción ya había bajado a tan sólo 52, 500 toneladas. El acetaldehído se usa como insumo de muchos productos químicos como el ácido acético, las películas de acetato, etc. Aunque Pemex es el único productor la iniciativa privada importó 104 toneladas en 2002:

### • Acetaldehído

(Toneladas)

	producción Pemex	exportación Pemex
1997	237	41
1998	238	36
1999	196	38
2000	113	37
2001	58	37
2002	51	29
2003	57	32
2004	5	7
2005	0	0
2006	0	0

Fuente: Tabla construida con datos del Anuario ANIQ 2003 y del Anuario Pemex 2003.

### • Acetonitrilo

producción Pemex

1997	4.1
1998	3.1
1999	1.4
2000	2.5
2001	0.5
2002	2.8
2003	5.1
2004	3.1
2005	2.8
2006	0.0

### • Acrilonitrilo

Se produce en las refinerías de Tula y Morelos y antes en la de San Martín Texmelucan. El principal cuello de botella es la disponibilidad de propileno, su materia prima. Se usa como materia prima de fibras sintéticas como el nylon, en la industria farmacéutica y en la fabricación de plásticos especializados como los cristales acrílicos y el

hule ABS. En los últimos seis años Pemex no ha realizado importaciones; las de la iniciativa privada han sido crecientes:

(Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación IP	exportación Pemex
1997	160.5	38.7	2.1
1998	130.2	35.0	0.0
1999	65.8	57.6	0.0
2000	124.5	75.9	31.0
2001	32.0	112.4	2.5
2002	60.9	115.8	3.1
2003	76.7	79.5	2.4
2004	71.6	113.8	0.0
2005	63.1	89.0	6.1
2006	0.0	N/A	0.0

Fuente: Ibid.

### • Ácido Clorhídrico

(Miles de toneladas)

producción Pemex

1997	131.2
1998	116.3
1999	105.4
2000	107.3
2001	87.4
2002	92.1
2003	66.3
2004	38.0
2005	93.5
2006	62.3

### • Amoniaco

El complejo Cosoleacaque tiene ocho plantas de este producto de las cuales solo opera una. Camar-go dejó de operar en 2002. En 1998 se produjeron 1,819,000 toneladas; en 2003 la producción bajó a tan sólo 240,600 toneladas, pero se importaron

35,100 toneladas. El principal problema de este producto es la competencia del uso del gas natural, su materia prima, como energético así como el costo de éste. El amoniaco se usa directamente como fertilizante o como insumo de otros fertilizantes o de productos tales como productos de limpieza, explosivos y otros.

#### Amoniaco (Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación Pemex	importación IP
1997	2130.0	10.0	0.0
1998	1813.6	0.0	0.0
1999	1218.6	41.8	4.2
2000	922.7	231.7	46.3
2001	707.1	94.1	67.9
2002	679.7	88.6	46.4
2003	534.5	35.2	
2004	681.3	11.0	
2005	513.7	56.0	
2006	340.1	33.7	N/A

#### • Benceno

Se produce en La Cangrejera y como subproducto en las refinerías. El principal problema de la cadena de aromáticos (benceno, tolueno, xilenos y arominas) es la disponibilidad de naftas, ya que se compete con la producción de gasolinas. El benceno se usa como solvente y como materia prima de múltiples productos químicos y farmacéuticos.

#### Benceno (Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación IP	exportación Pemex
1997	140.0	47.0	6.0	0.0	0.0
1998	141.9	44.0	1.0	0.0	0.0
1999	102.4	45.8	11.2	3.0	3.6
2000	106.2	27.7	3.3	0.0	0.0

2001	94.0	19.4	2.6	9.0	0.0
2002	107.1	4.2	37.8	57.0	0.0
2003	114.0	0.0	2.0	3.0	22.6
2004	136.4	3.3	0.4	0.0	10.4
2005	160.5	0.0	23.0	3.2	33.5
2006	54.5	0.0	N/A	N/A	6.0

#### • Butadieno

Solamente se produce por extracción en La Cangrejera ya que la pequeña planta de Morelos cerró hace décadas. El butadieno es la materia prima de los hules sintéticos polibutadieno y neopreno.

#### Butadieno (Miles de toneladas)

	producción Pemex	producción IP	importación Pemex	importación IP	exportación Pemex
1997	50.2	19.0	47.0	54.6	9.2
1998	48.7	2.0	44.0	85.8	40.3
1999	45.9		45.8	78.5	45.1
2000	41.8		27.7	129.3	40.8
2001	36.5		19.4	120.6	37.1
2002	35.1		4.2	154.8	36.1
2003	35.6		0.0	136.0	36.3
2004	40.5		3.3	118.7	39.7
2005	46.3		0.0	111.0	48.8
2006	21.7		0.0	N/A	25.2

#### • Cloruro de vinilo

Se produce en el complejo Pajaritos. Actualmente ahí se construye la planta de Derivados Clorados III que enfrenta múltiples problemas: las plantas existentes son obsoletas y están seriamente expuestas a la contaminación. El cloruro de vinilo es la materia prima del plástico PVD y de múltiples otros plásticos, productos químicos y farmacéuticos.

**Cloruro de vinilo (Miles de toneladas)**

	produc- ción Pemex	impor- tación Pemex	importa- ción IP	expor- tación IP	expor- tación Pemex
1997	217.1	0.0	200.5		10.0
1998	196.1	0.0	256.3		21.6
1999	180.2	0.0	325.2		26.3
2000	184.3	0.0	317.4		11.5
2001	150.1	0.0	276.4		0.0
2002	158.2	0.0	314.7		9.2
2003	113.4	23.9	353.7	5.0	5.8
2004	63.4	13.1	416.9	10.0	0.0
2005	159.0	24.3	275.0	5.0	0.0
2006	103.7	0.0	N/A	N/A	0.0

**• Dicloroetano**

**Dicloroetano**  
(Miles de toneladas)

	producción Pemex
1997	355.3
1998	321.0
1999	294.2
2000	302.3
2001	244.9
2002	252.9
2003	185.5
2004	110.4
2005	260.5
2006	175.4

**• Etilbenceno**

Se produce en La Cangrejera. El etilbenceno se usa como solvente y como materia prima de múltiples productos químicos y farmacéuticos.

(Miles de toneladas)

**Etilbenceno**

	producción Pemex
1997	139.6
1998	142.6
1999	130.7
2000	158.4
2001	139.8
2002	140.4
2003	113.9
2004	179.1
2005	155.0
2006	63.8

**• Etilenglicol**

Se produce en Morelos. El etilenglicol es el principal componente de los líquidos refrigerantes y anticongelantes de los automóviles. Se produce a partir del óxido de etileno. En México el etilenglicol es producido además por Industrias Derivadas del Etileno S. A. y por Polioles S. A. La producción de etilenglicol y sus importaciones (todas ellas realizadas por la IP) se muestran en la siguiente tabla:

(Miles de toneladas)

	producción Pemex	producción IP	importación IP	exportación Pemex
1997	141.4	190.2	48.2	27.5
1998	124.0	199.1	45.1	22.8
1999	115.9	183.9	51.1	2.7
2000	123.7	171.3	102.1	35.2
2001	131.5	176.6	68.5	22.7
2002	119.4	162.0	67.3	13.5
2003	138.7	170.5	140.6	32.6
2004	144.9	109.4	185.2	11.9
2005	149.9	167.4	175.7	58.1
2006	83.2	N/A	N/A	29.1

Fuente: Ibid.

### • Etileno

Casi toda la producción la consume el propio Pemex para producir los demás petroquímicos. Se produce en La Cangrejera, Morelos, Pajaritos, Escolín y en menor medida en las refinerías. La tecnología usada en las plantas de Pemex Petroquímica es obsoleta, el costo de producción es alrededor del 50% más caro que en las plantas modernas. Los licenciadores de las nuevas tecnologías son Halliburton, ABB Lummus Global y Stone.

(Miles de toneladas)

Etileno	producción Pemex	exportación Pemex
1997	1293.7	89.1
1998	1245.7	88.7
1999	1152.8	91.9
2000	1157.9	164.5
2001	1062.6	127.9
2002	993.9	94.4
2003	981.6	93.9
2004	1007.1	154.8
2005	1084.9	163.6
2006	541.4	46.4

### • Estireno

Se produce en La Cangrejera en una planta de capacidad muy baja en relación al estándar mundial. La producción ha pasado de 128,000 toneladas en 1998 a 100,600 toneladas en 2003. Es la materia prima para el plástico poliestireno y muchos otros plásticos y fibras. La importación la han efectuado en su totalidad las empresas privadas excepto en 2002 y en 2005; los montos totales son los siguientes:

Estireno (Miles de toneladas)	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación IP	exportación Pemex
1997	125.2	0.0	147.4	0.2	0.0
1998	128.0	0.0	280.9	0.2	0.0
1999	117.5	0.0	319.5	0.0	0.0
2000	143.5	0.0	368.3	8.2	0.0
2001	124.5	0.0	352.1	0.1	0.0
2002	127.6	4.0	411.7	1.0	4.2
2003	100.6	19.4	354.3	0.0	6.3
2004	162.1	0.0	397.9	0.0	18.6
2005	141.9	4.2	430.3	0.0	11.7
2006	58.2	0.0	N/A	N/A	4.0

### • Isopropanol

Isopropanol  
(Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación IP
1997	15.6	23.9
1998	0.0	35.4
1999	0.0	31.8
2000	12.0	30.8
2001	0.0	29.5
2002	0.0	38.2
2003	0.0	27.3
2004	0.0	25.7
2005	0.0	27.1
2006	0.0	N/A

### • Metanol

Metanol  
(Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación IP
1997	193.1	0.0	236.8	1.2
1998	192.8	0.0	225.1	2.2
1999	184.1	0.0	235.2	1.7
2000	189.2	8.3	262.6	1.0

2001	189.0	0.0	183.6	1.3
2002	169.5	0.0	258.5	1.3
2003	190.4	0.0	195.6	1.9
2004	165.2	37.9	287.5	2.4
2005	81.2	123.3	306.5	2.7
2006	48.7	90.3	N/A	N/A

### • Óxido de etileno

Producto altamente inestable. Se produce en La Cangrejera y Morelos, donde se consume totalmente para producir etilenglicol. El precio del óxido de etileno es muy bajo, lo cual hace a este producto poco rentable. Pemex es el único productor pero la iniciativa privada importa anualmente alrededor de 50 toneladas.

#### Oxido de Etileno (Miles de toneladas)

	producción Pemex
1997	320.8
1998	323.6
1999	300.5
2000	307.4
2001	307.0
2002	302.1
2003	312.0
2004	299.1
2005	320.6
2006	174.7

### • Polietileno de Alta densidad (Pead)

Se produce en Morelos y Escolín. El polietileno de alta densidad es el plástico de uso más común en el mundo para procesos de inyección, extrusión y formado al vacío. El producto de Pemex Petroquímica no es de alta especialización y su mercado es reducido. Pemex es el único productor, pero las empresas privadas importan el triple de la produc-

ción nacional de PEAD; el siguiente cuadro muestra las importaciones totales incluyendo 1983 realizadas por Pemex en 2002:

#### Polietileno de Alta Densidad (PEAD)

(Miles de toneladas)	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación Pemex
1997	190.7	0.0	243.8	10.6
1998	184.2	0.0	303.4	10.2
1999	165.5	0.0	354.1	7.1
2000	174.2	0.0	403.2	21.8
2001	178.3	0.0	483.4	41.2
2002	147.1	2.0	520.4	32.9
2003	158.5	0.0	N/A	14.2
2004	181.3	0.0	N/A	19.4
2005	169.0	0.0	N/A	18.4
2006	82.9	0.0	N/A	7.0

Fuente: Ibid.

### • Polietileno de baja densidad (Pebd)

Es el más rentable de los productos de Pemex Petroquímica. Se produce en La Cangrejera y Escolín. El PEBD se usa principalmente en embalaje y procesos de termoformado. El producto de Pemex Petroquímica debería producirse en grados de mayor valor agregado, ya que así es considerado como no diferenciado. Las importaciones privadas de PEBD ya representan la mitad del mercado nacional:

#### Polietileno de Baja Densidad (PEBD) (Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación Pemex
1997	332.9	0.0	333.0	38.5
1998	312.7	2.5	310.5	22.6
1999	291.5	2.2	288.8	18.3
2000	272.3	5.1	268.9	13.8
2001	275.6	0.0	276.0	3.8

<b>2002</b>	284.4	0.0	284.0	18.6
<b>2003</b>	271.2	1.3	N/A	16.3
<b>2004</b>	261.8	8.3	N/A	4.5
<b>2005</b>	296.1	4.4	N/A	28.3
<b>2006</b>	168.7	0.0	N/A	32.1

Fuente: Ibid.

### • Polipropileno

La planta construida en Morelos en 1993 dejó de producir en 2001 ante el desabasto de propileno. Se desea convertir esta planta a polietileno pero no hay mucha oferta tecnológica para realizar este cambio. El polipropileno es uno de los principales plásticos que se usan en todo tipo de enseres domésticos. En México el polipropileno es producido además por Indelpro; La capacidad instalada de polipropileno (Pemex e Indelpro) hasta 2002 era de 300,000 toneladas anuales. Las cantidades producidas e importadas han sido las siguientes:

#### Polipropileno

(Miles de toneladas)

	producción Pemex	producción IP	importación Pemex	importación IP	exportación Pemex
<b>1997</b>	71.3	192.6	0.0	163.4	8.1
<b>1998</b>	40.8	182.9	2.5	236.8	0.0
<b>1999</b>	37.0	186.2	2.2	272.5	0.2
<b>2000</b>	9.3	226.2	5.1	354.9	0.0
<b>2001</b>	1.6	215.6	0.0	378.1	0.0
<b>2002</b>	0.0	207.0	0.0	429.6	0.0
<b>2003</b>	0.0	N/A	1.3	N/A	0.0
<b>2004</b>	0.0	N/A	8.3	N/A	0.0
<b>2005</b>	0.0	N/A	4.4	N/A	0.0
<b>2006</b>	0.0	N/A	0.0	N/A	0.0

Fuente: Ibid.

La última cifra de 2002 incluye 5,097 toneladas importadas por Pemex.

### • Propileno

Se produce en las refinerías. Se consume por el propio Pemex para producir alcohol isopropílico, materia prima para el MTBE y el TAME que usan las gasolineras; es también un insumo para producir polipropileno.:

	Propileno (Miles de toneladas)		importación Pemex	importación IP	exportación IP	exportación Pemex
	producción Pemex	producción IP				
<b>1997</b>	106.2	233.4	21.6	219.4	0.0	1.5
<b>1998</b>	57.4	205.6	12.0	216.9	0.0	0.7
<b>1999</b>	81.7	101.3	0.0	180.6	0.0	0.0
<b>2000</b>	32.3	285.7	3.2	95.3	0.0	0.0
<b>2001</b>	89.5	195.5	0.0	33.5	3.0	0.0
<b>2002</b>	44.9	316.1	4.5	29.8	15.0	0.0
<b>2003</b>	36.1	149.6	0.0	4.2	4.1	0.0
<b>2004</b>	34.2	265.8	0.0	0.0	17.5	0.0
<b>2005</b>	32.2	248.4	0.0	0.0	30.0	0.0
<b>2006</b>	13.2	N/A	0.0	N/A	N/A	0.0

### • Tolueno

Se produce en La Cangrejera y en las refinerías. El tolueno se usa como solvente y como materia prima de muchos productos químicos y farmacéuticos.

#### Tolueno

(Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación Pemex	importación IP	exportación Pemex
<b>1997</b>	222.4	5.2	0.0	0.0
<b>1998</b>	218.5	10.0	0.0	0.0
<b>1999</b>	181.1	14.4	0.0	0.0
<b>2000</b>	140.6	26.6	9.7	0.0
<b>2001</b>	152.0	6.3	1.5	0.0
<b>2002</b>	182.6	27.3	13.1	0.0
<b>2003</b>	235.4	2.1	6.6	13.5
<b>2004</b>	214.0	10.2	7.8	4.1
<b>2005</b>	252.5	3.7	3.6	2.6
<b>2006</b>	87.3	3.7	N/A	6.0

## • Xilenos

Se producen en La Cangrejera y en las refinerías. Los xilenos son separados en meta, para y ortoxileno a través de cristalización, la cual es una tecnología obsoleta. Los xilenos se presentan en varias versiones: ortoxileno (la más demandada), metaxileno, paraxileno y como mezcla de varios xilenos. Se usan como solventes y como materias primas de muchos productos químicos y farmacéuticos.

### Paraxileno

(Miles de toneladas)

	producción Pemex	importación IP	exportación Pemex
1997	223.7		0.0
1998	194.8		0.0
1999	179.2		4.5
2000	0.0	916.4	0.0
2001	0.0	769.4	0.0
2002	0.0	921.0	0.0
2003	55.0	971.0	0.0
2004	200.9	743.0	0.0
2005	219.7	609.0	0.0
2006	74.3	N/A	0.0

### Ortoxileno

	producción Pemex	importación IP	exportación IP
1997	29.9	31.3	0.2
1998	31.0	41.2	0.4
1999	25.8	50.8	0.0
2000	0.9	59.7	0.0
2001	0.0	59.9	0.0
2002	0.0	66.0	0.0
2003	10.5	64.7	0.0
2004	27.6	41.7	0.0
2005	34.7	33.9	0.0
2006	10.8	N/A	N/A

### Mezcla de xilenos

	producción Pemex	importación emex	importación IP	exportación Pemex
1997	313.4	68.4	0.0	0.0
1998	322.1	0.0	1.2	0.0
1999	300.6	2.1	9.3	0.0
2000	66.0	0.0	0.7	5.3
2001	86.3	0.0	0.9	0.0
2002	68.2	2.9	0.0	0.0
2003	72.9	2.0	0.5	0.0
2004	31.3	18.5	0.0	0.0
2005	35.3	22.8	0.0	0.0
2006	11.8	22.2	N/A	0.0

En los párrafos precedentes se observa que ha descendido el mercado global de los siguientes petroquímicos (sumadas la producción y la importación): acetaldehído, amoníaco, cloruro de vinilo, etilbenceno, etilenglicol, polietileno de baja densidad y xilenos, lo cual debe atribuirse a la creciente importación de los artículos terminados cuyos insumos son los productos enumerados; esto a su vez se ha debido a que la producción nacional de insumos y terminados no ha sido competitiva.

Igualmente se advierte que los mercados de acetaldehído, butadieno y cloruro de vinilo son relativamente pequeños, que en la producción de etileno, cuyo mercado es relativamente grande, la tecnología utilizada es obsoleta; que en el caso del acetaldehído, benceno y polipropileno la disponibilidad de insumos y el tamaño de la capacidad instalada han representado limitaciones a la expansión de la producción y en buena parte de la inversión. Por el contrario, en los casos del acrilonitrilo, estireno, polietileno y polipropileno, si bien la producción doméstica ha bajado el mercado nacional va al alza

lo que es señal de que podría ser atractivo invertir en ampliar y modernizar la capacidad del país en estos renglones.

### Las empresas privadas

Muchas de las grandes empresas petroquímicas privadas mexicanas han desaparecido o han reducido su operación a tan sólo unos cuantos productos. Varias de las más importantes ahora pertenecen a grandes bloques internacionales que prefieren importar a México los productos que se requieren que operar las pequeñas plantas que adquirieron.

Es así que por ejemplo, Celanese fue adquirida por Hoechst y después vendida al grupo Blackstone tras la fusión de Hoechst y Rhone-Poulenc (ahora Avestis). Celanese produce en México éter de celulosa, ácido acético, acetato de vinilo, etanol, acetato de etilo, metilamina, acetato de metilo, ácido acrílico y dimetil formamida.

El grupo DESC cerró la mayoría de sus empresas petroquímicas tras la desaparición de Novum, quedándose con INSA (antes Negro de Humo Negromex, ahora productores de resinas de estireno y butadieno) e IRSA (Industrias Resistol). DESC después vendió sus marcas de pegamentos, incluido Resistol, a Henkel; también vendió su grupo petroquímico IRSA a otro grupo de inversionistas (IRSA es ahora Industrias Reunidas) que ahora fabrica polietileno, polipropileno y PVC.

Henkel, por su parte reunió sus empresas petroquímicas en una filial llamada Cognis, la cual fue vendida al grupo Schroder Ventures. Henkel ahora maneja exclusivamente marcas de productos terminados y se ha retirado de los petroquímicos.

Alpek se ha aliado con Basell para crear Indelpro, compañía que sería uno de los socios de Pemex Petroquímica en el Proyecto Fénix.

### El Proyecto Fénix

Con el fin de revivir a la industria petroquímica de sus cenizas, Petróleos Mexicanos impulsó la construcción de un nuevo proyecto que comprende dos complejos, con inversión de cerca de 1,800 millones de dólares en el cual Pemex Petroquímica sería sólo un socio minoritario con cerca del 30% de participación; los otros tres socios serían IDESA, Indelpro y Nova Chemicals.

IDESA (antes Síntesis Orgánicas) produce glicoles, etanolaminas, anhídridos maleico y ftálico y poliestireno. Indelpro produce polipropileno. Indelpro es una coinversión de Alpek y Basell, uno de los líderes tecnológicos mundiales en la producción de polipropileno. Nova Chemicals es la mayor petroquímica canadiense y es especialista en múltiples grados de polietilenos.

El primero de los complejos propuestos tendría como planta principal una craqueadora de gasolinas naturales. Las gasolinas naturales son líquidos que se condensan en las líneas de gas y son básicamente pentanos y hexanos lineales, productos de bajo número de octanos que requieren de los procesos de isomerización y reformación catalítica respectivamente para poder ser usados en gasolinas. La idea es romper estos productos para obtener etileno y propileno. Con los productos obtenidos se espera aprovechar las ventajas tecnológicas de los socios para producir glicoles, estireno poliestireno (IDESA), polipropileno en múltiples grados (Indelpro) y polietileno también en múltiples grados (Nova Chemicals).

El segundo complejo no tiene todavía objetivos tan claros. Se trata de hacer una craqueadora orientada a la producción de aromáticos. No queda clara cual sería la materia prima principal.

La estrategia de los grandes consorcios petroquími-

cos internacionales es crear plantas gigantescas de aquellos productos que son rentables e integrarse verticalmente desde su precursor básico hasta el producto demandado, mas que producir una extensa gama de productos.

### Los productos del Proyecto Fénix Polietileno

En el caso de los polietilenos tanto de baja (PEBD) como de alta densidad (PEAD) la estrategia de Pemex en el Proyecto Fénix ha sido clara. El polietileno siempre ha sido el producto más rentable de Pemex Petroquímica y donde más experiencia tiene. El producto de Pemex es sin embargo un producto no diferenciado, una "commodity" con precios marginales asociados a los de su materia prima. La alianza con Nova Chemicals le permitiría tener acceso a la tecnología para producir más de 30 tipos de polietilenos especializados de alto valor agregado. Estos son productos de nichos de mercado muy específicos que ya obran en la cartera de clientes de Nova Chemicals.

La capacidad de producción mundial de los diversos tipos de polietileno fue estimada por el Stanford Research Institute en 1997 de la manera siguiente: (miles de toneladas métricas)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Asia	15838	16778	17588	18603	19958	21163
Europa						
Central	3773	3773	4098	4098	4098	4218
Medio						
Oriente	3806	5515	6133	6521	6521	6521
Canadá	2590	2993	3016	3016	3016	3016
Estados Unidos	14466	14465	15523	15586	15586	15711
América Latina	3650	3788	4113	4725	5475	5475
Europa Occidental	12362	13338	13452	13702	13702	13952

Resto del Mundo	1409	2112	1644	1644	1674	1756
Producción Mundial	57894	62762	65567	67895	70030	71812

Fuente: SRI International. Petrochemicals 1997.

En el cuadro anterior se puede observar que la capacidad instalada en el mundo ha crecido en los últimos seis años a la aceptable tasa promedio de 4.4%, pero también se puede ver que la tasa de crecimiento ha ido descendiendo año con año lo cual puede atribuirse a que entre 1999 y 2000 se inauguraron plantas de gran tamaño previendo el crecimiento futuro de la demanda; para averiguar si ya ha llegado el momento de invertir en nuevas plantas de gran tamaño habrá que determinar si en estos momentos hay ese tipo de proyectos y si éstos se encuentran en la fase de construcción. También hay que tomar en cuenta que si bien el mayor dinamismo en las inversiones para incrementar la capacidad de producción se localiza en Medio Oriente y en América Latina estas dos regiones están lejos de tener la capacidad instalada de Asia, Estados Unidos y Europa Occidental por lo que una pequeña adición porcentual en la capacidad de éstas puede servir para abastecer el crecimiento de la demanda en América Latina.

Tomar una decisión de invertir en la familia de los polietilenos requiere una investigación exhaustiva de las tendencias de la demanda mundial que sólo pueden realizar los presuntos socios de Pemex ya que son las grandes corporaciones internacionales las que dominan el mercado, esto lo demuestra una ojeada a quienes son las principales empresas productoras en el mundo:

(miles de toneladas)

<b>Amoco</b>	1,588
<b>Dow Chemical</b>	2,354
<b>Exxon</b>	2,767
<b>Philips</b>	2,075
<b>Nova Chemicals</b>	2,267
<b>Nova Union Carbide</b>	1,270

De manera que la planta que en fuera a invertir Pemex conjuntamente con sus socios debe tener una capacidad de producción de alrededor de medio millón de toneladas para poder competir con las ya existentes, entre las cuales hay algunas verdaderamente enormes. Los complejos más grandes para polietileno de baja densidad son:

(Miles de toneladas)

<b>Exxon Chemical Co.</b>	
<b>Mont Belview</b>	
<b>Tejas</b>	1,034
<b>Nova Chemicals</b>	
<b>Joffre Alberta</b>	960
<b>Union Carbide</b>	
<b>Taft Luisiana</b>	798

Para el caso del polietileno de alta densidad los más grandes complejos son:

La gran diferencia entre los altos precios del polietileno de alta densidad PEAD y el polietileno de baja densidad PEBD en comparación con las bajas cotizaciones del etileno parecen indicar que Pemex debería especializarse en los dos primeros y no concretarse al etileno; para ello sería menester construir una planta con tecnología de punta y de tamaño similar al de las plantas mencionadas con el doble

propósito de abaratar este insumo fundamental de la industria petroquímica doméstica y de competir en los mercados internacionales con las empresas gigantes que ya los surten.

De todas maneras es preciso que antes de arriesgar un peso en un proyecto de esa magnitud se asegure con los socios en perspectiva el acceso a los mercados del exterior así como que sean competitivos tanto el tamaño de diseño de la planta como la tecnología que vaya a usarse.

### Polipropileno

Pemex nunca ha sido un productor importante de este producto, por lo que en vez de competir contra gigantes como Basell ha preferido seguir la ruta de Alpek, es decir, el asociarse con Indelpro que a su vez es producto de la asociación de los dos grupos antes mencionados. Indelpro sería el principal beneficiado de la alianza al tener acceso a la materia prima aportada por Pemex; para Pemex significará una curva de aprendizaje y la participación minoritaria en las utilidades.

La capacidad de producción mundial de polipropileno se estima en las siguientes magnitudes:

### Polipropileno (Miles de toneladas métricas)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Asia	11,863	12,998	13,186	13,493	13,938	14,535
Europa						
Central	1,500	1,635	1,835	1,995	1,905	1,905
Medio						
Oriente	820	1,425	2,300	2,460	2,460	2,460
Canadá	390	390	390	390	390	390
Estados Unidos						
Unidos	7,336	8,588	8,928	9,033	9,033	9,033
América						

Latina	1,967	2,564	2,564	2,564	2,564	2,564
Europa						
Occidental	8,640	9,300	9,361	9,361	9,361	9,361
Resto del Mundo	848	787	881	881	881	1,004
Producción Mundial	33,364	37,687	39,445	40,177	40,532	41,252

Al igual que en el caso de los polietilenos la tasa de crecimiento de la capacidad instalada en los últimos seis años para producir polipropileno es la bastante satisfactoria 4.3% en promedio, pero también se ha tratado de un crecimiento anual consistentemente decreciente lo que parece indicar que se está agotando en el mundo la capacidad ociosa y que por tanto sería el momento para invertir en la instalación en México de una planta de tecnología y tamaño competitivos; pero de nuevo antes de tomar ninguna decisión es necesario investigar qué plantas nuevas hay en proyecto o en la fase de construcción así como dónde estarán localizadas y cual es su capacidad proyectada.

También en el caso del polipropileno la demanda mundial está controlada por los grandes grupos transnacionales cuyas plantas productoras son las mayores del mundo y son las siguientes:

#### (Miles de toneladas)

##### Finia Oil Chemical

Laporte Texas 998

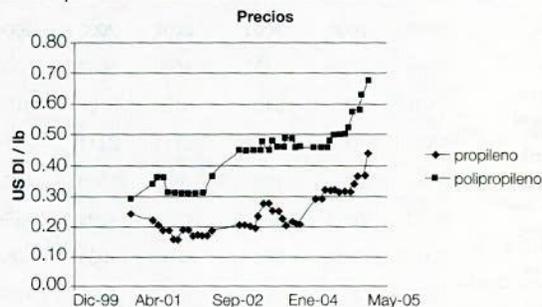
Exxon Baytown Texas 748

Amoco Corp Alvin Texas 734

Como puede verse, una posible planta de polipropileno que se estableciera en México tendría que ser de gran tamaño y con tecnología de punta para que pudiera ser competitiva lo cual significa que debería estar diseñada no sólo para surtir el mercado domés-

tico sino exportar a los mercados internacionales; no sería sensato arriesgar las fuertes sumas requeridas sin el compromiso formal de las transnacionales asociadas de que ellas utilizarían tecnología de avanzada y darían el acceso a dichos mercados.

En lo que se refiere a la rentabilidad del proyecto, la fuerte diferencia de cotizaciones entre el polipropileno y el propileno, su materia prima, sugiere la conveniencia de invertir en transformarla dándole valor agregado. La discrepancia de precios mencionada es la que se muestra a continuación:



Sin embargo hay que tomar en consideración que la inversión en este tipo de plantas es muy onerosa y aunque los retornos de la inversión parezcan muy atractivos el negocio puede convertirse en pérdidas si no se es competitivo tanto en el mercado doméstico como en los internacionales y esto sólo se logrará si las compañías transnacionales con las que se asocie Pemex aporten la mayor parte del capital y, por tanto, tengan un interés decisivo en que les reditúe su inversión.

#### Glicoles y óxido de etileno

La experiencia de Pemex en la producción de glicoles ha sido mala al operar esta línea con pérdidas. El principal uso de los glicoles es como anticongelante para automóviles y como líquido refrigerante;

se trata de un mercado fragmentado, relativamente chico y dominado por marcas de productos altamente especializados. La materia prima, el óxido de etileno, es un producto peligroso ya que es sumamente inestable. Lo reducido del mercado se puede colegir de la capacidad instalada en el mundo que es mucho menor que la dedicada a la producción de polietilenos y polipropileno, como se ve en los dos siguientes cuadros:

#### Óxido de Etileno

(Miles de toneladas)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Asia</b>	3899	3959	4332	4524	5009	5009
<b>Europa Central</b>	810	810	810	810	810	810
<b>Medio Oriente</b>	1380	1966	2111	2111	2111	2111
<b>Canadá</b>	745	820	1065	1065	1065	1065
<b>Estados Unidos</b>	4093	4093	4286	4286	4286	4286
<b>América Latina</b>	709	829	829	829	1054	1054
<b>Europa Occidental</b>	1292	1327	1327	1327	1327	1327
<b>Resto del Mundo</b>	43	43	43	43	43	43
<b>Producción Mundial</b>	13834	14950	16011	16203	17003	17003

#### Etilenglicol

(Miles de toneladas)

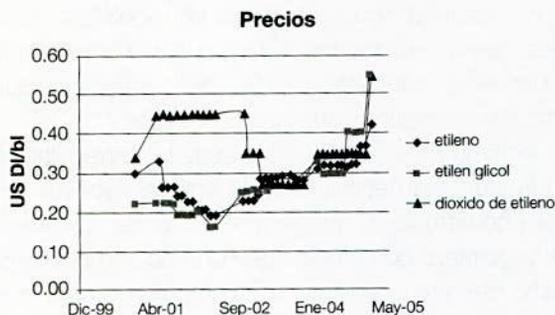
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Asia</b>	4117	4529	4929	5089	5829	6079
<b>Europa Central</b>	756	756	756	756	756	756
<b>Medio Oriente</b>	1764	2522	2688	2956	2956	2956
<b>Canadá</b>	985	1185	1385	1385	1385	1385
<b>Estados Unidos</b>	3570	3570	3726	3726	3726	3726
<b>América Latina</b>	764	764	764	764	1064	1064
<b>Europa Occidental</b>	1292	1327	1327	1327	1327	1327

<b>Resto del Mundo</b>	15	15	15	15	15	15
<b>Producción Mundial</b>	13263	14668	15590	16018	17058	17308

Los cuadros precedentes igualmente indican que la demanda de etilenglicol y de su materia prima ha sido consistentemente dinámica probablemente como consecuencia del incremento constante de los vehículos automotores tanto en los países industrializados como en vías de desarrollo; el mayor dinamismo en términos porcentuales se localiza de nuevo en Asia, Medio Oriente y América Latina, lo que se explica por el crecimiento de la demanda asiática y latinoamericana y por los bajos costos que se obtienen en los países árabes por su abundante producción petrolera. Lo anterior parece indicar que es conveniente invertir para producir glicoles en México si no fuera porque sería relativamente fácil que los petroquímicos producidos por los grandes consorcios se apoderaran del mercado mexicano si no tuvieran intereses en nuestro país.

También hay que tomar en cuenta que si se comparan las cotizaciones internacionales del etilenglicol y del etileno con las del óxido de etileno, materia prima de las dos anteriores, se puede concluir que no siempre es rentable transformar el óxido en glicoles y que a veces no es rentable producir ninguno de ambos productos a no ser que se cuente con las mayores y más eficientes plantas que permitan desplazar a los productores más débiles en tiempos de recesión. Lo anterior se puede observar en el siguiente cuadro donde se comprueba que hay veces en que las cotizaciones del óxido de etileno están muy por encima de los dos productos finales:

Igualmente en el caso de los glicoles el mercado está dominado por las grandes transnacionales con sus enormes plantas tal como lo muestran las siguientes relaciones de los principales productores:



#### Óxido de Etileno

(Miles de toneladas)

Sharq Al Jubail Arabia Saudita	1013
Shell Chemical Geismar Luisiana	590
Union Carbide Prentiss Alberta	495

#### Etilenglicol

(Miles de toneladas)

Union Carbide Taft Luisiana	635
Union Carbide Prentiss Alberta	465
BASF Geismar Luisiana	390

#### Estireno y Poliestireno

Nuevamente la producción histórica de Pemex Petroquímica de estos productos ha sido muy limitada teniendo que importar estos productos para completar la demanda nacional; sin embargo, ahora con la desregulación de estos productos su producción e importación han quedado fundamentalmente en manos de la iniciativa privada.

La capacidad de producción de estireno en el mundo ha evolucionado de la siguiente manera:

#### Estireno

(Miles de toneladas)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Asia</b>	8022	8324	8374	9424	10307	10604
<b>Europa Central</b>	1275	1370	1370	1370	1570	1570
<b>Medio Oriente</b>	555	1117	1117	1217	1217	1777
<b>Canadá</b>	870	870	870	885	885	885
<b>Estados Unidos</b>	5755	5755	5755	5934	5934	5934
<b>América Latina</b>	640	775	775	850	850	850
<b>Europa Occidental</b>	5440	5472	5472	5472	5911	6057
<b>Producción Mundial</b>	22668	23795	23845	25175	26782	27939

Fuente: SRI Internacional Petrochemicals

Del análisis del cuadro anterior se desprende que la capacidad para producir estireno en el mundo ha crecido a la tasa anual promedio de 4.3% en los últimos años con muy pocos altibajos como consecuencia del aumento constante de la demanda de plásticos. Las mayores ampliaciones en la capacidad productiva en términos porcentuales se han registrado en el Medio Oriente y en la América Latina pero partiendo de cantidades muy pequeñas en comparación con las de Europa y Estados Unidos; donde se ha presentado el dinamismo más relevante ha sido en Asia como resultado del rápido crecimiento de China y de los países del sureste de ese continente.

El mercado mundial del estireno está controlado por los grandes consorcios internacionales operadoras de plantas de gran tamaño, siguiendo el mismo

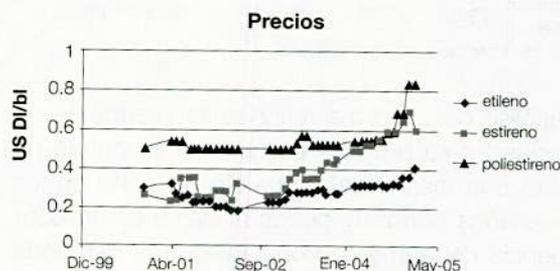
patrón de los otros petroquímicos. Los principales complejos productores son los siguientes:

### Estireno

(Miles de Toneladas)

Lyondell Channelview Tejas	1,270
Sadaf Al Jubail Arabia Saudita	960
Chevron St. James Luisiana	950

Por otra parte, la comparación de los precios internacionales del estireno, poliestireno y del etileno, materia prima ésta de los dos productos anteriores, muestra que si bien es rentable convertir el etileno en estireno y poliestireno, no lo es siempre el transformar el estireno en poliestireno, como se ve a continuación:



### Contratos a largo plazo

Recientemente apareció en la prensa nacional la noticia de que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público se había opuesto a firmar contratos de suministro de largo plazo con precios preferenciales para los socios de Pemex en el Proyecto Fénix y que ante esta situación los socios estaban reconsiderando su participación en el proyecto.

Si las empresas transnacionales dejaran de interesarse en esta inversión se debería dar por cancelado el Proyecto Fénix porque sería una locura que Pe-

mex intentara sola acometerlo; una inversión de esta magnitud únicamente se justificaría si fuera rentable y competitiva lo que sólo se lograría si las plantas proyectadas fueran de gran tamaño, operaran con tecnología de avanzada y fueran competitivas tanto a nivel nacional como internacional, requisitos todos ellos que no se podrían llenar sin el concurso de la experiencia, capitales y redes de comercialización con que cuentan los grandes consorcios.

Es legítimo especular que si desde la desregulación de la industria petroquímica la política nacional hubiera contemplado otorgar contratos de suministro de largo plazo con precios de insumos competitivos, como siempre lo solicitaron las empresas como medida de fomento industrial, las mismas empresas hubieran invertido en nuevas plantas y nunca hubiera habido crisis del sector petroquímico.

También es posible pensar que siendo el Proyecto Fénix la primera ocasión en que Pemex ha aceptado el participar minoritariamente con empresas extranjeras creando también por primera vez certidumbre en los precios de los insumos, se haya obstaculizado su aprobación por consideraciones extra económicas como la "Defensa de la soberanía nacional" o "La rectoría del Estado en la vida económica".

Por otra parte, se puede justificar la posición de Hacienda tomando en cuenta que esa dependencia ha adoptado como la más prudente la política general de mantener los precios de los hidrocarburos a los precios spot internacionales tanto para el caso de los petroquímicos como de los precios de contrato para el crudo.

### Costo de oportunidad

La magnitud de las inversiones que tendría que aportar Pemex aún como socio minoritario en el

Proyecto Fénix tendría que ser considerable por lo que se hace obligatorio realizar no nada más un cuidadoso análisis de costo-beneficio sino también una estimación de los costos de oportunidad. Entre las ventajas que se esperan obtener con este proyecto están en primer término la sustitución de importaciones con el ahorro consiguiente de divisas, el dotar a una parte de las exportaciones de hidrocarburos de un mayor valor agregado y el generar para Pemex recursos adicionales para ampliar sus demás labores como exploración, refinación, oleoductos y gasoductos y producción y comercialización del gas, lo que le permitiría escapar un tanto del régimen fiscal casi confiscatorio a que le tiene sometido la hacienda pública.

Es evidente que la cuantiosa inversión en el Proyecto Fénix no generará una fuerte cantidad de empleos como es habitual en las plantas petroquímicas en todos los países del mundo; ciertamente en las plantas de Pemex existe una mayor cantidad de trabajadores que las que rigen según los estándares internacionales, pero aún en las plantas mexicanas el número de operarios es más reducido que en otras ramas de actividad a igual cantidad de inversión.

La única ocupación importante que generaría directamente el proyecto sería el necesario para la construcción de las plantas y por ello habría que asegurar que las compañías constructoras mexicanas contarán con crédito suficiente y barato para competir en igualdad de condiciones con los contratistas extranjeros. Igualmente hay que considerar la posibilidad de que las empresas transnacionales que se asocien con Pemex no acepten que las plantas que se construyan conforme al Proyecto Fénix cuenten con un personal no perteneciente al muy politizado Sindicato de Trabajadores Petroleros.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones habría que estudiar si las ingentes sumas requeridas por el Proyecto Fénix no serían más rentables para la Nación si se invirtieran en otro tipo de proyectos como ampliación y modernización de la infraestructura de transportes, comunicaciones y puertos, o en el desarrollo de nuevas fuentes de energía como la eólica, la geotérmica o la solar, etc.

### **Conclusiones y recomendaciones**

1. Durante la etapa del "Desarrollo Estabilizador" la producción de petroquímicos secundarios se consideraba un área estratégica para el desarrollo de la industria nacional que podía ser surtida con un portafolio de productos básicos no diferenciados; sin embargo, al madurar los mercados y requerir productos altamente especializados su producción dejó de ser estratégica para convertirse en oportunidades de negocios, por lo cual se buscó infructuosamente vender los complejos petroquímicos.
2. La iniciativa privada internacional no quiso participar debido a que quería tener el control de la materia prima (etileno) y a que se le pusieron trabas como exigirle la participación de un socio nacional y no garantizarle precios de los suministros a largo plazo.
3. La iniciativa privada nacional no pudo o no quiso hacerse cargo de la producción de petroquímicos debido a que las inversiones requeridas eran millonarias, a que el suministro de la materia prima por parte de Pemex no siempre era confiable. Después de la apertura del comercio exterior los incentivos a invertir han disminuido porque ahora se pueden importar a precios internacionales tanto los insumos petroquímicos como los productos derivados de ellos.
4. Para revivir la petroquímica mexicana Pemex está lanzando el Proyecto Fénix, más realista y comer-

cial que “estratégico” consistente en seleccionar los productos más rentables y de mercado más amplio como los polietilenos, el polipropileno, el etilenglicol, el estireno y el poliestireno, los cuales serían producidos por una o varias empresas cuyo capital lo aportarían mayoritariamente consorcios transnacionales y en que Pemex participara como socio minoritario con un 30% del capital.

5. Hacer alianzas entre Pemex y empresas petroquímicas privadas para integrar la cadena y aumentar la competitividad.

6. Dar certidumbre jurídica a los contratos de largo plazo de Pemex con otras empresas, a fin de que se garantice el abasto de insumos.

7. Favorecer un entorno competitivo, adquiriendo tecnología, proveer de infraestructura básica, combatir a prácticas desleales; a fin de apuntalar este sector.

8. Pemex no necesitaría la alianza de las empresas extranjeras para cubrir en su totalidad el mercado doméstico de polietilenos, sustituyendo importaciones, a no ser porque no cuenta con recursos suficientes para realizar la inversión necesaria debido a su anómala situación fiscal (la indispensable modificación del régimen fiscal de Pemex para ser tratado como una empresa cualquiera requiere un estudio especial).

9. Impulsar la inversión en los campos de responsabilidad directa del Estado, para evitar la dependencia con el exterior.

10. La asociación con los grupos transnacionales es indispensable no sólo para obtener recursos de inversión sino para operar con tecnología de punta y tener acceso a los mercados del exterior.

11. En los contratos que se firmen con los consorcios internacionales México debe asegurar que los

tamaños de las plantas sean los óptimos, la tecnología sea de avanzada y se tenga acceso a los canales de distribución en el mundo de esas empresas.

12. Se debe modificar el Artículo 28 Constitucional para cambiar el concepto de la petroquímica básica de “Estratégica” a “prioritaria”.

13. Cambiar la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional para eliminar el concepto de petroquímicos básicos.

14. La viabilidad del Proyecto Fénix ha quedado en entredicho porque no se han definido los precios de los insumos que proveerá Pemex en contratos a largo plazo.

15. Es conveniente que al más alto nivel se analice si los recursos que comprometería la Nación en el Proyecto Fénix no serían más rentables si se emplearan en otros proyectos.

## Bibliografía

- Anuario ANIQ 2003
- Anuario Pemex 2003
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios
- SRI Internacional. Petrochemicals 1997

## **IV**

### **Gas natural**

**Francisco R. Calderón**  
**Salvador E. Calderón**

## Síntesis

Después de aclarar qué debe entenderse por gas natural, cuál es el proceso para hacerlo apto para su uso y cómo se le utiliza, se muestra el volumen de las reservas mundiales y nacionales para concluir que estas últimas son relativamente pequeñas y que pronto se agotarán; a continuación se repasa la evolución de la producción de gas natural en México y su marco regulatorio que prohíbe o limita la intervención del capital privado en esta industria. El crecimiento de la demanda de gas en el país está provocando la disminución de las reservas, cuya reposición exige la inversión de fuertes sumas de las que Pemex carece; esta situación sólo se puede resolver o contrayendo deuda, o aumentando precios e impuestos, o modificando la legislación para permitir la inversión privada. De todas formas, en el corto plazo habrá que depender de las importaciones de regiones lejanas porque pronto Estados Unidos dejará de ser exportador.

El objetivo de este estudio consiste en determinar cuál debe ser la mejor política para sortear la actual disminución de las reservas de gas natural en México.

Existen varios estudios recientes sobre el comportamiento de los precios de los energéticos, entre ellos se encuentran los de Menzie D. Chinn, Michael LeBlane y Olivier Coibion, quienes en su publicación sobre *The predictive content of energy futures: an update on petroleum, natural gas, heating oil and gasoline* analizan la relación entre los precios actuales (spot) y los mercados de futuros de productos energéticos (petróleo, gasolina, derivados de petróleo y gas natural).

El factor relevante en estos trabajos es el supuesto de que en un mercado eficiente de energéticos la información nueva se refleja en los precios; es decir, el patrón de comportamiento es impredecible y no

es algo basado en comportamientos pasados. El precio futuro de algún tipo de energético como el petróleo o el gas natural se determina por el precio y el costo en el que se incurre al almacenarlo para venderlo en algún momento del futuro. El costo de almacenar un producto se conoce como costo de transporte que se refiere al costo de tenerlo almacenado en un tanque y el costo financiero visto como un costo de oportunidad por almacenarlo.

Según el modelo que ellos utilizan, la relación entre el precio spot y el precio futuro se basa en el supuesto de que los participantes en el mercado son capaces de comerciar en el mercado spot y en el de futuros de manera simultánea. En este modelo además, la relación entre la tasa futura y la tasa spot para el petróleo está dada por:

$$F_{t/t-k} - s_{t-k} = d_{t/t-k} + Q_{t/t-k}$$

Donde:

$F_{t/t-k}$  Es el precio futuro pactado en el tiempo observado  $t-k$

$s_{t-k}$  Es la tasa spot en el tiempo  $t-k$

$d_{t/t-k}$  Es el costo de almacén (la suma de los costos de almacenamiento, menos un rendimiento convenido, más el costo por intereses y una prima de riesgo)

$Q_{t/t-k}$  Es un término contable del mercado de futuros (vista como la meta).

El término de la izquierda es llamado *base*.

La conclusión de este modelo es que si se asume que la tasa spot sigue una dirección y las expectativas son racionales, entonces el cambio en las expectativas en el tiempo  $t-k$  debe ser igual a la base y al término que representa la "meta del mercado".

La literatura que analiza el comportamiento de los mercados de futuros es extensa. Un amplio número de estudios han examinado la eficiencia de los mer-

cados de futuros en relación a la predicción de los precios futuros; sin embargo, las conclusiones son diversas. Algunos de los estudios muestran evidencia de la eficiencia en los mercados y otros muestran lo contrario. Por ejemplo, Serletis (1991) encontró evidencia consistente con la eficiencia en el mercado de petróleo. Bopp y Lady (1991) encontraron que además de que los precios spot y de mercado de futuros pueden ser mayores por la incertidumbre dependen de las condiciones del mercado. Ejemplo de esto, son los choques externos derivados de la guerra.

La relevancia de introducir este modelo es enfatizar la importancia de las expectativas en el precio de los energéticos, en este sentido, en México, al ser las reservas del gas natural escasas, en medio de un marco regulatorio que no permite la inversión extranjera y que grava con una gran carga tributaria a Pemex (lo cual le quita recursos que se podrían invertir) ha provocado que los precios del gas sean aún mayores por las expectativas que se han creado, ante la falta de propuestas viables y actores políticos comprometidos.

### **Antecedentes**

El gas natural como producto comercializable es básicamente gas metano, el más ligero de los hidrocarburos, que cuando sale del pozo viene combinado con múltiples compuestos que deben ser retirados. En la industria del petróleo se distinguen diferentes tipos de gas y componentes:

#### **• Gas asociado**

Es el gas que sale junto con el petróleo crudo. La mayor parte del gas natural producido en México es de este tipo.

#### **• Gas no asociado**

Es el gas que proviene de campos que no contie-

nen petróleo. El principal campo productor de gas no asociado es la cuenca de Burgos en el norte de Veracruz.

#### **• Gas amargo**

Uno de los compuestos más nocivos que tiene el gas al salir de los pozos es el ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S), el cual provoca la corrosión de los equipos metálicos que entran en contacto con el gas, por lo que es necesario separar este compuesto. Al gas que aún contiene ácido sulfídrico se le llama gas amargo.

#### **• Gas dulce**

El gas sin el H<sub>2</sub>S.

#### **• Gas húmedo**

El gas que aún contiene productos condensables a través de procesos criogénicos y de compresión.

#### **• Gas seco**

El gas al que se le han retirado los condensables

#### **• Gas natural licuado (LNG)**

El gas natural al que se le ha conseguido licuar a través de temperaturas muy bajas (-162° C). Así es posible transportarlo en barcos desde lugares donde sería incosteable construir gasoductos ya que el metano en forma líquida ocupa un 1/600 del volumen que ocuparía en estado gaseoso. No debe confundirse con el gas licuado del petróleo (GLP) el cual es un compuesto de propanos y butanos condensados a temperaturas relativamente bajas. Actualmente existen los proyectos de crear terminales de importación y regasificación de gas natural licuado en Altamira, Lázaro Cárdenas y en Baja California por parte de la iniciativa privada.

#### **• Líquidos del gas**

Los productos condensables se dividen en etano, gas licuado (GLP) consistente básicamente en propanos y butanos, y gasolinas naturales que son pentanos y hexanos.

El gas natural puede tener además contaminantes tales como vapor de agua (condensable), nitrógeno, oxígeno y muchos otros compuestos.

El peso del gas natural puede ser medido cuando está comprimido en tanques pero no así cuando fluye por ductos, por lo que es común medirlo en millones de pies cúbicos estándar, es decir, a una atmósfera de presión y 15 grados centígrados, o bien en metros cúbicos normales a una atmósfera de presión y 0 grados centígrados. Sin embargo, la calidad del gas se mide por el calor que libera su combustión, o sea la cantidad de energía que libera al quemarse completamente para formar bióxido de carbono y agua. El calor de la combustión se expresa en kilojoules/kilogramo. Mientras más alto sea el calor de combustión mayor será el precio del gas. El poder de combustión puede variar por los contaminantes que pueda traer el gas, especialmente el nitrógeno. Por esta razón en comparaciones internacionales es preferible comparar las producciones de los diferentes países en unidades de calor (terajoules) y no en volumen. El gas natural no sólo se obtiene al momento de extraerlo del pozo; sino también se va liberando el gas disuelto que en gran cantidad contiene el petróleo crudo cada vez que éste es destilado, descomprimido o calentado.

### **Proceso del gas natural**

El proceso del gas amargo obtenido como gas asociado en pozos de petróleo tanto en mar como en tierra firme es el siguiente:

#### **• Separación de primera etapa**

El petróleo crudo que sale del pozo es enviado a un tanque tipo salchicha donde se le reduce la presión que trae. Adentro del tanque se permite que se separe en fase líquida y en fase vapor. La fase

líquida (el crudo) es bombeado hacia un separador de segunda etapa.

#### **• Compresión**

En la fase vapor (gas asociado) es comprimida para ser enviada por ducto. Al comprimirse, se empiezan a condensar los compuestos más pesados. El líquido viaja por el ducto junto con el gas a velocidades muy altas, formando tapones o slugs. Tras recorrer kilómetros de ducto el gas necesita ser recomprimido, pero primero se le hace pasar a otra salchicha llamada atrapador de tapones (slug catcher). El gas es recomprimido y enviado nuevamente por ductos a la siguiente estación de compresión o de endulzamiento. Si esto ocurre mar adentro es necesario construir plataformas intermedias de recompresión.

#### **• Separación de segunda etapa**

Al igual que el gas asociado, el crudo bombeado va perdiendo presión y requiere ser vuelto a bombear. Al perder presión se van liberando los gases disueltos de modo que antes de ser nuevamente bombeado es inyectado en un tanque tipo salchicha donde se separa el gas asociado. El gas recuperado es entonces comprimido para ser enviado por ducto a la planta de endulzamiento.

#### **• Endulzamiento**

El gas es sometido a un proceso donde se atrapa el ácido sulfídrico en dietanol amina. La dietanol amina posteriormente es tratada para recuperar el azufre sólido.

#### **• Plantas criogénicas**

Cada vez que el gas es comprimido se calienta con lo que cada gramo de gas ocupa más pies cúbicos. Para aprovechar al máximo la capacidad de los compresores y sistemas de almacenamiento, el gas no sólo debe ser comprimido sino también

enfriado, por lo que se requieren plantas criogénicas donde además se puede condensar parte del nitrógeno, oxígeno y otros contaminantes. Las plantas criogénicas se usan en México para remover los contaminantes y no para crear gas natural licuado.

#### • Almacenamiento

El gas natural debe ser almacenado a alta presión en esferas o domos salinos. México no tiene aún instalaciones de almacenamiento de gas ni mucho menos de gas natural licuado.

#### Importancia del gas

El gas natural es el combustible más limpio que se puede obtener a excepción del hidrógeno ya que sus productos de combustión –bióxido de carbono y agua- son reciclables por la misma naturaleza. El gas natural además se puede usar para mantener la vida de los pozos petroleros, mover equipo y ser transformado en productos de mayor valor agregado.

Soltado a la atmósfera, sin embargo, el metano es un gas invernadero que ha contribuido al paulatino calentamiento del planeta. Aunque las fuentes naturales de emisión de metano a la atmósfera son muchas, principalmente la descomposición de los organismos muertos en biogás, las fugas de gas y “venteos” de la industria petrolera ya sean accidentales o intencionados son muy importantes y constituyen un crimen ecológico al que se le ha dado poca atención. Quemar el gas venteado, como es la práctica común, no es menos reprochable ya que la combustión a tal escala no es completa y por tanto emite una gran cantidad de calor y de monóxido de carbono, otro gas invernadero.

#### Usos del gas natural

##### • Reinyección a pozos

El uso inmediato que se le puede dar al gas natural cuando no se tiene la infraestructura para recuperarlo es reinyectarlo al yacimiento a través de un pozo de inyección a fin de prolongar la vida de aquél. En Cantarell que se encuentra ya en la etapa de declinación y donde se han quemado a la atmósfera millones de metros cúbicos de gas, se le inyecta a los pozos nitrógeno con lo que se está degradando la calidad del gas obtenido.

##### • Autoconsumo en la industria petrolera

El siguiente uso que se le ha dado al gas natural es como fuente de calor para los mismos procesos de la industria petrolera desde la extracción, donde a falta de energía eléctrica barata en las plataformas petroleras se usan turbinas de gas para mover las bombas, compresores y generadores de energía, hasta en las etapas de refinación de petróleo, proceso del gas y elaboración de petroquímicos donde se usa el gas asociado que se va recuperando en cada caso de los procesos para alimentar las cargas térmicas que los mismos procesos demandan. Actualmente Pemex consume el 41% del gas producido.

##### • Combustible industrial

El gas natural es el combustible más limpio ya que si se logra una buena combustión no deja otros residuos que el CO<sub>2</sub> y el agua, además hasta hace poco era sumamente barato de modo que se le tenía que poner una cota a su precio para que éste no fuera menor al precio del combustible (Ojo: el gas natural no es en general de uso doméstico sino el gas licuado de petróleo GLP).

## Generación de energía eléctrica

### • En turbinas de vapor

En una turbina de vapor se reduce por medio del gas la presión del vapor de un nivel alto a uno bajo y se transforma esa energía en movimiento mecánico del rotor.

### • En turbinas de gas

Las turbinas de gas son mucho más eficientes que las turbinas de vapor ya que no sólo se reduce la presión del gas sino que éste es quemado dentro de la turbina. Al quemarse el gas se genera una molécula adicional con lo que se aumenta el volumen; el calor generado hace que los gases se expandan con lo que todo ese volumen adicional hace que el rotor desarrolle más trabajo.

### • Ciclo combinado

El calor producido en una turbina de gas se puede usar en generar vapor con el cual se puede mover una segunda turbina -a vapor- Esto hace que la eficiencia de los ciclos combinados sea mucho mayor que en las turbinas sencillas de gas o de vapor.

### • Cogeneración

Se aprovecha tanto la generación de energía eléctrica como la generación de calor. El promedio de la eficiencia en la generación de energía eléctrica de Pemex se estima en 22% y la de la CFE en 38%. En los proyectos de ciclo combinado se alcanza el 55% mientras que en los de cogeneración la eficiencia llega a ser del 85%

El gas natural irá sustituyendo gradualmente al combustóleo en la generación de energía eléctrica y en la industria. El consumo de combustóleo disminuyó de 475,000 barriles diarios en 2001 a 406 mbd en 2002, mientras que el de gas natural aumentó de 1,993 mmpcd en 2001 a 2,434 mmpcd en 2003.

### • Materia prima

El gas natural puede ser usado como materia prima para producir amoníaco, hidrógeno e infinidad de petroquímicos.

### • Combustible vehicular

Ya existen vehículos que usan gas natural comprimido en vez de gasolina. Aunque en México son muy pocos, ésta es cada vez más una opción en países como Argentina, Brasil, Italia e India. Se prevé que dentro de algunos años, cuando las reservas de petróleo se estén agotando y las gasolinas sean muy caras, los automóviles usarán la tecnología de celdas de combustible donde se quema hidrógeno para formar agua. Más barato todavía que el hidrógeno es el gas natural.

## Reservas

En 2002 las reservas mundiales probadas alcanzaban para mantener la producción actual durante 68 años y habían experimentado un incremento del 8% sobre el año anterior. Las principales reservas se encuentran en lo que antes era la Unión Soviética y en el Cercano Oriente que juntos tienen más del 70% de las reservas mundiales.

Las reservas en el área norteamericana (Canadá, Estados Unidos y México) sólo llegan al 4.2% de las mundiales. Una de las estimaciones confiables las sitúa en 7.31 billones de metros cúbicos de los cuales corresponde el 71.6% a Estados Unidos, el 22.7 a Canadá y sólo el 5.7% a México. Además existe el agravante de que la región tendrá que abastecerse en su mayoría con el gas producido en ella debido a que los flujos de comercio del gas no pueden llegar demasiado lejos por ductos o cruzando los océanos, todo lo cual significa un reto para encontrar nuevos proveedores o nuevas fuentes de energía.

Dependiendo de la metodología empleada para medir las reservas probadas existen diferencias importantes en las estimaciones:

#### Reservas de gas natural

(miles de millones de metros cúbicos normales)

	Según Cedigas				Según Oil and Gas Journal			
	1990	2000	2001	2001*	1990	2000	2001	2001*
<b>Canadá</b>	2719	1683	1660	0.93	2762	1691	1702	1.09
<b>México</b>	2009	835	797	0.45	2059	835	249	0.16
<b>Estados Unidos</b>	4650	5024	5195	2.92	4704	5024	5195	3.33
<b>OCDE Europa</b>	6013	7572	7420	4.18	5076	4668	5660	3.63
<b>Resto de Europa</b>	608	419	408	0.23	215	193	193	0.12
<b>Resto AL</b>	5694	7170	7221	4.06	4796	7165	7081	4.55
<b>Ex URSS</b>	55000	56015	55880	31.45	45280	55416	55291	35.49
<b>África</b>	9771	11758	13106	7.38	8070	11181	11841	7.60
<b>OCDE Pacífico</b>	2461	3655	3675	2.07	585	2648	2676	1.72
<b>China y HK</b>	1400	1515	1560	0.88	999	1368	1510	0.97
<b>Resto de Asia</b>	8623	9740	9996	5.63	6865	8254	8427	5.41
<b>Medio Oriente</b>	43065	59045	70742	39.82	34478	55913	56058	36
<b>TOTAL</b>	142013	164431	177660	100.00	118889	154356	155783	100.00

Fuente: IEA Statistics. Natural Gas Information 2003

\* Porcentaje mundial

La información más reciente no es comparable porque incluye condensables:

#### Reservas probadas de gas natural en los principales países productores

Miles De Millones De Pies Cúbicos

	2000	2002	2003	2004
<b>1. Rusia</b>	1980	1983	1680	1680
<b>2. Irán</b>	812	812	812	940
<b>3. Katar</b>	300	509	509	910
<b>4. Arabia Saudita</b>	204	220	224	231
<b>5. E. A. U.</b>	216	212	196	212
<b>6. Ee.uu.</b>	164	177	184	187
<b>7. Argelia</b>	160	160	160	160
<b>8. Nigeria</b>	124	124	124	159
<b>9. Venezuela</b>	143	148	148	148
<b>10. Irak</b>	110	110	110	110
<b>11. Indonesia</b>	72	93	93	90
<b>12. Australia</b>	45	90	90	90
<b>13. Malasia</b>	82	75	75	75
<b>14. Noruega</b>	41	44	77	75
<b>34. México</b>	30	28	15	15

Fuente: Oil And Gas Journal. Diciembre 2003 Y Pep Marzo 2004  
Reservas auditadas probadas gas natural seco  
Metodología Securities Exchange Comisión (SEC)

Las reservas probadas en México han venido cayendo en casi todos los campos; tan solo en la Región Marina Suroeste ha habido un pequeño repunte. Los campos que conservan las mayores reservas son los del conjunto de la región sur: Samaria-Luna, Bellota-Junco y aún todavía el campo Cantarell en la Región Marina Noreste como se observa en el siguiente cuadro

**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL**

(Miles de millones de pies cúbicos)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>TOTAL</b>	45063	43168	41383	39950	21626	20740	20433
<b>Región Norte</b>	22283	20863	20818	19670	3822	4157	4881
<b>Activo Integral Burgos</b>	2919	2627	2707	2284	1845	1901	2041
<b>Act. I. Poza Rica- Altamira</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	1801	2040
<b>Act I. Veracruz</b>	550	447	392	280	322	456	799
<b>Región Sur</b>	13927	13362	12399	11621	10684	9805	8879
<b>Activo Cinco Presidentes</b>	292	393	370	372	362	317	277
<b>Activo Bellota-Jujo</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	2671	2497
<b>Activo Muspac</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	2485	2076
<b>Activo Samaria-Luna</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	3625	3374
<b>Activo Macuspana</b>	1064	1027	872	845	717	708	655
<b>Región Marina Noreste</b>	6303	6337	5720	5376	4853	4684	4348
<b>Activo I. Cantarell</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	3697	3403
<b>Act. I. Ku-Maloob-Zaap</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	987	945
<b>Región Narina Suroeste</b>	2550	2606	2446	2282	2267	2094	2325
<b>Act. Abkatún-Pol-Chuc</b>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	1190	1286
<b>Act. Litoral de Tabasco</b>	868	778	879	942	958	904	1039

Fuente: Base de datos institucional

Incluye condensables

**Producción mundial**

Al ritmo actual de producción, sin contar los incrementos planeados, México tiene reservas probadas de gas natural para tan solo 13 años, ya que a pesar de estar en el lugar 34 en reservas probadas, ocupa el undécimo en producción de gas:

**Fuentes alternas**

A diferencia del petróleo, el gas natural es un recurso hasta cierto punto renovable ya que se puede obtener del biogás resultante de la descomposición natural de la basura y de la regasificación del coque; sin embargo, aunque los procesos para renovarlo resultan rentables, especialmente ante los altos precios del gas que últimamente se han registrado, los volúmenes obtenidos por estos medios son ínfimos comparados con los obtenidos en la industria del petróleo. Los principales de estos procesos son los siguientes:

**• Gasificación del carbón y el coque**

En países con pocas reservas de hidrocarburos y suficientes yacimientos de carbón y extensos bosques se ha desarrollado la tecnología de la gasificación del carbón por la que se hace reaccionar el carbón con vapor de agua a muy altas presiones para formar gas natural.

**• Biogás**

Al descomponerse los productos orgánicos empiezan a desprender biogás que en su mayor parte es gas metano. Ya existe la tecnología para recolectar el biogás que se genera en rellenos sanitarios y en plantas de tratamiento de basura.

**Historia****Un producto olvidado en México**

Durante más de veinte años de explotación del complejo Cantarell casi el 50% del gas asociado se quemó justo a la salida de los pozos por falta de infraestructura para aprovechar íntegramente el recurso. Aún hoy cerca del 5% del gas natural producido por Pemex se quema en la atmósfera tal como se observa en el siguiente cuadro:

**Gas Venteado por Pemex**

Millones de pies cúbicos diarios

<b>Años</b>	<b>Volumen</b>
2000	450
2001	347
2002	266
2003	254
2004	153
2005	109

Afortunadamente ha mejorado también la tecnología de los quemadores: antiguamente se usaban los llamados “quemadores de campo” que producían una fuerte contaminación ambiental; éstos han dado paso a los quemadores elevados de los que ya existen nuevas versiones donde se mejora mucho la combustión por lo que son llamados “quemadores ecológicos”.

Durante muchos años se privilegió que las cargas térmicas de Pemex y de la CFE fueran alimentadas por combustóleo y no por gas natural ya que el primero es más difícil de disponer que el del gas, el cual se quemaba sin más rastro que la contaminación del gas ácido.

Las primeras instalaciones para procesar el gas fueron la planta de absorción de Reynosa (1956) y la de Ciudad Pemex (1958), ambas con capacidad de 550 mmpcd. Siguió otra en La Venta en 1967 con capacidad de 200 mmpcd.

Las primeras plantas criogénicas fueron las de La Venta y Pajaritos en 1972 de 182 y 192 mmpcd respectivamente. La tercera se construyó en 1974 en Ciudad Pemex con 200 mmpcd de capacidad.

La primera endulzadora no fue construida sino hasta 1977 en Poza Rica con una capacidad de 300 mmpcd; le siguieron las endulzadoras de gas No.

1 de Ciudad Pemex en 1981 y la No. 2 en 1982, ambas de 400 mmpcd. Las dos de Nuevo Pemex, de la misma capacidad, se construyeron en 1984 y 1986 respectivamente. Fue hasta los años noventa cuando se le empezó a poner atención al proceso del gas, pero para entonces ya la mayor parte del producto había sido desperdiciado.

**Reestructura de Pemex**

Con la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios de 1992 se crearon cuatro organismos subsidiarios: Pemex Exploración y Perforación (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Petroquímica (PPQ) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). Este último organismo ha sido el encargado de recolectar el gas natural y el gas LP obtenido por otros organismos subsidiarios en sus procesos, purificarlos y llevarlos a especificaciones comerciales para después distribuirlo y venderlo.

**Desregulación del Gas**

En 1995 el gobierno de Ernesto Zedillo consiguió la aprobación para modificar la Ley Reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución a fin de permitir la participación del capital privado en el transporte, distribución, almacenamiento y comercialización del gas natural, permitiéndose el ingreso de capital extranjero hasta en un 49% con lo que compañías como Enron, El Paso Energy, TXU, Gaz de France y Tractebel incursionaron en la industria energética mexicana.

**Desincorporación de activos de Pemex**

Junto con la desregulación de Pemex se decidió la venta de diversos ramales de la red de distribución de gas natural al sector privado con el compromiso de que los desarrollen y amplíen. Hasta marzo de

2004 se habían otorgado 21 permisos a distribuidores de la siguiente manera:

#### DISTRIBUIDORES POR ZONAS GEOGRÁFICAS

(Marzo 2004)

Usuarios	Inversión	Ductos	Compro-	estimada
Zona	Distribui-	desincor-	a 5 años	(mmd)
	dor	porados		
<b>Mexicali</b>	DGN Mexicali	0	25346	25.0
<b>Chih:</b>	DGN Chih.	28	51453	50.0
<b>Hermosillo</b>	Gas Natural del NO	0	26250	22.0
<b>Saltillo</b>	Gas Nat. Mex-Saltillo	69	40027	39.0
<b>N. Laredo</b>	Gas Nat. Mex-N.Laredo	18	25029	11.2
<b>Piedras Negras</b>	Cia. Nat. de Gas	10	25608	0.7
<b>Toluca</b>	Gas Nat. Mex-Toluca	1 2	47279	30.0
<b>Río Pánuco</b>	Gas Nat. Río Pánuco	28	8338	15.0
<b>Monterrey</b>	Gas Nat. Mex Monterrey	0	557052	220.0
<b>Cd. Juárez</b>	Gas Nat. De Juárez	16	129045	12.7
<b>D. F.</b>	Metrogas	170	439253	213.0
<b>Cuautitlán-Texcoco</b>	Mexigas	130	374698	282.0
<b>Nte. Tams.</b>	Gas Nat. de Tams.	5	36447	21.5
<b>Qro. S. J. del Río</b>	Ditr. Gas Nat. de Qro.	53	50000	16.5
<b>Bajío</b>	Gas Nat. Mex. Bajío	0	72000	27.0

<b>La Laguna-Dgo.</b>	Gas Nat. de La Laguna	70	50084	35.4
<b>Bajío Norte</b>	Gas Natural México	34.6	55715	35.0
<b>Puebla-Tlaxcala</b>	Gaz de France	118.5	68196	34.8
<b>Guadala-jara</b>	Tractebel	96.5	180558	83.6

#### Marco regulatorio

##### Ley de desregulación de Pemex

En mayo de 1995 Ernesto Zedillo reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional para que el Estado retuviera la exclusividad del transporte y comercialización del gas natural en "primera mano". Al mismo tiempo se emitió un Reglamento del Gas Natural donde se distingue entre transporte de gas natural, reservado al Estado, y la distribución del mismo, entendiéndose por ésta la distribución y transporte del gas hasta el usuario final para usos diferentes al gas como materia prima. En el mismo documento se prohíbe la integración vertical de las funciones de transporte y distribución, incluyendo a Pemex.

De aquí se desprenden varias conclusiones:

- Pemex NO puede vender directamente el gas a un consumidor final
- Pemex no puede operar redes de transporte y distribución
- Pemex debía desincorporar 885 Km. De su red final de ductos de distribución.

##### Contratos de servicios múltiples

Ante la falta de capacidad de inversión de Pemex en exploración y producción de gas se idearon durante el sexenio del Presidente Zedillo los controvertidos

“Contratos de Servicios Múltiples” (CSM) los cuales contemplan la contratación de empresas privadas para llevar a cabo todos los servicios que se requieren para la construcción, manejo y mantenimiento de nueva infraestructura para la producción de gas.

Ante las críticas de que se está entregando una actividad reservada al Estado Pemex aduce que los CSM son contratos de obras públicas sobre la base de precios unitarios que cumplen con las leyes mexicanas y que simplemente agrupan en un solo contrato los servicios que Pemex siempre ha contratado con terceros sobre la base de que el contratista recibe un pago estipulado de antemano por las obras realizadas y los servicios prestados sin participar en el riesgo ni en las ganancias.

Efectivamente todas las actividades que se incluyen en estos contratos Pemex las ha estado subcontratando en los últimos años, tanto en actividades relacionadas con el gas como con el petróleo, sólo que ahora una sola compañía lleva a cabo todas las actividades y a diferencia de los contratos normales que tienen una duración de uno o dos años éstos pueden durar hasta veinte o más.

Según las provisiones de los contratos todo el equipo usado y el producto obtenido pasan a ser propiedad de Pemex. En la práctica, la exploración, la construcción de las plataformas marinas, la perforación de pozos, su operación y mantenimiento, así como su tripulación son proporcionadas por la compañía contratista; lo único que cambian son los logotipos.

Es también factible según estos contratos que los gasoductos que llevan a tierra el gas sean propiedad de la empresa constructora y no de Pemex en virtud de que ya se ha desregulado el transporte y la distribución de gas. Con los contratos de servicios múltiples se permite que las empresas privadas

inviertan en la perforación y explotación de los yacimientos de gas en la cuenca de Burgos sustituyendo a Pemex en actividades que se consideraban de su exclusiva competencia. Así, por ejemplo, la compañía canadiense Precision Drilling obtuvo un contrato para perforar 300 pozos en esa zona.

### Pemex Gas

Realiza el procesamiento, transporte y venta del gas natural y sus líquidos. Comercializa el gas natural, el etano, el propano y el gas LP. En los últimos años el organismo ha operado con números negros según muestra el siguiente cuadro:

**Pemex Gas y Petroquímica Básica: Resultados de operación por producto\***  
(millones de pesos)

	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Utilidad de operación</b>	2,812	4,029	7,611	11,826	8,440
<b>Ingresos</b>	92,762	83,569	143,567	179,373	210,600
<b>Gas seco</b>	50,594	46,655	84,930	111,638	132,492
<b>Gas licuado</b>	29,638	26,170	36,894	42,703	48,564
<b>Gasolinas</b>	6,534	6,334	9,648	14,640	17,820
<b>Etano</b>	2,704	1,909	3,438	4,175	5,651
<b>Butanos</b>	1,714	937	1,791	2,865	2,405
<b>Solvente</b>	378	252	232	289	336
<b>Azufre</b>	134	237	467	504	409
<b>Naftas</b>	232	141	262	278	165
<b>Materia prima para negro de humo</b>	120	136	274	371	640
<b>Petróleo incoloro</b>	157	112	8	14	4
<b>Pentanos</b>	3	47	23	46	39
<b>Líquidos</b>	N/D	N/D	157	162	157
<b>Otros</b>	553	640	5,442	1,689	1,918
<b>Egresos</b>	89,950	79,540	135,955	167,547	202,159
<b>Variables</b>	77,029	65,387	120,149	149,541	180,816

Gas húmedo amargo	38,257	28,922	55,968	66,264	80,145
Gas licuado	11,958	10,720	14,560	17,876	18,849
Importación de gas natural	3,962	7,585	16,443	19,379	15,246
Gas seco de campos	9,605	7,277	15,055	19,099	29,833
Gas húmedo dulce	5,835	5,104	9,013	14,187	21,640
Condensados	5,582	4,179	6,438	9,691	11,186
Líquidos	393	344	598	816	877
Hexano	182	161	247	335	464
Materia prima para negro de humo	125	132	266	361	631
Pentanos	10	46	23	45	38
Azúfre	38	39	102	104	80
Ajustes comerciales	-64	-36	-149	-103	46
Otros	1,146	913	1,585	1,487	1,783
Fijos	12,921	14,153	15,806	18,006	21,343

\*Excluye el I.V.A.

Fuente: BDI

84

### Activos Plantas

	Endulzamiento de gas (mbd)	Endulzamiento de condensados (mbd)	Recuperación de azúfre (MT)	Criogénica (mbd)	Absorción (mbd)	Fraccionamiento de líquidos (mbd)
Cactus Nuevo	1960	48	1.513	1275	--	104
Pemex Ciudad	880	96	0.8	1550	--	208
Pemex Mata	1290	N/D	0.816	915	--	--
pionche	109	--	0.04	125	--	--
Poza Rica	230	--	0.064	290	--	22
La Venta	--	--	--	182	204	--
La Cangrejera	--	--	--	30	--	113
Morelos	--	--	--	--	--	104
Pajaritos	--	--	--	192	--	--
Reynosa	--	--	--	--	350	17.6
<b>Total</b>	<b>4503</b>	<b>144</b>	<b>3.246</b>	<b>4992</b>	<b>554</b>	<b>574.3</b>

Fuente BDI

### Sistema Nacional de Gasoductos Filiales para comercialización Empleo

Al 31 de julio de 2006 PGPB tenía 12,500 plazas de las cuales 11,391 eran definitivas y 1109 temporales.

### Producción

La producción en junio de 2006 alcanzó los 4,163.5 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd). Actualmente Pemex es el décimo primer país productor de gas en el mundo.

#### Pemex: Producción de gas natural

1998	4,790.7
1999	4,790.6
2000	4,679.4
2001	4,510.7
2002	4,423.5
2003	4,498.4
2004	4,572.9
2005	4,818.0

Sin embargo, autoconsume 1,505.7 mmpcd (36.2%) la mayor parte de los cuales la absorbe Pemex Exploración y Producción (PEP) con el 47.5% seguido por Pemex Refinación con el 18.3%; Pemex Petroquímica (PPQ) con el 17.5 y la propia Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) con el 16.7%,

	Con sumo Pemex	Exploración y Producción **	Refinación **	Gas y Petro química Básica	Petro química	Corporativo
1998	1361.4	373.5	194.1	256.3	536.5	1.0
1999	1294.3	398.5	198.4	247.4	449.3	0.7
2000	1251.1	406.6	207.3	263.5	373.1	0.6
2001	1252.9	448.2	229.8	258.2	316.3	0.5
2002	1258.4	469.0	237.9	256.3	294.7	0.5

<b>2003</b>	1347.1	539.6	269.9	251.6	285.4	0.5
<b>2004</b>	1436.3	624.4	261.7	254.8	295.0	0.4
<b>2005</b>	1505.7	715.0	275.8	250.9	263.5	0.4

\*\* No incluye reinyección

a pozos

Fuente: BDI

## Importación

Actualmente Pemex requiere importar 460 millones de pies cúbicos diarios de gas natural con un valor anual de unos 1,700 millones de dólares, aunque se ha podido reducir substancialmente este déficit en comparación a 2003 y 2004. Aun así, la dependencia de México en materia de importación de gas obliga a evaluar su vulnerabilidad económica ante incrementos súbitos del precio del gas ocasionados por desequilibrios recurrentes de la oferta y de la demanda mundial.

Comercio exterior de gas natural  
(mmpcd)

	Importación	Exportación	Importación neta
<b>1998</b>	145.5	32.2	113.3
<b>1999</b>	146.3	135.7	10.6
<b>2000</b>	231.4	23.6	207.8
<b>2001</b>	292.2	24.9	267.4
<b>2002</b>	592.5	4.4	588.1
<b>2003</b>	756.9	0.0	756.9
<b>2004</b>	765.6	0.0	765.6
<b>2005</b>	480.4	23.9	456.5

**Pemex: Valor del comercio exterior de gas natural  
(millones de dólares)**

	Exportaciones	Importaciones	Diferencia
<b>1998</b>	30.9	121.7	90.9
<b>1999</b>	114.3	132.2	18.0
<b>2000</b>	48.8	366.5	317.6
<b>2001</b>	47.8	423.8	376.0

<b>2002</b>	4.0	775.4	771.4
<b>2003</b>	0.0	1526.2	1526.2
<b>2004</b>	0.0	1715.1	1715.1
<b>2005</b>	78.9	1397.9	1319.0

Es necesario hacer notar varios hechos: a) A partir de 2002 prácticamente cesaron las exportaciones mexicanas de gas natural y apenas reaparecieron en el 2005. b) Las importaciones de gas natural continúan siendo muy altas. c) La casi totalidad de las importaciones provienen de Estados Unidos. Sin embargo, Estados Unidos a su vez es fuertemente deficitario en gas natural por lo que ambos países deberán importar gas natural licuado de otras regiones.

De hecho, en la visita que recientemente hiciera el Presidente Fox a Rusia firmó con el Presidente Vladimir Putin de Rusia en junio de 2004 un acuerdo para que México importe 37 millones de toneladas de gas natural licuado ruso proveniente de la isla Sajalin (situada al norte de Japón) durante veinte años a partir de 2008 en la inteligencia que una parte de ese gas se reexportaría a Estados Unidos.

El cuadro siguiente muestra la relación entre recursos domésticos y demanda en las diferentes regiones del mundo:

## Superávit / déficit de gas natural

En miles de terajoules

	1971	1973	1978	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Canadá</b>	1034	1211	952	3493	3469	3485	3840	3937
<b>México</b>	22	2	0	-19	-26	-93	-89	-172
<b>Estados Unidos</b>	-199	-342	-543	-3559	-3763	-4412	-2609	-3668
<b>OCDE Europa</b>	-240	-458	1481	6048	6566	6739	7176	7011

Resto de Europa	7	8	-142	-474	371	-398	-386	-407
Resto de Latino América	4	9	8	-24	55	99	36	92
Ex URSS	-642	-549	1447	4839	4709	5300	4816	4944
África	80	246	443	-2362	-2728	-2977	-2834	-2775
OCDE Pacífico	-70	-156	-648	2865	3109	3331	3347	3353
China y HK	0	0	0	53	70	29	38	43
Resto de Asia	96	163	686	2319	2435	2457	1923	1979
Medio Oriente	206	318	283	373	488	813	1095	1207

Fuente: IEA: IEA Statistics. Natural Gas Information 2003.

### Generación de electricidad y otros usos

Luego del autoconsumo de la industria petrolera el siguiente gran consumidor de gas natural es la generación de energía eléctrica ya que en 2002 consumía en este fin el 32% de su producción. México no es la excepción como puede verse en la tabla siguiente:

#### Consumo para la generación de energía

En miles de terajoules

	1971	1973	1978	1998	1999	2000	2001	2002
Canadá	99	198	95	211	255	269	342	356
México	77	74	101	231	387	431	503	578
Estados Unidos	4339	3880	3425	6158	6593	6895	6369	6456
OCDE Europa	870	1326	1648	3643	3859	4562	473	4842
Resto de Europa	434	468	348	384	400	340	329	301
Resto Latinoamérica	212	241	320	818	887	901	939	1004
Ex URSS	3355	3289	4178	11227	10760	11023	11112	11411
África	17	27	98	787	843	936	1037	1147
OCDE Pacífico	75	133	549	2365	2364	2550	2678	2654
China y HK	0	0	0	196	196	203	235	235
Resto de Asia	73	80	106	1907	2097	2259	2462	2867

Medio Oriente	61	94	228	1815	2072	2252	2453	2622
<b>TOTAL</b>	9615	9814	11102	29745	30709	32633	28935	34479

Fuente: IEA Statistics. Natural Gas Information 2003

#### Porcentaje consumido en generación de energía eléctrica

	1971	1973	1978	1998	1999	2000	2001	2002
Canadá	7.35	12.08	5.04	6.78	7.86	7.89	10.55	11.52
México	18.96	15.31	14.91	16.06	27.48	27.84	32.57	34.81
Estados Unidos	18.32	16.35	16.24	25.45	27.16	27.30	26.46	26.59
OCDE Europa	20.04	21.09	18.10	21.75	21.99	25.30	2.54	25.91
Resto de Europa	39.50	39.07	20.31	35.57	41.02	34.08	33.22	32.25
Resto de Latinoamérica	24.78	23.50	26.15	22.05	23.55	22.27	23.37	24.74
Ex URSS	38.05	34.12	32.45	53.05	49.35	50.34	49.38	49.62
África	15.52	18.08	29.07	38.42	37.48	38.70	39.71	42.13
OCDE Pacífico	29.39	30.88	49.96	53.91	50.26	51.04	53.04	51.66
China y HK	0	0	0	18.37	17.18	16.36	16.54	15.42
Resto de Asia	33.51	28.68	17.21	38.27	38.74	38.91	39.12	43.52
Medio Oriente	11.58	13.75	23.72	26.53	29.05	29.14	30.04	31.21
<b>TOTAL</b>	22.99	21.43	21.29	32.76	32.79	33.49	29.36	34.44

Fuente. IEA Statistics. Natural Gas Information 2003.

El consumo de gas para electricidad representa el 32.4% de la producción total de gas, pero si se toma en cuenta el gas disponible una vez eliminado el autoconsumo de Pemex la proporción se eleva al 47%

	Sector eléctrico	CFE	Productores privados	Cía. de Luz	autogeneración
<b>1998</b>	639.3	601.0	0.0	38.3	0.0

<b>1999</b>	705.2	665.3	0.0	39.9	0.0
<b>2000</b>	871.2	836.2	0.0	35.0	0.0
<b>2001</b>	1009.7	971.5	0.0	38.2	0.0
<b>2002</b>	1293.5	1140.0	118.7	34.8	0.0
<b>2003</b>	1483.0	1137.2	312.9	32.8	0.0
<b>2004</b>	1571.7	1057.9	485.1	28.7	0.0
<b>2005</b>	1559.6	947.0	444.6	28.8	139.2

Fuente: BDI

Es de esperarse que aumente en vertical el volumen de gas destinado a la generación de energía eléctrica porque la demanda de electricidad crece a un ritmo mayor que el de la economía en su conjunto y esta tendencia se va acelerando. Ya en los últimos diez años el gas ha pasado de constituir el 6.6% como fuente generadora de electricidad a ser el 39.2%. Si se toma en cuenta que la generación aumentó en este lapso un 51.7% en realidad el volumen de gas usado para generar electricidad se multiplicó por nueve.

**AUMENTO DEL GAS PARA ELECTRICIDAD**

	<b>1994</b>	<b>2004</b>
	<b>137538 GWh</b>	<b>208634 GWh</b>
	<b>%</b>	<b>%</b>
<b>Combustóleo</b>	56.3	29.4
<b>Gas</b>	6.6	39.2
<b>Carbón</b>	15.1	11.2
<b>Hidro</b>	14.6	12.0
<b>Geotérmica</b>	4.1	3.2
<b>Nuclear</b>	3.1	4.4
<b>Diesel</b>	0.2	0.6
<b>Eólica</b>	0.0	0.0

Esta política ha sido atacada por algunos expertos como el ingeniero Felipe Ocampo Torrea y David Shields quienes consideran que se deben instalar refinерías para aprovechar el petróleo pesado tipo Maya convirtiéndolo en combustóleo para generar

electricidad en vez de utilizar el gas cuyas reservas se agotarán en un plazo previsiblemente corto y, por tanto habrá que importarlo.

Esta propuesta sólo aplazaría por pocos años el agotamiento de las reservas y se olvida de que de todas maneras habrá que invertir enormes sumas que únicamente pueden provenir o de mayor deuda, o de fuertes aumentos de precios e impuestos o de aportaciones del capital privado; igualmente hay que tomar en cuenta la tendencia de todos los países de sustituir con gas el uso de otros hidrocarburos para generar energía. De todas maneras no se puede desechar la necesidad de realizar estudios de costo-beneficio del proyecto de seguir quemando combustóleo en vez de convertirlo en gasolinas a través de procesos de fondo de barril.

El consumo para usos industriales ha ido disminuyendo ante la volatilidad en los precios y actualmente representa el 23.7% de la producción nacional dándose el fenómeno de que la industria a retornado al consumo de combustóleo. En cambio, el consumo para usos domésticos ha ido aumentando al ser competitivo con el gas LP. Actualmente este consumo representa el 8.6% de la producción nacional tras descontar el autoconsumo.

	<b>industrial</b>	<b>distribuidoras</b>
<b>1998</b>	1055.7	93.8
<b>1999</b>	1095.2	98.7
<b>2000</b>	980.2	209.4
<b>2001</b>	755.9	227.7
<b>2002</b>	875.5	256.1
<b>2003</b>	866.7	271.7
<b>2004</b>	900.2	284.4
<b>2005</b>	786.1	286.8

**Precios**

El precio del gas natural que vende PGPB está basado en el costo de oportunidad de venderlo en el



Maxigás es la empresa con que opera Gaz de France; tiene los permisos para trabajar en el norte de Tamaulipas, Puebla-Tlaxcala y Cuautitlán-Texcoco a través de tres empresas.

La compañía belga Suez-Tractebel tiene la distribución de gas en Querétaro, Tampico y Guadalajara donde por falta de permisos de los ayuntamientos no ha crecido como tenía comprometido con la CRE y han tenido que recortar personal.

Repsol ha solicitado un permiso a la Comisión Reguladora de Energía para construir una planta almacenadora y de regasificación de gas natural licuado en Lázaro Cárdenas.

### **Inversiones y políticas recomendables**

En la actualidad se tiene ya un déficit de 460 millones de pies cúbicos diarios; con un nivel de inversión de únicamente 6,500 millones de dólares al año dicho déficit se incrementaría rápidamente a partir de 2007 con consecuencias desastrosas para el país; se estima que se requiere una inversión mínima de 10,000 millones de dólares anuales para mantener estable el nivel de importaciones utilizando lo actualmente explorado; con una inversión de 15,000 millones de dólares por año se desarrollarían recursos prospectivos, esto es, reservas aún no probadas, con lo cual disminuirían las importaciones hasta un mínimo en 2017 para después volver a aumentar gradualmente; sólo si se desarrollaran plenamente los recursos prospectivos con una inversión anual de 25,000 millones de dólares se podría volver a ser suficientes en gas, pero probablemente esta enorme inversión no sea recomendable por el momento tomando en cuenta la falta de recursos y la necesidad de atender otras necesidades ingentes y urgentes.

Es necesario aquí hacer notar que estos montos

de inversión se refieren tanto al petróleo crudo como al gas debido a que la mayor parte del gas obtenido en nuestro país es gas asociado a la producción de crudo.

El problema de la inversión requerida de 15,000 millones de dólares anuales radica en que el país no cuenta con esta magnitud de recursos para destinarlos a este propósito y sólo hay tres formas de obtenerlos: o contraer deuda, lo que no parece recomendable dado el monto de la deuda contingente derivada del IPAB y del sistema de pensiones; o bien dando a Pemex un tratamiento fiscal igual al de las demás empresas, pero para ello habría que aumentar los impuestos en otros rubros, lo que parece difícil dada la ausencia de una verdadera reforma fiscal; o bien recurriendo a la inversión privada, prohibida o severamente limitada por nuestra legislación. Hasta ahora la falta de recursos de Pemex y su elevada carga fiscal han hecho que su inversión se haga cada vez en mayor proporción contrayendo deuda.

Por otra parte, la inversión en exploración ha permitido determinar un potencial de petróleo en aguas del Golfo de México estimado en 54,000 millones de barriles, es decir, más del total de reservas con las que actualmente se cuenta, pudiendo decirse por tanto lo mismo de las reservas de gas. El problema consiste en que este petróleo y este gas se encuentran en aguas de 2,000 y más metros de profundidad cuya explotación requiere un enorme monto de capitales y una tecnología de avanzada no disponibles sino mediante asociaciones con las empresas que tengan ambos.

El problema se recrudece en la región norteamericana donde la producción tiende a estabilizarse a pesar de que Canadá aumentó su producción entre 1986 y 2003 en un 35%; esto se ha debido a que

Estados Unidos, principal productor de la región, no ha aumentado su producción pese a sus esfuerzos en exploración y perforación y a las señales que manda el mercado a través de los altos precios. Como la demanda en la zona está creciendo en la zona más rápido que la oferta Canadá, Estados Unidos y México se han convertido en el mercado regional más caro del mundo.

### Políticas adoptadas

Ante este panorama, para hacer frente a los diferentes retos, principalmente el de la extinción de las reservas, el actual gobierno ha seguido las siguientes estrategias:

1. Aumento de la inversión en la exploración de nuevos campos para incrementar en lo posible la producción de gas.
2. Uso más eficiente del gas del que se dispone.
3. Abrir las puertas a la importación de gas de otras regiones del planeta en donde este producto es abundante y barato impulsando la instalación de terminales regasificadoras del gas licuado.

El objetivo de este último punto es garantizar la oferta de este energético con gas de otros mercados y así reducir las importaciones directas de Estados Unidos. Dos proyectos están ya en marcha: uno en Altamira y otro en Ensenada; la terminal de Altamira empezará a recibir gas a finales de 2006 y la de Ensenada en 2007 ó 2008. Además hay proyectos de terminales a punto de iniciarse en Puerto Libertad, Manzanillo y Lázaro Cárdenas.

La importancia de estos proyectos es alta porque trata de asegurar la oferta de un combustible más limpio, seguro y eficiente y porque representa la

oportunidad de incrementar el desarrollo económico de varios estados y del país en su conjunto. La seguridad que ofrece la disponibilidad de este energético es clave para la atracción de inversiones.

Como México no tiene en la actualidad un sistema para transportar el gas en la zona del Pacífico la construcción de estas terminales exige la construcción, ya en proyecto, de una infraestructura paralela de gasoductos indispensables para que la importación de gas licuado tenga un efecto positivo en zonas más amplias que la franja costera.

Adicionalmente Pemex ha emprendido una urgente campaña de cabildeo con los legisladores para impulsar las reformas necesarias para revisar a fondo los limitantes legales para atraer capitales privados hacia la producción de hidrocarburos y para crear una ley que facilite el aprovechamiento de fuentes de energía renovables; de la misma manera se han iniciado pláticas con la CRE y con la CFE para cambiar las regulaciones que obstaculizan el empleo de energías alternas y renovables. Desgraciadamente la falta de reformas legales en estas materias mantiene todavía muchas limitantes a la producción como lo muestra el que México sea el único país que no se ha abierto a la inversión privada en hidrocarburos.

La normatividad actual produce las siguientes paradojas:

- Pemex está asociado con Shell en Texas para refinar petróleo crudo mexicano pero no puede asociarse con mexicanos en Veracruz para generar ese valor en México.
- El gas que tanto necesitamos puede ser libremente importado y comercializado si es extranjero pero el gas que es nuestro nadie lo puede tocar
- Cuando el yacimiento es compartido por dos países la única solución viable y aceptable es coordinar

la explotación y repartirse los beneficios; en México no lo podemos hacer por el temor de que el vecino saque ventaja.

- El tratamiento fiscal de Pemex hace que se queden sin explotar pozos que ya no dan para pagar el 60% o más de impuestos sobre los ingresos mientras que en otros países de ese tipo de pozos se extraen cientos de barriles diarios con el gas consiguiente.
- Somos muy soberanos pero no podemos alcanzar los recursos que tenemos en aguas profundas de nuestro mar territorial.
- Buscando la soberanía hemos venido a tener una peligrosa e inconveniente dependencia en gas respecto a Estados Unidos.

### Conclusiones

1. Las reservas de gas natural probadas y posibles son escasas y, de seguir la tendencia de su consumo, se agotarán en breves años.
2. La propuesta de sustituir el gas con combustóleo aparentemente solo retrasaría muy poco tiempo la extinción de las reservas; sin embargo habrá que hacer estudios de costo beneficio para comprobarlo.
3. Para posponer una o dos décadas el agotamiento de las reservas de gas es necesario invertir unos 15,000 millones de dólares cada año en la exploración y producción de petróleo y en el proceso de extraer y limpiar el gas asociado.
4. Pemex no tiene estos recursos por lo que habría que darle un tratamiento fiscal igual al de cualquier otra empresa; pero esto a su vez exige darle a la hacienda pública una fuente de recaudación similar.
5. Se estima que existen en nuestras aguas territoriales reservas de unos 54,000 millones de barriles, con su consiguiente gas asociado, pero la perforación se

tendría que iniciar a una profundidad de 2,000 metros o más; como Pemex no tiene ni la tecnología para emprender esta tarea es indispensable la asociación con empresas internacionales, ya fuera realizando modificaciones a la normatividad vigente o encontrando formas de asociación apegadas a ella.

6. De todas maneras en el corto plazo habrá que seguir importando gas de acuerdo a como lo exija el consumo nacional.

7. Muy pronto Estados Unidos dejará de ser exportador de gas por lo que México tiene que prepararse para importarlo de otras regiones construyendo la infraestructura portuaria necesaria tanto en el Golfo como en el Pacífico y una red de gasoductos complementaria.

8. La solución de fondo al problema energético tiene que encontrarse en el desarrollo de fuentes de energía renovables como la eólica y la nuclear.

## Bibliografía

- Prospectiva del gas natural 2000-2009. Secretaría de Energía. México. 2001.
- Perfil energético de América del Norte. Secretaría de Energía. México 2002.
- Informe de labores. Secretaría de Energía. México. 2003.
- Elizondo Barragán, Fernando. Una perspectiva general de la energía en México. Conferencia dictada en México D. F. el de abril de 2005. Secretaría de Energía.
- Pérez Jácome, Dionisio. Retos de la regulación económica en gas natural y gas LP. Conferencia dictada en México D. F. el 22 de junio de 2005. Comisión Reguladora de Energía.
- Mexico: controversial joint venture construction contract award for planned \$325,000,000 sulfur recovery plants awarded to ICA-FluorDaniel(mexico/USA). WWW- Report on Oil Gas & Petrochemicals in the Developing World. July 1, 1999.
- Gas natural para Chihuahua. (Ernesto Zedillo propone un programa de distribución de gas natural en México). México. **Siempre!** 3 de julio de 1997.
- Celis, Darío. Alto consumo de gas en México. México. **Siempre!** 25 de junio de 1998.
- Shields, David. Más refinerías en vez de importar gas. México. **Siempre!** 14 de septiembre de 2000.
- Shields, David. Las autoridades se mueren de ganas. (Inversiones extranjeras para la industria del gas de México). México. **Siempre!** 25 de abril de 2001.
- Shields, David. Nadie es responsable. (Financiación del proyecto explorador de gas). México. **Siempre!** 27 de junio de 2001.
- **Reforma.** Notas del periódico:
  - "Puede Metrogás perder concesión". 8 de noviembre de 2003
  - "Ganan los vecinos". 18 de febrero de 2004.
  - "Registra subsidio impacto diferenciado". 22 de abril de 2005.
  - "Amplían zona de gas". 11 de agosto de 2005.
  - "Resulta mal negocio distribución del gas". 15 de agosto de 2005.
  - "Revive interés de la IP". 16 de agosto de 2005.
  - "Solicita permiso Repsol para almacenar GNL". 24 de agosto de 2005.

# V

## Gas licuado

**Francisco R. Calderón  
y Salvador R. Calderón**

## Resumen

Después de una exposición de las propiedades y características del gas licuado el ensayo expone que en los hogares mexicanos éste es usado para cocinar y calentar el agua al contrario de los países más desarrollados donde se utiliza la electricidad; esto significa quemar un recurso no renovable en vez de usarlo como insumo industrial. Como no es posible en el mediano plazo cambiar de gas a electricidad se propone fomentar la competencia del gas natural, combatir la situación de oligopolio existente, homologar el tratamiento fiscal y administrativo de gasolina, diesel y gas, establecer la infraestructura para importar gas LP del Medio Oriente y de la Rusia Asiática y mejorar la seguridad en la distribución de este combustible.

## I. Marco Teórico

### Oligopolio

Los combustibles que pueden funcionar como sustitutos del gas LP son la energía eléctrica, el gas natural, el keroseno y la leña. Respecto a la electricidad como sustituto, los obstáculos se encuentran en el precio y en el costo ya incurrido en la instalación de los aparatos para el uso de gas LP. En cuanto al gas natural, cada vez es mayor el grado de sustitución sobretodo en el noreste del país. Sin embargo, su precio no es tan bajo como se esperaba dado que México es precio aceptante a nivel internacional, tomando como referencia al precio establecido en el mercado Houston Ship Channel de Tejas. El precio público se estructura de acuerdo al precio de referencia (el gas combustible), la tarifa de transporte de la zona donde se ubica el cliente, el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con Pemex Gas y Petroquímica Básica y al

IVA. Al no ser perfectos sustitutos por el costo, las empresas que los proveen luchan por ganar el mercado tratando de diferenciarse, a veces por medio de publicidad falsa.

Para la distribución del gas LP se permite la participación de particulares, sin embargo, la legislación ha dado gran poder y grandes beneficios a los distribuidores. La Ley de Inversión Extranjera establece que la distribución de este insumo debe ser hecha por mexicanos, además, una misma persona puede ser titular de varios permisos de distribución y a su vez puede obtener el permiso de almacenamiento y transporte. Siete empresas concentran casi el 50% del gas distribuido, por lo que la estructura de mercado es la de un oligopolio dado que está en manos de un reducido número de productores y distribuidores. La legislación no ha sido suficiente para crear las condiciones necesarias para que el mercado funcione eficientemente.

El mercado oligopólico fue consecuencia de que el Estado quiso garantizar el suministro de este bien de primera necesidad y buscó a quienes podían invertir en infraestructura, pero no se previó en las leyes la manera como los agentes económicos participantes no fueran a adquirir un poder excesivo como para posteriormente impedir la entrada a nuevos participantes que permitieran una mayor competencia en el mercado. Más tarde, fue necesaria la intervención del Estado como regulador y esto ha impedido gozar de los beneficios que trae la libre competencia.

En la teoría económica, el oligopolio es una estructura de mercado (intermedia entre el monopolio y la competencia perfecta) en que hay pocas empresas y estas se dan cuenta de su interdependencia estratégica. Pueden comportarse de manera distinta

dependiendo de la interrelación.

En el modelo de Stackelberg, una empresa elige la cantidad producida y otra la sigue; si una empresa decide fijar el precio, la otra la cantidad que ofrece a ese precio; en el modelo de Cournot cada empresa elige la cantidad producida en función de los beneficios que espera obtener de acuerdo al nivel de producción que elija la otra empresa (en este caso el precio estará muy cerca del costo marginal). Un cartel está formado por un grupo de empresas que pactan un nivel de producción (o distribución) para maximizar los beneficios de la industria.

En el oligopolio, el beneficio no es tan grande como el que se lleva un monopolista, pero puede ser elevado en comparación al precio que se tendría bajo libre competencia.

Todo depende del grado de colusión en donde quizá ésta se da de forma tácita de acuerdo a conjeturas y suposiciones.

## Introducción

El mercado del gas licuado del petróleo (gas LP) en México presenta múltiples problemas que hacen urgente que se revisen no sólo su marco regulatorio, sino también la estructura de producción, uso y distribución de este energético.

Mientras que desde que se abrió la distribución del gas natural a particulares, hace ya diez años, ésta se hizo con gran cuidado y con una reglamentación clara, el mercado del gas LP se quedó en el olvido.

Se puede afirmar que el servicio de los distribuidores de gas natural es equiparable al que se encuentra en los países más desarrollados, mientras que el servicio de los distribuidores del gas LP es completamente caótico, comparable al que se podría esperar en naciones subdesarrolladas durante una guerra civil.

Ambas actividades están reguladas por la Comisión Reguladora de Energía, sin embargo, la atención y el presupuesto que este organismo dedica al mercado del gas natural es como diez veces mayor al que dedica al mercado del gas LP.

Los problemas que aquejan al mercado del gas LP son múltiples, pero aquí enumeramos los de solución más urgente:

- Uso inadecuado del gas LP como combustible preferente de uso doméstico, en vez de insumo industrial, y por lo tanto de producción insuficiente para surtir a una fuerte demanda lo que obliga a realizar importaciones.
- Utilización de tanques e instalaciones domésticas en pésimo estado, lo cual contribuye a permitir fugas del producto, a causar problemas de contaminación y a ser un constante riesgo para los usuarios debido al peligro de explosiones.

- Estructura de impuestos inequitativa entre las gasolinas y el gas LP, lo que fomenta el uso clandestino de éste como combustible vehicular.
- Altos volúmenes de importación mayoritariamente de Estados Unidos, el mercado más caro del mundo,
- Precios controlados.
- Distribución concentrada en muy pocas manos, de forma que se puede hablar de la existencia de un oligopolio o cartel del gas licuado con la consecuencia de que el gobierno tenga recelos para liberar los precios pues se establecerían precios monopólicos.
- Competencia con el gas natural.
- Robo generalizado en la entrega del producto. La Procuraduría Federal del Consumidor estima que los cilindros que se distribuyen contienen en promedio 10% menos gas que el cobrado.

Muchos de los problemas anteriormente expuestos se derivan de la diferencia estructural del uso del gas LP en México en contraposición al uso mundial que da al producto un mayor valor agregado.

En la mayoría de los países las cocinas son eléctricas o de gas natural y los calentadores de agua y de las viviendas en climas fríos funcionan con gas natural o bien con keroseno, un gasóleo ligero un poco más pesado que el diesel. Estos productos son más fáciles de medir y controlar que el gas licuado.

En México, donde los kerosenos tienen altos contenidos de azufre, ésta no era hasta hace poco una opción recomendable; sin embargo, Pemex ya puede producir kerosenos con menos del 0.5% de azufre, por lo que podría recomendarse esta opción para los calentadores de agua. El único keroseno que produce Pemex, sin embargo, es el diesel, y está grabado con un IEPS para su uso vehicular.

Los propanos y butanos, base del gas LP, se usan

en el mundo principalmente para producir petroquímicos y gasolinas, dejando la producción de cilindros de gas LP para casi exclusivamente a asadores al aire libre.

### **Información general**

En este trabajo se analizan los principales problemas del mercado de este combustible y se plantan algunas soluciones para paliar sus problemas en tanto se cambia la estructura de su uso.

### **¿Energía eléctrica o gas LP?**

El uso preferente de la energía eléctrica para cocinar en otros países se debe a que esta energía se puede producir a través de combustibles más baratos o de fuentes renovables; su consumo se puede medir con precisión por lo que se evitan los robos y además no existen fugas o son mínimas.

En México, sin embargo, donde hasta hace poco gran parte del país no contaba con electricidad, usar energía eléctrica no era una opción, por ello no se creó el hábito de emplearla en los hogares para cocinar, calentar el agua y la vivienda. Además en el país la electricidad es todavía más cara e inconstante que el gas LP.

No obstante lo anterior, los demás países tampoco tuvieron inicialmente la costumbre de consumir energía eléctrica en las casas y tuvieron que transitar del uso doméstico del carbón al uso del carbón en las plantas generadoras de electricidad.

### **¿Qué es?**

El gas LP o gas licuado del petróleo es un gas combustible más pesado que el aire el cual está formado básicamente por mezclas de propano y butano en cualquier proporción, aunque la composición típica en México es de alrededor de 61% propano y 39% butano. En Estados Unidos es prácticamente puro propano.

Aunque al momento de quemarlo a temperatura y presión atmosférica se encuentra en forma gaseosa, se

almacena como líquido en cilindros a presión para su manejo y transporte. Tanto en forma líquida como gaseosa es totalmente transparente e incoloro.

La presión de almacenaje, llamada presión de vapor, varía con la temperatura; a 20 °C, por ejemplo, la presión requerida para condensar el gas es de 2.2 kg/cm<sup>2</sup> y a 50°C se requiere una presión diez veces mayor: de 22 kg/cm<sup>2</sup>. Es por eso fundamental que los tanques o cilindros que contienen gas LP no sean expuestos a fuego, pues la presión interna del tanque aumentará hasta reventarlo y provocar un explosión.

### **¿Cómo se obtiene?**

El gas licuado se obtiene como subproducto tanto del gas como de la refinación del petróleo.

**a) Del gas:** Los gases propano y butano, así como pequeñas porciones de pentanos y hexanos se encuentran tanto en el gas seco como en el gas asociado al petróleo y se condensan fácilmente al comprimir o enfriar el gas, formando "gasolinas naturales". El gas LP se separa de las gasolinas naturales por evaporación. Durante todo el proceso del gas se van colectando pequeñas cantidades de condensados que pueden formar parte del gas LP. El proceso del gas aporta aproximadamente el 75% del gas licuado disponible.

**b) De la refinación del petróleo:** El petróleo trae disuelta cierta cantidad de componentes ligeros, los cuales son los primeros en ser separados durante procesos de despuntado y destilación atmosférica. Posteriormente, durante los procesos de reformación catalítica de gasolinas se obtienen productos ligeros como propano, isobutano y butano. También durante la desintegración de productos pesados o "cracking" se obtienen pro-

ductos ligeros tales como propileno y butileno, que pueden ir a formar parte del gas licuado.

Los gases ligeros condensables antes de ser comercializados como gas LP deben ser endulzados para quitarles el azufre a través de la inyección de hidrógeno en plantas hidrodesulfuradoras donde el azufre se retira en forma de ácido sulfhídrico. Siendo gases inodoros, se les agregan pequeñas cantidades de sustancias marcadoras como los etil mercaptanos con el objeto de alertar la presencia de una fuga. La refinación del crudo aporta aproximadamente el 25% del gas licuado disponible.

Los gases licuados que capturan Pemex Exploración y Producción Primaria (PEP) y Pemex Refinación (PR) son vendidos a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) que los mezcla con su producción propia proveniente del gas no asociado que produce y del gas natural importado. PGPB vende el gas licuado a los distribuidores quienes se encargan de su comercialización a través de cilindros, tanques estacionarios y redes de distribución por tubería.

### Plantas de Pemex

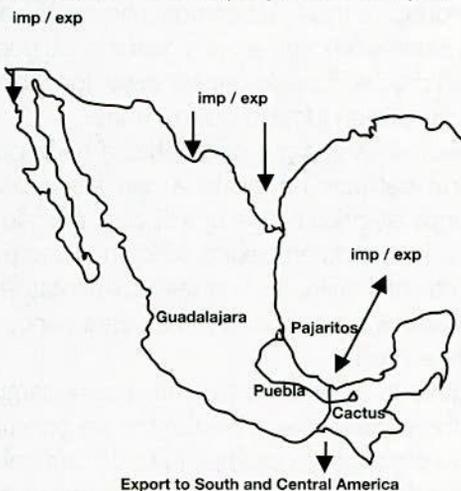
Los principales centros de acopio y procesamiento de gas licuado de Pemex Gas y Petroquímica Básica son:

- Complejo de Cactus. (Chis)
- Complejo de Nuevo Pemex (Tab)
- Complejo de Ciudad Pemex (Tab)
- Complejo de Poza Rica (Ver)
- Complejo de Matapionche (Ver)

Como se ve, la mayoría de estos centros se encuentran en el sureste mexicano, de ellos se transporta el gas a todo el país por medio de ductos, barcos, ferrocarril y camiones.

### Red de distribución

La red de distribución de gas licuado de Pemex se extiende desde el centro procesador de Cactus hasta Guadalajara con ramales que conectan a Tuxpan, Pajaritos y Salina Cruz y con múltiples puntos de conexión con las terminales de distribución de Pemex en el camino. El resto del país se abastece por la vía marítima con buques que alimentan las costas o por medio de autos tanque y carros tanque.



### ¿Cómo se maneja?

Pemex vende el gas LP a los distribuidores a puerta de planta, ya sea a través de ductos, carros tanque de ferrocarril o a través de autos tanque (pipas). Es común que los distribuidores de gas licuado se instalen junto a las terminales de distribución de Pemex. Los distribuidores de gas LP entregan al público casi siempre el gas en cilindros metálicos de entre 5 y 30 kilos de contenido neto. El manejo por cilindros representa el 62% del consumo destinado al uso residencial; otro 36% se entrega a través de tanques estacionarios que cuentan con capacidad para

almacenar desde 50 hasta 500 kilos de producto los cuales se surten por medio de autos tanque a presión, propiedad de los mismos distribuidores; el otro 2% se distribuye a través de redes de tuberías en algunas colonias.

Los cilindros y tanques estacionarios deben ser llenados a un máximo de un 80% de su capacidad de modo que exista un domo de vapor en la parte superior del tanque de donde se extraiga el combustible en fase gaseosa para ser consumido. En ningún caso se debe abrir un cilindro o tanque estacionario boca arriba si no es con la intención de llenar otro cilindro o recipiente.

## Mercado del Gas LP

### Demanda

La demanda de gas LP creció a una tasa media anual de 3 por ciento hasta el año 2001, en la que se estabilizó debido a la entrada de la competencia del gas natural.

Actualmente de los 313 mil barriles diarios que Pemex vende, se distribuyen de la siguiente manera: 62% de la demanda total se va al consumo residencial, el 12% al sector industrial, el 10% al comercio, el 8% al transporte y otro 8% a otros sectores.



Fuente: cuadro armado a partir de datos de BDI Indicadores Petroleros. Cuadros 12 y 71

### Demanda nacional de gas licuado (MBD)

1997	278.4
1998	287.5
1999	311.8
2000	329.9
2001	324.9
2002	332.2
2003	327.1
2004	327.8
2005	313.6
2006*	305.0

Fuente: BDI indicadores petroleros. Volumen de ventas de gas y condensados. \* 2006: ene-jun.

### Producción

La producción de gas licuado de PGPB en los últimos años ha sido la siguiente:

#### Producción de gas licuado (MBD)

1998	195.9
1999	201.2
2000	203.6
2001	205.5
2002	204.7
2003	212.1
2004	224.9
2005	215.4
2006*	221.2

Fuente: BDI indicadores petroleros. Cuadro 71 Proceso de gas y condensados. \*2006: ene-jun

### Importaciones

El país no produce todo el gas licuado que consume. Una cuarta parte del gas consumido se importa de Estados Unidos fundamentalmente. Las importaciones de gas licuado, incluyendo importaciones de butano y propano, han sido como se muestra a continuación:

**Volumen de comercio exterior de gas licuado (MBD)**

	exportaciones	importaciones	importaciones netas
1998	4.2	52.1	47.9
1999	4.5	59.6	55.1
2000	5.5	58.1	52.6
2001	3.1	74.6	71.4
2002	0.4	59.9	59.5
2003	0.3	55.6	55.2
2004	0.2	50.3	50.1
2005	1.8	45.6	43.9
2006*	2.2	47.5	45.3

Fuente: Pemex, BDI. Informe Estadístico de Labores. Cuadro 81.

\*2006: ene-jun

Hay que mencionar que mientras se planea construir varias terminales marítimas de regasificación del gas natural para importar este combustible de países diferentes a Estados Unidos, con el objeto de conseguir mejores precios, no se hace lo mismo con el gas licuado. Las terminales de almacenamiento de gas licuado son menos costosas que las del gas natural ya que implican el manejo de presiones y temperaturas menos extremas.

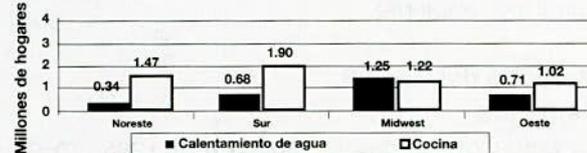
**Usos**

México es el país con mayor demanda de gas licuado por familia ya que es el combustible más empleado tanto para cocinar como para calentar agua. Ochenta de cada 100 hogares en México usa este combustible, mientras que el gas natural es consumido para estos propósitos por tan sólo el 4%; el resto usa otros combustibles, particularmente leña y carbón. En Estados Unidos, en cambio, lo emplean como combustible para cocinar tan sólo el 12% de los domicilios y generalmente se distribuye por red subterránea. El uso en cilindros a presión está limitado a equipos para cocinar al aire libre.

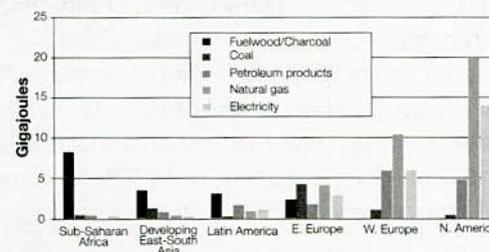
En Estados Unidos también se usa para calentar las habitaciones, y de hecho este consumo representa el 75% del total del consumo del gas LP, pero las casas que se calientan con gas LP y no con keroseno representan tan sólo el 7% contra el 10% que usa keroseno. La mayoría emplea gas natural. Los consumos domésticos mundiales se pueden comparar en el siguiente cuadro:

**Consumo de combustibles domésticos per cápita en 1994**

Numero de hogares en EE UU que usa el gas para cocinar o calentar agua



Source: EIA, Residential Energy Consumption Survey, 2001, Tables 4 and CE2



Fuente: United Nations Statistics Division

Trends in Consumption and Production: Household Energy Consumption

Los usos domésticos del gas licuado incluyen, además de la cocina y el calentamiento del agua, la calefacción, secado de ropa, incineración de basura, refrigeración (sustituyendo a los fluoroclorocarburos) y alumbrado.

Los usos comerciales son los mismos que los domésticos, aunque en escala mayor. Tintorerías, la-

vanderías, restaurantes, hoteles, hospitales, etc. hacen uso intensivo del gas licuado.

Los usos industriales incluyen la fabricación de vidrio, cerámica, pasteurización, elaboración industrial de alimentos, templado y corte de metales y en fin, cualquier proceso que requiera un combustible limpio.

El gas LP es un excelente combustible automotriz, ya que tiene un número de octano entre 90 y 110. Antes de usarse en motores requiere de una conversión del vehículo ya que dado la elevada presión de vapor del gas LP no se usa una bomba de gasolina sino un carburador especial.

### Precio

El precio que recibe Pemex por el gas LP que vende a los distribuidores puede ser medido a través del llamado "precio implícito" que resulta de dividir los ingresos de Pemex por este producto entre el volumen vendido. El precio implícito promedio anual en los últimos años ha sido el siguiente:

	volumen ventas internas (MBD)	valor ventas internas (millones de pesos)	(millones de dólares)	precio implícito (DLS/BL)
1993	248.8	3255.2	1047.0	11.5
1994	255.4	4728.9	1400.3	15.0
1995	255.4	6599.5	1027.5	11.0
1996	265.4	9187.2	1208.8	12.5
1997	278.4	14004.1	1768.4	17.4
1998	287.5	16389.9	1793.6	17.1
1999	311.8	17597.6	1841.1	16.2
2000	329.9	28469.2	3011.0	25.0
2001	324.9	29327.2	3140.0	26.5
2002	332.2	26137.4	2706.0	22.3

2003	327.1	36855.6	3416.4	28.6
2004	327.8	42662.9	3780.2	31.6
2005	313.6	48530.8	4454.0	38.9

Fuente: Pemex. BDI. (incluye ventas de propano)

El precio Pemex está directamente relacionado al precio Netback en Estados Unidos ya que las importaciones se hacen a través del sistema de ductos que tienen como principal nodo distribuidor a Mount Belvue.

El precio al público está determinado por la Comisión Reguladora de Energía en base a un decreto del 27 de febrero del 2003 y se fija cada mes pudiendo variar desde 5 centavos a un peso por kilo. Actualmente, (enero de 2006) el precio al público en la ciudad de México es de \$8.83 por kilogramo o bien \$4.77 por litro lo que representa un aumento del 13% con respecto al precio de diciembre de 2005. La diferencia entre el precio al público y el precio Pemex va prácticamente en su totalidad al distribuidor. Según un anteproyecto enviado durante 2006 por la Secretaría de Energía a la Comisión Federal de Mejora Regulatoria la fórmula para calcular el precio del gas LP deberá tomar en cuenta un incremento mensual de 0.33 por ciento, de tal manera que el aumento a fin de año por lo menos sea acorde con la inflación esperada.

Nuestra opinión es que no se debería controlar el precio ni de la gasolina ni del gas LP, pero sí aplicarles un IEPS de modo que ambos combustibles compitan entre sí en igualdad de circunstancias, además de permitir la libre importación del gas LP, siempre y cuando se verifique que los distribuidores no impongan precios monopólicos.

### Distribuidores

Aunque la Secretaría de Energía ha otorgado 104

permisos de distribución existen 585 compañías distribuidoras privadas de gas LP por toda la República, en las que los mismos nombres de accionistas y dueños aparecen una y otra vez.

Las 5 grandes empresas que acaparan alrededor del 85% del mercado nacional son: Grupo Tomza, Gas Uribe, Vela Gas, Nieto y Zaragoza. Dichas empresas gaseras tienen un nombre comercial matriz en todo el país, pero cada una de ellas llega a tener de 25 a 30 filiales con similares o distintos nombres o forma nuevas compañías con el empleo de testaferreros o prestanombres; el 15% de las empresas, sin embargo, sí son grupos independientes que tratan de sobrevivir bajo las reglas que marcan los grupos oligopólicos.

### Competencia

El gas licuado enfrenta ahora la competencia con el gas natural, el cual antes era prácticamente inaccesible; sin embargo, el súbito incremento del gas LP desde el año 2000 no ha impedido que se mantenga la preferencia por éste.

Se ha desatado una guerra publicitaria entre distribuidores de gas licuado y de gas natural, donde unos y otros se acusan de manejar el producto más peligroso.

En San Luis Potosí, la empresa Gas Natural de México interpuso una denuncia por la emisión en radio de publicidad por parte de los distribuidores de gas LP en la que se menciona que los medidores de gas natural son peligrosos y que los clientes no pueden cambiarse de compañía.

En Jalisco, la Procuraduría General de la República inició una averiguación previa para determinar el origen de un comunicado con logotipo de la Profeco que fue publicado aparentemente por distribuidores

de gas LP donde se pone en entredicho la calidad y el precio del gas natural.

En contraparte, el director de Ecogas México en la zona de La Laguna denunció que un distribuidor de gas natural opera en la zona disfrazado de sociedad de autoconsumo.

### Seguridad

Aunque el gas LP es considerado un combustible aceptablemente seguro, las explosiones de gas LP son bastante frecuentes debido a que, siendo el gas LP más pesado que el aire, si hay fugas y no se tiene una buena ventilación el gas se acumula en los puntos más bajos, a diferencia del gas natural que, siendo más ligero que el aire, tiende a dispersarse rápidamente.

El gas LP es propenso a explotar cuando se encuentra mezclado con aire en proporciones de entre el 1 y el 4%. En proporciones menores o mayores se encuentra demasiado diluido o demasiado concentrado y no será explosivo ni arderá.

Las fugas ocurren frecuentemente debido a corrosión de los tanques, especialmente los expuestos a climas marinos. Aunque es responsabilidad de los distribuidores sacar de circulación los tanques en mal estado, muchas veces la corrosión se inicia desde adentro y no es visible sino hasta que se abre camino al exterior. También las fugas son comunes en tuberías de cobre viejas o con dobladuras y mordidas o por conexiones mal realizadas: el tubo de cobre es ensanchado por medio de un procedimiento llamado "avellanadura"; si ésta está mal hecha permitirá la fuga del gas.

Existen alrededor de 24.5 millones de cilindros según declaraciones de las empresas gaseras y de la Procuraduría Federal del Consumidor, aunque se especula que podría haber más de 27 millones de tanques en

el país, de los cuales se piensa que el 40% está en condiciones deplorables ya sea por haber rebasado su vida útil de 10 años o por el mal manejo del personal poco capacitado de las empresas gaseras.

El gravísimo accidente de San Juan Ixhuatepec se debió a que los quemadores de los desfogues de la terminal de distribución estaban apagados. Los tanques tienen válvulas de seguridad que evitan que los tanques se sobrepresionen. Cualquier exceso de presión debe ser desfogado por las válvulas de seguridad y el gas de desfogue se incinera en quemadores. Al estar apagados éstos, el gas LP cayó al suelo y se extendió como río invisible a lo largo de las calles con lo que a la primera chispa se incendió y provocó la explosión de todos los tanques.

### **Contaminación**

El gas licuado es uno de los combustibles más limpios ya que al quemarse no genera más que bióxido de carbono y agua; sin embargo, el gas licuado ha sido identificado como uno de los principales causantes de la alta concentración de ozono en el Valle de México debido a que existen muchas fugas en las conexiones de tubería de cobre con que se conectan los tanques a las estufas y calentadores así como las muy considerables que se producen en el momento de recargar los tanques estacionarios. El gas licuado en sí no es tóxico, pero expuesto al sol puede funcionar como un catalizador para convertir al oxígeno en ozono.

### **Usos ilegales**

#### **Como combustible vehicular**

Como se mencionó anteriormente, el gas LP es un excelente combustible para el uso vehicular. Su uso en México para este fin está sin embargo bas-

tante restringido si no es que prácticamente prohibido, ya que el gas licuado no paga el Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS). Todo ello ha conducido al absurdo de que una operación legítima y conveniente haya pasado a ser casi ilegal en la práctica, o cuando menos sujeta a permisos y requisitos.

Aunque se ha regulado el uso de gas LP para consumo vehicular, especialmente en la zona metropolitana, a través de un conjunto de excepciones al programa Hoy No Circula, muchos autobuses, camiones y automóviles han sido convertidos en forma clandestina para quemar este combustible en vez de gasolinas o diesel. Para uso como combustible vehicular el gas LP es llamado "gas carburante" aunque se trata del mismo producto.

La Asociación Mexicana de Distribuidores de Gas LP y Empresas Conexas (Asocimex) reporta que en 2003 había 200 estaciones de carburación dando servicio a 274,000 vehículos en todo el país. Entre los problemas a los que se enfrentan para establecer más estaciones de carburación y promover la conversión de vehículos de gasolina a gas carburante están la multiplicidad de autoridades que expiden los diversos permisos, la gran cantidad de trámites burocráticos y la falta de regulación homogénea en usos del suelo.

El gobierno no alienta este uso principalmente por el temor a que se desvíe gas LP a su uso como carburante lo cual en la práctica todavía no ocurre por la falta de estaciones de servicio pero que ciertamente sucedería si se alentara la inversión en estas. Se ha propuesto como solución poner un IEPS al gas carburante pero los distribuidores se oponen a esta medida.

Realmente es cuestionable la falta de un IEPS para

el gas LP o la existencia del mismo para las gasolineras. El gobierno aduce que siendo el gas licuado un bien básico no debería ser gravado; según este punto de vista todo el mundo consume gas LP pero no todo mundo tiene coche por lo cual el gas licuado se "subsidió" no gravándolo con ese impuesto.

La verdad es que incluso el que se mueve en autobuses o peseros consume gasolina por lo que lo más razonable para evitar distorsiones del mercado es que la gasolina y el gas LP paguen todos el mismo IEPS independientemente del uso que se le de al combustible, aunque sería recomendable que este IEPS sea más bajo que el actual que se cobra a la gasolina. Asimismo, deben recibir el mismo trato en materia de pasar verificación tanto los vehículos que quemen gasolina como los que utilicen gas licuado. Los ingresos que recibiría el gobierno por IEPS serían el mismo monto que los que recibe ahora, pero repartidos entre toda la población y sin distinción por el tipo de combustible que consume.

### **Tanques con menos producto**

La Procuraduría Federal del Consumidor ha detectado que las distribuidoras de gas han logrado ganancias ilegales cercanas a los 7 mil millones de pesos anuales al despachar en promedio 10 por ciento menos del producto que la cantidad facturada; sin embargo la Profeco dice no estar facultada para llevar a cabo acciones contundentes para combatir estos fraudes mientras los compradores no los denuncien.

Por esta razón junto con la Secretaría de Energía están preparando un nuevo reglamento para la operación del gas LP. En el nuevo reglamento, la dirección de Gas LP tendrá la facultad de firmar

convenios con la Policía Federal Preventiva para inmovilizar instalaciones, tanques y camiones de transporte así como verificar que no se efectúen ventas clandestinas.

El Procurador Federal del Consumidor, está proponiendo además el cambio de los actuales cilindros metálicos a tanques traslúcidos hechos a base de varias capas de resinas. Estos tanques tienen las ventajas de ser un 50% más ligeros que los convencionales cuando están vacíos, de no sufrir la corrosión que aqueja a los cilindros metálicos y por lo tanto tener una vida útil mayor, de tener agarraderas incluidas y código de barras permanente y, por supuesto, de que el usuario puede determinar en todo momento cuanto producto queda remanente y comprobar que el tanque le fue entregado lleno. La idea es que estos tanques puedan ser intercambiados en los supermercados de la misma forma en que ahora se intercambian los garrafones de agua.

Estos tanques ya tienen la dispensa del Department of Transit de Estados Unidos y de las respectivas agencias reguladoras de Europa para introducir variaciones a las normas a que deben someterse los cilindros de gas.

Antes de conseguir estas autorizaciones los cilindros tuvieron que estar a prueba durante cinco años en Estados Unidos y diez en Europa para comprobar que el desgaste natural de operación, la fatiga de los materiales por llenados consecutivos y el efecto del sol y la oxidación no afectarían su seguridad. En México se requiere de una dispensa similar por parte de la Secretaría del Trabajo (encargada de regular los cilindros a presión en México) y la eventual modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-011/1-SEDG-1999.

Los tanques traslúcidos por el momento son fabricados por la compañía noruega Ragasco y la americana Lite Cylinder, pero muchos otros fabricantes en Estados Unidos empezaron a estudiar desde los años noventa la posibilidad de producirlos y de introducir nuevos modelos.

Expuestos al fuego estos tanques no explotan ni se llegan a fundir; se vuelven permeables y el gas escapa poco a poco a través del cilindro y no por la válvula. El costo de los tanques traslúcidos es mayor al de los tanques metálicos, aunque se espera que los precios bajen cuando se generalice su uso. Una de las limitantes actuales es el tamaño del cilindro. Ragasco produce cilindros de hasta 10



Tanques Ragasco

Tanques Lite Cylinder

kilos mientras que Cylinder Lite produce un tanque de hasta 15 kilos; en ambos casos los cilindros son muy pequeños para los consumos promedio de las familias mexicanas, donde lo usual son cilindros de 30 y 50 kilos y tanques estacionarios de 150 kilos por lo que se requerirían tanques traslúcidos en tamaños mayores.

### Conclusiones

1. En contraste con lo usual en los países desarrollados y de desarrollo intermedio en que la electricidad es el energético generalmente utilizado en los hogares para cocinar y calentar el agua, en México el gas LP es el combustible comúnmente usado

para estos propósitos.

2. Por consiguiente, se está quemando en usos domésticos un recurso no renovable al que podría darse mayor valor agregado como la petroquímica para producir múltiples satisfactores.

3. Además como la producción mexicana de gas LP no es suficiente para satisfacer la demanda, se está importando este combustible en forma creciente de Estados Unidos, el mercado más caro del mundo

4. Lo ideal es que el consumo doméstico pase de gas LP a electricidad pero esto no será factible, quizá en varias décadas, hasta que no haya una oferta de fluido eléctrico más barata, constante y eficiente y hasta que no cambie la cultura sobre el uso doméstico de la electricidad.

5. Aunque el gas LP es absolutamente seguro, no lo son ni los cilindros metálicos expuestos a la corrosión ni las malas conexiones por mal doblado de los tubos de cobre, por lo que son frecuentes las explosiones.

6. La gasolina y el diesel están grabados con el IEPS mientras que el gas licuado no lo paga, lo que implica un subsidio a favor de este último y la consiguiente distorsión del mercado.

### Recomendaciones

1. Mientras se pasa de la cultura de consumir gas a la de electricidad, corregir los desequilibrios en la producción y la distribución del gas licuado, consecuencias de largo tiempo de aplicación de malas políticas energéticas.

2. En primer término, completar y modernizar la infraestructura de distribución del gas ampliando la red de ductos y construyendo plantas de regasificación de gas natural en las costas del Golfo y del Pacífico para recibirlo del Medio Oriente y de la

Rusia Asiática, con el doble propósito de alentar la competencia con el gas LP y de disminuir las importaciones más caras de Estados Unidos.

3. Promover la competencia del gas natural con el licuado facilitando el establecimiento de muchas más redes de distribución del primero.

4. Promover la verdadera competencia del gas LP combatiendo los oligopolios

5. Poner reglas para que los distribuidores de gas LP tengan los mismos estándares de calidad que se le exigen a los distribuidores de gas natural.

6. Homologar los IEPS de la gasolina y del gas LP lo que desalentaría el creciente uso clandestino del gas LP como combustible vehicular, promovería el ahorro de combustibles y simplificaría los controles vehiculares

7. Permitir que el precio del gas LP sea fijado por el mercado.

8. Cambiar la NOM-011/1-SEDG-1999 a fin de privilegiar la sustitución de los cilindros más antiguos o dañados por cilindros traslúcidos.

## Referencias

- Los Retos y Oportunidades del Gas Carburante en México.
- Presentación durante el 1er Seminario de Gas LP México-Estados Unidos. 6 noviembre de 2003. [http://www.eere.energy.gov/cleancities/pdfs/enrique\\_arizmendi.pdf](http://www.eere.energy.gov/cleancities/pdfs/enrique_arizmendi.pdf)
- Periódico *Reforma*, 19-08-2005. Negocios. "Crecen 140% importaciones de gasolinas".
- 22-12-2005. Negocios. "Buscan control para gas LP".
- 25-11-2005. Negocios. "Aguardan la regulación para gas LP".
- 15-08-2005. Negocios. "Tapan fluido de gas natural".
- Brito, Dagobert L; Littlejohn, William Laney y Rosellon, Juan Pricing Liquid Petroleum Gas in Mexico Rice University Papers. Houston, April, 1998
- [www.ruf.rice.edu/~econ/papers/1999papers/07Brito.pdf](http://www.ruf.rice.edu/~econ/papers/1999papers/07Brito.pdf)
- Dzioubinski, Oleg y Chipman, Ralph Trends in Consumption and Production: Household Energy Consumption ST/ESA/1999/DP. 6
- DESA Discussion Paper No. 6 United Nations <http://www.un.org/esa/sustdev/publications/esa99dp6.pdf>
- Regional Residential Propane Model Energy Information Administration. Abril 2005. [www.eia.doe.gov/smg/asa\\_meeting\\_2005/spring/files/propanemodel.doc](http://www.eia.doe.gov/smg/asa_meeting_2005/spring/files/propanemodel.doc)
- Leanza Bailon, Cecilia Margarita. La Regulación del gas LP. Entre la competencia y el oligopolio. México. Tesis ITAM 2005.
- Varian, Hal. Intermediate Microeconomics.
- Berkeley. University of California
- BDI Indicadores Petroleros. Cuadro 71.
- Proceso de gas y condensados.
- UN Statistics Division.
- Trens in Compsumsion and production.
- Household Energy Compsumsion.

# VI

## **Fuentes alternas de energía eléctrica**

**Francisco R. Calderón**

## Resumen

La creciente demanda de electricidad se ha estado cubriendo por medio de quemar hidrocarburos pero las reservas de petróleo y gas se agotarán en un futuro cercano a no ser que se realicen fuertes inversiones; las reservas de carbón son también limitadas y su uso es contaminante; el potencial hidroeléctrico promete un desarrollo todavía aceptable en el corto plazo pero no en el mediano por ser el país en lo general semiárido y contar con escasas corrientes de agua; la geotermia, la energía solar y los biocombustibles ofrecen perspectivas limitadas y sus tecnologías son todavía onerosas. En cambio, la utilización de las energías eólica y nuclear son altamente promisorias; la primera no es contaminante y tanto su inversión como su generación son baratas; la segunda, requiere de precauciones especiales tanto en su operación como en el manejo de sus desechos, por lo demás el costo de su generación es reducido; ambas están siendo utilizadas por cada vez mayor número de países en grande escala y de manera creciente

## Introducción

El objetivo de este ensayo es demostrar que México está obligado a destinar más recursos para generar electricidad eólica y nuclear sin abandonar sus investigaciones sobre otras fuentes alternas de energía como el carbón, los biocombustibles, la geotérmica o la solar. Se basa en las siguientes dos hipótesis.

La primera que la tecnología moderna ha permitido que las plantas nucleares para generar electricidad puedan operar con toda seguridad, eficiencia y costos reducidos.

La segunda que la energía eólica puede producirse en grande escala y también a costos reducidos.

Es indispensable seleccionar opciones tecnológicas adecuadas. Esto se debe a los problemas que crea la transferencia tecnológica, básica para el desarrollo sustentable de los países en desarrollo, pero que tiene fuerte impacto sobre el ambiente. Esto deberá estimular la investigación y la capacidad técnica para lograr tecnologías sustitutivas, mejorar los procesos tradicionales y culturales y adaptar las importadas.

Es pues necesario aprovechar, conservar y restaurar los recursos naturales. Se debe evitar la degradación de los recursos, proteger la capacidad límite de su naturaleza, favorecer la restauración y evitar los efectos adversos sobre la calidad del aire, agua y tierra, con el fin de perpetuar la oferta ambiental de los ecosistemas.

Estos dos puntos son importantes ya que la producción de energía eléctrica requiere de innovación tecnológica constante para evitar utilizar recursos no renovables cuyo uso dañe el medio ambiente o ponga en riesgo los recursos de las generaciones futuras.

### **Demanda y oferta de energía eléctrica**

La demanda de electricidad ha crecido en México a un ritmo mayor que el de la economía en su conjunto como puede comprobarse observando el siguiente cuadro referente a las ventas totales de energía en el país (1):

<b>Año</b>	<b>GWh</b>	<b>Ventas Variación %</b>	<b>PIB Variación %</b>
<b>1992</b>	97 570	-	-
<b>1993</b>	101 277	3.8	0.4
<b>1994</b>	109 533	8.2	3.5
<b>1995</b>	113 366	3.5	-6.9
<b>1996</b>	121 573	7.2	4.9
<b>1997</b>	130 255	7.1	7.0
<b>1998</b>	137 210	5.3	4.9
<b>1999</b>	144 996	5.7	3.7
<b>2000</b>	155 350	7.1	6.6
<b>2001</b>	157 204	1.2	-0.3
<b>2002</b>	160 203	1.9	0.8
<b>2003</b>	160 384	0.1	1.4
<b>2004</b>	163 509	1.9	4.4

El crecimiento promedio de las ventas de electricidad ha sido de un 4.42% en los años considerados mientras que el del Producto Interno Bruto ha sido de 3.5% en el mismo período (2); se puede apreciar también que las ventas de energía se elevan o disminuyen en consonancia a las alzas y bajas del PIB pero generalmente el crecimiento anual de aquéllas es superior al de éstas; las dos excepciones corresponden a los dos últimos años, lo cual puede atribuirse a la recesión experimentada por la industria, principal consumidora de electricidad. Dado el crecimiento de la economía que se ha iniciado desde 2003 se puede estimar conservadoramente que la demanda de electricidad se incrementará a una tasa anual promedio de un 5.6% en los próximos años. Las causas del acelerado crecimiento de la demanda son fundamentalmente tres: la primera, el que

la vida moderna depende cada vez más de la electricidad tanto en las actividades económicas como en el consumo de las familias; la segunda, en la gradual mejoría de los niveles de vida como lo indica el crecimiento promedio del PIB per cápita y últimamente el lento mejoramiento de la distribución del ingreso; por último, la tercera, el llamado efecto demostración, es decir, la imitación un tanto ilógica de los patrones de consumo de los países desarrollados que contemplan cada vez más de cerca las familias gracias a los modernos medios de comunicación lo cual da por resultado, por ejemplo, la multiplicación de enseres domésticos en los hogares (refrigeradores, hornos, lavadoras, aparatos de televisión, etc.).

Hasta ahora México ha podido ir aumentando la capacidad instalada de generación de acuerdo al incremento de la demanda, por lo que las fallas en el suministro del fluido deben atribuirse a deficiencias en la transmisión, en la operación y en el mantenimiento.

La capacidad generadora de México en el año 2003 fue de 49,672 MW distribuida en las siguientes proporciones como se muestra a continuación (3):

<b>Comisión Federal de Electricidad</b>	74%
<b>Contratada por CFE</b>	14%
<b>Autoabastecimiento</b>	6%
<b>Cogeneración</b>	3%
<b>Luz y Fuerza del Centro</b>	2%
<b>Usos propios</b>	1%

Ciertamente la electricidad producida en ese año siguió las mismas proporciones que las de la capacidad por lo que se puede decir que un 75% de la electricidad fue generada por el sector paraestatal (CFE y LFC) y el resto fue producido por el sector

privado a través de diversas formas de generación que se hicieron posibles gracias a las reformas introducidas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992. No obstante lo anterior la importancia de la aportación de la iniciativa privada ha sido mucho mayor porque en los diez últimos años ha representado alrededor de un 40% de la capacidad adicional.

### Los hidrocarburos como insumo de la electricidad

Ahora bien, en materia de generación de electricidad México tiene una dependencia mucho mayor de los hidrocarburos que los principales países con los que competimos tal como se presenta a continuación (4):

### Generación de electricidad a base de quemar hidrocarburos

(2002)China	4%
Francia	5%
Brasil	8%
Canadá	9%
India	13%
Estados Unidos	20%
Inglaterra	39%
México	67%

El peso proporcional de las diferentes fuentes de energía para producir electricidad ha sido el siguiente (5):

	1994 137, 538 GWh	2004 208, 634 GWh
Gas	6.6%	39.2%
Combustóleo	56.3%	29.4%
Hidráulica	14.6%	12.0%
Carbón	15.1%	11.2%
Nuclear	3.1%	4.4%
Geotérmica	4.1%	3.2%
Diesel	0.2%	0.6%
Eólica	0.0%	0,0%

Como se puede ver la dependencia de los hidrocarburos –sumando gas, combustóleo y diesel– ha aumentado entre 1994 y 2004 al pasar de 63.1% al 69.2%, pero si se toma en cuenta sólo el gas se verá que éste pasó en diez años del 6.6% como insumo para generar electricidad al 39.2%; pero como la producción de fluido eléctrico aumentó un 51.7% al pasar de 137.5 a 208.6 TWh en este lapso, en realidad el volumen de gas usado para este propósito se multiplicó por nueve.

En épocas de altos precios del petróleo y del gas esto es una desventaja competitiva importante; además, las reservas de estos hidrocarburos son relativamente escasas en México por lo que existe el peligro de que se agoten si no se hacen cuantiosas inversiones.

En efecto, al ritmo actual de producción, sin contar los incrementos planeados, México tiene reservas probadas de petróleo y de gas natural para tan sólo 13 años debido a que no se han hecho las inversiones necesarias. Es indudable que el país está explotando excesivamente sus yacimientos pues mientras ocupa el trigésimo cuarto lugar en el mundo en reservas probadas, en producción alcanza el undécimo lugar.

Se podría pensar, como ya se ha propuesto por algunos expertos, en volver a usar el combustóleo para ahorrar gas pero con esta medida las reservas totales de petróleo crudo se agotarán también, como ya se ha dicho, en trece años al ritmo de explotación actual y si no se incrementa el volumen de las inversiones. Por otra parte, el gas que se produce en el país viene en su casi totalidad asociado al producción del crudo y se extraen ambos de los mismos pozos.

La escasez de reservas de petróleo es sobre todo grave en la región norteamericana donde la relación

producción/reservas es de 11 años en Estados Unidos y de 16 años en Canadá lo que indica que México no puede esperar importar hidrocarburos de sus dos vecinos septentrionales cuando se agoten sus reservas. Igualmente esto explica que los precios del petróleo y del gas en esta región sean mayores que en el resto del mundo y por ende que en México sea más cara la electricidad como puede verse en el cuadro que se presenta a continuación (6):

### Costo de consumo en dólares

País	Electricidad MWh	Gas Millones de BTU
México	75.00	7.85
Venezuela	24.14	0.51
Brasil	45.80	3.33
Argentina	66.06	1.79
Estados Unidos	44.60	10.50
Inglaterra	55.90	4.75
Bélgica	62.77	4.95
Francia	61.08	4.76
Alemania	59.76	4.95

No existe, por supuesto, una relación constante entre el costo de los hidrocarburos y el de la energía eléctrica; muchos países que por carecer de petróleo y gas tienen que adquirirlos a altos precios compensan esta situación con su gran generación hidroeléctrica o nuclear o eólica o con novedosas fuentes energéticas.

Existen varios caminos para posponer la extinción de las reservas; uno de ellos es el instrumentar un programa drástico de ahorro de energía cuya arma natural debería ser el incremento de tarifas ya que las campañas de publicidad, el horario de verano y la represión del robo de energía que comete principalmente el sector informal son soluciones insuficientes.

Desgraciadamente elevar las tarifas a la industria y en general al sector productivo contribuyen a la pérdida de competitividad del país e incrementar las tarifas a los consumidores domésticos aunque sólo sea a los hogares que mayores consumidores de electricidad constituirá una medida, además de impopular, de muy difícil instrumentación y de escasos resultados tanto en lo que respecta a la energía ahorrada como a los ingresos que se recauden.

Una medida mucho más importante debería ser el invertir ingentes sumas para explorar y explotar nuevos yacimientos de petróleo y gas; desafortunadamente ni el gobierno ni PEMEX cuentan con recursos suficientes y la intervención del capital privado o está prohibida o severamente limitada por la legislación a cuya reforma se oponen numerosos legisladores.

Es evidente por lo tanto que desde ahora México tiene que ir liberándose de su dependencia de los hidrocarburos para generar electricidad y no esperar al agotamiento de sus reservas o al descubrimiento de nuevas. La solución debe encontrarse en el aprovechamiento de nuevas fuentes de energía, preferentemente las renovables.

### Fuentes alternas de energía

#### Carbón

En México se ha venido utilizando la hulla desde tiempo atrás para generar electricidad en 4 unidades de 300 MW de la Central López Portillo y en otras 4 de 350 MW de la Central Carbón II, ambas cercanas a los yacimientos carboníferos de Río Escondido en el Estado de Coahuila. La electricidad generada en ellas es de consideración ya que en 1994 significaba el 15.1% del total nacional y en 2004 el 11.2% pero esta disminución en el porcentaje no quiere decir que haya descendido en cifras

absolutas en virtud de que entre esos dos años la generación total del país se incrementó en casi 52%.

La Secretaría de Energía prevé una recuperación importante del uso del carbón para generar electricidad que en la actualidad monta a 11 millones de toneladas al año y que en 2011 ascendería a 25 millones de toneladas con lo que su importancia relativa pasaría a representar el 23% respecto a la generación total.

No se ven, sin embargo mayores posibilidades de expansión a este tipo de generación por ser altamente contaminante o si se prefiere sucio y por ser escasas las reservas de carbón de bajo contenido de azufre como es el caso de las de Río Escondido y cuando éste es alto es preciso hacer fuertes inversiones en equipos anticontaminantes para el control de las emisiones de SO<sub>2</sub>; en todos los casos el carbón mexicano tiene un alto contenido de ceniza (7).

112

### **Energía hidroeléctrica**

Cronológicamente fue el agua la primera fuente para generar energía eléctrica en México pero en la actualidad (2004) únicamente representa el 12% del total generado y sigue perdiendo importancia porcentual pues hace diez años significaba el 14.6%; esto no quiere decir que haya disminuido la generación hidroeléctrica, que pasó de 20,080 a 25,036 GWh, sino que su crecimiento fue inferior al general.

En 2006 se pondrá en operación el proyecto hidroeléctrico El Cajón sobre el Río Santiago en el Estado de Nayarit cuya capacidad instalada será de 750 MW para generar en promedio 1,228.64 GWh anuales, esto es, la décima parte de toda la energía hidroeléctrica del país; la presa cuyo costo es de 800 millones de dólares contendrá 2,400 millones de metros cúbicos de agua, equivalentes al consumo anual de

agua potable de la ciudad de México y ahorrará dos millones de barriles de combustóleo al año.

El Cajón forma parte del Sistema Hidrológico Santiago el cual comprende 27 proyectos con un potencial de 4,300 MW del cual ya está construida desde 1994 la central de Aguamilpas, también en Nayarit, con una capacidad de 900 MW. El embalse de El Cajón contribuirá a regular los escurrimientos de la cuenca y beneficiará a la central de Aguamilpas ya que al recibir su vaso las aportaciones reguladas del río incrementará su generación firme y se reducirán las probabilidades de derrama por su vertedor.

Si bien el costo de producción de electricidad por medio del agua es considerablemente menor que quemando hidrocarburos y otras fuentes no renovables, la inversión necesaria para construir centrales hidroeléctricas como las de Aguamilpas y El Cajón es necesariamente muy elevada lo que explica que este tipo de obras se lleve a cabo en un país con escasez de capitales como el nuestro a razón de uno por década.

A lo anterior se aúna el que el territorio nacional es por lo general árido o semiárido y carece de grandes ríos navegables lo cual da por resultado el que para el futuro el crecimiento de la generación hidroeléctrica sea muy limitado: además de las ya previstas se podría esperar una que otra gran presa en el Pánuco o en el Balsas pero su construcción es incierta; una en el Usumacinta exigirá un tratado con Guatemala y se enfrentaría a la oposición de los ecologistas.

Hasta ahora el gobierno solamente ha anunciado la próxima construcción de otras dos obras monumentales: la de La Yesca también en Nayarit y la de La Parota en Guerrero, aunque en esta última se presenta la oposición de los ejidatarios de la zona. Precisamente por las limitaciones a que se enfrenta

la construcción de grandes presas hidroeléctricas la Secretaría de Energía ha pensado en recurrir a la minihidráulica, es decir, a la fuerza del agua en los canales de riego y pequeñas represas; únicamente en los canales se ha estimado un potencial económicamente aprovechable de 300 MW o más. La CONAE ha localizado unos 100 sitios en los estados de Veracruz y Puebla con un potencial anual de 3,570 GWh o sea una capacidad instalada de 400 MW aproximadamente.

Ya para 2002 se habían dado seis permisos de operación minihidráulica para generar 120 GWh anuales correspondientes a una capacidad instalada de 32 MW; para 2011 se contarán unos 284 MW instalados con capacidad de generación de unos 1,373 GWh considerado un crecimiento anual de 5% a partir de 2005.

Los costos de instalación de las plantas minihidráulicas son bajísimos estimándose entre 800 y 6,000 dólares por KW y lo mismo sucede con los de generación que oscilan entre 3 y 45 centavos de dólar por KWh; sin embargo, esta tecnología sólo significa una muy pequeña contribución a la solución de satisfacer la creciente demanda nacional de electricidad (8).

### Geotérmica

México es el tercer país productor de electricidad geotérmica después de Estados Unidos y Filipinas; sin embargo el potencial de crecimiento es cada vez menor y el costo de la energía no es muy atractivo. El procedimiento consiste en perforar un pozo en busca de vapor el cual se usa para mover turbinas; el condensado se reinyecta al interior de la caldera volcánica. Con el tiempo es factible que se desarrolle la tecnología para aprovechar la roca caliente, la magma u otros recursos.

En 1994 el 4.1% de la electricidad generada en el país fue geotérmica, esto es, 5,643 GWh; en 2004 la electricidad generada por esta fuente subió a 6,676 GWh pero su importancia relativa respecto a la total descendió a 3.2%. En la actualidad existe una capacidad instalada geotérmica de 953 MW. Las principales zonas geotérmicas en operación son:

- Cerro Prieto, Baja California: opera desde 1973; tiene cuatro plantas para una capacidad total de 720 MW, la última de las cuales se inauguró en 2000.
- Los Azufres I (1982) y Los Azufres II (2003): cerca de Ciudad Hidalgo, Michoacán, con capacidad combinada de 188 MW.
- Los Humeros: entre Puebla y Veracruz; opera desde 1990 con una capacidad de 35MW.
- Las Tres Vírgenes: Baja California Sur, opera desde 2001 con una capacidad de 10 MW.

Además se estudia el potencial de las siguientes zonas:

- La Primavera, Jalisco, con una posible capacidad de 75 MW.
- Piedras de Lumbre, Chihuahua, donde opera una pequeña planta para el poblado de Maguarichic.
- San Bartolomé de los Baños, Guanajuato
- Ixtlán de los Hervores, Michoacán.
- Acoculco, Puebla.
- El Chichonal, Chiapas.
- La Soledad, Chis.
- San Pedro Dome, Chis.
- San Antonio El Bravo, Chis.
- Agua Caliente, Chis.
- Santispac, Chis.
- San Diego-El Naranjo, Chis.
- El Tacaná, Chis.

La Comisión Federal de Electricidad ha comprobado la existencia de 1,400 sitios termales en 27 estados

del país y ha estimado su potencial geotérmico en 2,400 MWe (mega watt eléctrico) para los sistemas hidrotermales de alta entalpía esto es, de temperaturas mayores a 180°C y algunos investigadores han calculado un potencial de 20,000 MWt (mega watt térmico) en los de menos de 180°C. El impacto ambiental de las plantas geotérmicas es mínimo y se puede evitar casi por completo y el costo de generación de un KWh es el muy reducido de entre 4 y 7 centavos de dólar (9).

### **Biocombustibles**

El experto ecólogo Gabriel Quadri hace notar con agudeza que ante la inusitada carestía de los hidrocarburos la magia de los precios como mecanismo de asignación de recursos empieza a surtir un efecto esperanzador para el ambiente en el mundo al alentar la investigación de nuevas fuentes de energía renovables y de bajas emisiones netas de gases de efecto invernadero; entre ellas lista a los biocombustibles.

Entre estos se encuentra el biogás, término con el que se designa a la mezcla de gases resultantes de la descomposición de la materia orgánica realizada por acción bacteriana en condiciones anaeróbicas. Su principal atractivo es que no aumenta en forma neta la cantidad de gases invernadero que se emiten a la atmósfera, ya se recuperen o no para ser quemados y emitidos como bióxido de carbono o emitidos en forma natural como gas metano.

El biogás se puede obtener directamente de los rellenos sanitarios de basura, plantas de compostación, plantas de tratamiento de aguas residuales, fosas sépticas, etc. El proceso consiste en succionar los gases emitidos, comprimirlos, eliminar el agua arrastrada a través de la condensación y en-

vasarlos en cilindros a presión.

También se pueden construir plantas específicas para producir biogás; éste se produce en un recipiente cerrado o tanque denominado biodigestor el cual puede ser construido con diversos materiales como ladrillo y cemento, metal o plástico. El biodigestor posee un conducto de entrada a través del cual se suministra la materia orgánica (por ejemplo, estiércol o heces humanas, aguas sucias de las ciudades, residuos de mataderos) y un conducto de salida en el cual el material ya digerido por la acción bacteriana abandona el biodigestor. El proceso de digestión libera la energía química contenida en la materia orgánica la cual se convierte en biogás (gas metano).

Este gas se puede utilizar como fuente de energía eléctrica o para cocinar y es un tipo de energía renovable y no contaminante, además de traer otros beneficios tales como:

- Transformar los desechos orgánicos en fertilizantes de alta calidad.
- Mejorar las condiciones higiénicas por la reducción de patógenos, huevos de moscas, etc.
- Favorecer la protección del suelo y vegetación logrando menor deforestación.
- Beneficios macroeconómicos a causa de la sustitución de energía y fertilizantes, aumento de los ingresos e incremento de la producción agropecuaria.
- Beneficios macroeconómicos como la generación descentralizada de energía, reducción de los costos de importación y protección ambiental.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas calcula que las 90,000 toneladas de desechos sólidos municipales de México podrían permitir la instalación de una capacidad de unos 150 MW y que esta alternativa puede ser rentable para ciudades medianas y grandes.

Ya en 2002 se dieron dos permisos por la CRE para generar electricidad a partir de los rellenos sanitarios municipales de Monterrey lo que dio lugar a la instalación de 10.8 MW para generar 54 GWh al año. Posteriormente se han dado otros 44 permisos para generar electricidad por medio de sistemas híbridos de combustóleo y bagazo de caña con capacidad total de 391 MW y generación de 709 GWh. Existen proyectos para los municipios de Atizapán, Tlalnepantla y Calimaya en el Estado de México así como para Aguascalientes y la delegación Miguel Hidalgo en el D.F.

La inversión realizada en México en estos proyectos está en un rango de 630 a 1,170 dólares por KW instalado y el costo del KWh generado es de cuatro a seis centavos de dólar. El embajador de Estados Unidos anunció un apoyo de 500 mil dólares para este propósito en otros rellenos; también se espera financiamiento del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional aunque no de recursos presupuestales nacionales pues estos proyectos son privados.

Hay poco interés en conectar las líneas de energía eléctrica producida con biogás a la red de CFE ya que esta institución paga el fluido al 85% de su costo de producción por lo que se prefiere autoconsumir la electricidad en el alumbrado público a través de redes aisladas.

Aunque no sirve para producir electricidad vale la pena mencionar el biodiesel, un biocombustible renovable usado en motores para sustituir el uso de hidrocarburos. El biodiesel se obtiene de aceites vegetales no aptos para consumo humano o animal como por ejemplo aceites arranciados, aceites previamente usados para freír, aceites extraídos a partir del tercero o cuarto prensado de

oleaginosas, etc. La conversión implica craquear o transesterificar los aceites para romper las cadenas largas. Ya existe una planta generadora de biodiesel en Cadereyta, Nuevo León.

Según el Ing. Quadri se ha desatado en el mundo un desarrollo sin precedente para producir etanol (alcohol) a partir de la fermentación de las mieles de la caña de azúcar o maíz y pronto del bagazo y otros celulósicos; se encuentran en construcción más de 50 refinerías de etanol en Brasil, Estados Unidos, Australia, India y China para producir un combustible no contaminante cuyo costo se ha reducido a 20 centavos de dólar por litro; se prevé que pronto el etanol será más barato que la gasolina siempre que el precio del petróleo se mantenga por arriba de los 30 dólares por barril. El etanol está siendo ya utilizado por la mayor parte de los autos nuevos producidos en Brasil y no se ve razón alguna para que en el futuro no sirva también para generar electricidad (10).

### **Energía solar**

México tiene un futuro altamente promisorio en este tipo de generación de electricidad ya que más de las tres cuartas partes de su territorio disfrutan de una insolación media capaz de producir 5 KWh diarios por metro cuadrado de suelo.

La conversión de energía solar a electricidad a base de celdas fotovoltaicas apenas tiene ahora una eficiencia de un 15%, aún así un metro cuadrado de celda es capaz de hacer funcionar un televisor. Para usar la electricidad durante la noche se requieren baterías para acumular la energía no empleada durante el día pero en una planta de tamaño mayor que el chico no es costoso instalar baterías por lo que la energía se conecta a la red eléctrica para ser

consumida de inmediato; en este caso las plantas solares sólo sirven para apoyar durante el día a las plantas convencionales.

La mayor central de energía solar del mundo con una inversión de 20 millones de euros se inauguró el 9 de septiembre de 2004 en la ciudad de Espenhain, cerca de Leipzig con 33,500 paneles solares y una capacidad de producción de únicamente 5 MW.

El principal uso de la energía eléctrica solar es actualmente el de autoconsumo particular; en el estado de California las casas con sistemas de captura de energía solar reciben incentivos tales como reducciones de impuestos y el reembolso de 2.80 dólares por vatio alimentando a la red; otros estados ofrecen diferentes incentivos.

Otro sistema para generar electricidad utilizando los rayos solares es el térmico; en este caso se concentra la luz del sol en un solo punto por medio de espejos parabólicos a fin de generar temperaturas mayores a los 200°C y generar vapor a presión para mover turbinas. Las eficiencias aún son muy bajas y no existen plantas que operen comercialmente.

Con la tecnología existente a base de paneles fotovoltaicos es posible la instalación en nuestro territorio de un sinnúmero de pequeñas plantas para electrificar localidades aisladas no conectadas a la red nacional de transmisión; la capacidad solar instalada está ya proporcionando energía para bombear agua, iluminación doméstica en comunidades rurales, telefonía rural, repetidoras de microondas y señalamiento terrestre y marítimo. esta circunstancia hace atractiva la inversión a pequeñas y medianas empresas de capital nacional para surtir de electricidad a este tipo de municipios y comunidades.

La capacidad instalada de este tipo de plantas en nuestro territorio ha pasado de 7.1 a 14.3 MW entre

1993 y 2001 lo que significa un crecimiento promedio anual a la tasa acelerada de 9%, ritmo que es incluso inferior al mercado mundial internacional de electricidad solar que ha crecido de 7,000 a 11,000 millones de dólares entre 2003 y 2004 (11).

La Comisión Nacional de Energía (Conae) calculó que para 2001 ya había más de 115,000 metros cuadrados de paneles fotovoltaicos instalados en el país con generación de unos 8.4 GWh por año; la misma Conae estimaba que para 2011 habría 28 MW instalados para generar 16.5 GWh lo que significaría una tasa de crecimiento anual del 7%. La Comisión Federal de Electricidad tiene ya instalada con carácter experimental una planta en San Juanico B. C. S. con capacidad de KW fotovoltaicos y un motogenerador diesel de 80 KW; además ha diseñado un ambicioso proyecto para instalar una planta termosolar con capacidad de 40 a 50 MW que triplicaría lo existente.

En el mediano plazo la generación de energía solar no pasará de la fase experimental por el alto costo que significa en esta fase del avance tecnológico tanto de los sistemas fotovoltaicos como de los fototérmicos; en el primer caso un KW instalado requiere una inversión de entre 3,500 y 7,000 dólares para generar fluido al costo de entre 25 y 150 centavos de dólar por Kwh; en el segundo, la instalación de un KW cuesta entre 2,000 y 4,000 dólares y la generación entre 10 y 25 centavos de dólar por cada KWh (12).

Las diversas fuentes de energía diferentes a los hidrocarburos hasta aquí tratadas tienen ciertamente gran importancia complementaria porque sumadas representan ya más de la cuarta parte de la generación total del país y podrían volver a alcanzar casi el 40% como ya sucedió diez años atrás; sin embargo constituyen sólo una solución parcial al problema de

la excesiva dependencia que sufre la electricidad del combustóleo, gas y diesel. Ofrecen mayores perspectivas la generación eólica y la nuclear.

### Energía eólica

La generación de electricidad aprovechando la fuerza del viento ha tenido un incremento espectacular en los últimos años como consecuencia de que es un procedimiento no contaminante, cuya inversión en la instalación se calcula en 1000 dólares por KW instalado y cuyo costo de operación se sitúa entre 5 y 11 centavos de dólar por KWh generado. Este método de producir energía se está perfilando como la siguiente alternativa novedosa después de la tecnología nuclear.

Los sistemas eólicos generalmente cuentan con torres de unos 30 metros de alto con hélices de tres aspas que se orientan automáticamente a la dirección del viento; las hélices mueven generadores eléctricos con capacidad de hasta 1 MW.

La electricidad eólica ha dejado de ser una posibilidad de laboratorio para convertirse en una muy importante fuente de generación; según comenta Quadri la General Electric que originalmente creó una subsidiaria de turbinas eléctricas como curiosidad para ofrecer una imagen corporativa de vanguardia estima sus ventas en 2005 en casi 2,500 millones de dólares y similar comportamiento han seguido Shell y British Petroleum (13).

En el mundo ya existía en marzo de 2004 una capacidad instalada de 38,400 MW de los cuales 28,800 correspondían a la Unión Europea como puede observarse en los siguientes ejemplos (14):

### Principales países con capacidad eólica instalada de más de 100 MW

País	MW
Alemania	14 609
España	6 374
Estados Unidos	6 202
Dinamarca	3 114
India	2 120
Holanda	939
Italia	904
Reino Unido	710
Austria	415
Suecia	407
Grecia	375
Canadá	323
Francia	240
Portugal	199
Australia	197
Irlanda	186

Da una idea del dinamismo de esta forma de generación en la Unión Europea el que ya para el 31 de diciembre de 2004 su capacidad instalada eólica fuera de 34,100 MW y el de España 8,155, lo que indica un crecimiento de 18.4% y de 29.9% respectivamente en sólo nueve meses. A finales de 2004 la capacidad en la UE fue la siguiente en MW (15):

Alemania	16 630
España	8 155
Dinamarca	3 120
Italia	1 125
Holanda	1 080
Reino Unido	890
Austria	605
Portugal	520

El objetivo previsto en el Libro Blanco de la UE para el año 2010 es el de 40,000 MW con lo que ya en 2004 se alcanzó el 85% de esa meta. Existe en la

actualidad un mercado mundial 20,000 millones de dólares anuales para la energía eólica y la demanda y la oferta siguen acelerándose; en Dinamarca se están construyendo aerogeneradores de electricidad de 5 MW para ser situados en el mar en un alarde de tecnología de vanguardia (16).

Si bien Alemania es el país que tiene mayor cantidad instalada de electricidad por la vía eólica, es España el que ocupa el primer lugar no sólo por ser la de más dinámico crecimiento sino porque este tipo de generación representa el 29.4% de su capacidad total instalada, en otras palabras, casi la tercera parte de la electricidad generada proviene de la fuerza del viento.

Son varias las razones que explican el auge que está teniendo en el mundo la electricidad eólica, entre las que se pueden listar las siguientes:

1. Depende de una fuente de energía segura y renovable.
2. No produce emisiones a la atmósfera ni genera residuos.
3. Utiliza instalaciones móviles cuyo desmantelamiento permite recuperar totalmente la zona.
4. Requiere de un rápido tiempo de construcción (inferior a 6 meses).
5. Su instalación y la electricidad que genera son sumamente económicos.
6. Su operación es compatible con otros muchos otros usos del suelo.
7. Se crean puestos de trabajo.

La principal desventaja de este procedimiento según Reséndiz es que no es viable más que para vientos de entre 5 y 20 metros por segundo; con velocidades inferiores a cinco metros los aparatos no funcionan y por encima de veinte deben pararse para evitar daños a los equipos; otra desventaja,

escribía el mismo autor en 1994, son las grandes dimensiones de las aspas de la turbina para alcanzar potencias superiores a 100 KW por lo que las más comunes son de alrededor de 10 KW, aunque ya para entonces Estados Unidos había ensayado modelos de generadores eólicos con potencias cercanas a 2.5 MW y Suecia había construido unidades de 3 MW con torres superiores a 70 metros.

El paso del tiempo ha reducido las objeciones de Reséndiz: la instalación en La Ventosa, Oaxaca recibe vientos de hasta 25 metros por segundo y España probablemente ha puesto en operación en 2005 unidades de 5 y 10 MW; por otra parte parecería que con la multiplicación de las torres y aspas se subsanan las limitaciones al tamaño de los equipos. En España se han listado las siguientes desventajas de este procedimiento, indudablemente de mucho menor peso:

- a) su instalación modifica el paisaje
- b) tiene impacto sobre la fauna por las aves que chocan contra las aspas y porque modifican sus comportamientos habituales de migración y anidación
- c) el choque del aire contra las aspas produce un molesto ruido constante por lo que la casa más cercana deberá estar cuando menos a 200 metros (17).

En contraste con el auge experimentado por la generación eléctrica eólica en Europa y en especial en España, nuestro país tiene apenas instalados unos 5.5 MW distribuidos en la siguiente forma: 600 KW instalados por la CFE en Guerrero Negro, Baja California Sur, otros 550 KW de la Compañía Cementos Apasco en Ramos Arizpe, Coahuila, una central piloto de 1.6 MW de la CFE en La Venta, Oaxaca y otros 3 MW instalados a lo largo del país en pequeños aerogeneradores y bombas de agua que en conjunto produjeron en 2001 cerca de 10.6 GWh. El proyecto de La Venta fue la primera incursión de

la CFE en la generación eoloelectrica, pero desde su inauguración en 1994 operó con pérdidas al ser una pequeña instalación que emplea siete aerogeneradores de 0.23 MW por aerogenerador.

Esta casi nula capacidad instalada se compara muy desfavorablemente con los 136 MW de únicamente las Islas Canarias y todavía más con el potencial calculado en 2002 por la Secretaría de Energía de más de 5,000 MW económicamente aprovechables en las siguientes zonas ya identificadas: sur del Istmo de Tehuantepec (con potencial de 2,000 a 3,000 MW); penínsulas de Yucatán y Baja California; centro de Zacatecas y resto del país. Aún esta estimación resulta muy conservadora si se toman en cuenta lo montañoso del territorio, la longitud de las costas y la extensión del territorio, cuatro veces la de España, país que se propone llegar a una capacidad instalada de 12,000 MW (18).

La capacidad instalada de electricidad eólica en México experimentará en 2006 un fuerte incremento, aunque todavía dentro de límites muy modestos. En octubre de 2005 la Comisión Federal de Electricidad y el consorcio de empresas españolas Iberdrola y Gamesa Eólica firmaron un contrato para ampliar la central de energía eólica de La Venta II, en Oaxaca; este consorcio ganó en agosto de este año la licitación para construir esta obra a la que concurrieron varias empresas especialistas.

Los contratistas se obligaron a entregar en 330 días naturales instalaciones con capacidad de generación de 83.3 MW utilizando 98 aerogeneradores con capacidad de 0.85 MW por aerogenerador. Los contratistas construirán además dos estaciones y dos alimentadoras así como una línea de transmisión con una longitud de 17.8 kilómetros para conectar la energía generada con el sistema eléctrico nacional,

todo ello con un costo de 110 millones de dólares.

La idea de ligar la energía eólica generada en La Venta con el sistema hidroeléctrico del Grijalva es la siguiente: las centrales hidroeléctricas almacenan energía en la forma de agua embalsada en las presas por lo que cuando se requiere que produzcan más energía las hidroeléctricas deben liberar más agua para mover sus generadores; con la electricidad eólica de La Venta las hidroeléctricas del Grijalva cuando necesiten aumentar su potencia en vez de incrementar las extracciones de líquido de sus embalses recurrirán a la electricidad eólica conservando así las reservas de agua de la cuenca para futuras necesidades. Entre los proyectos en marcha se encuentra el de la firma española Prénela para construir varios parques eólicos en Ensenada y el de Lamenta III cuya licitación se prepara ya; otros proyectos como el del Cerro de la Virgen fueron cancelados por trabas burocráticas (19).

El costo de inversión de una central eléctrica eólica es según Quadri de poco más de un millón de dólares por MW lo cual coincide con la información proporcionada por la Secretaría de Energía; el costo de operación es casi nulo y el costo de la electricidad generada es el muy bajo de entre 5 y 11 centavos de dólar por kWh. (20).

### **Energía nuclear**

México entró relativamente temprano a la era nuclear cuando en 1966 realizó una investigación para determinar la mejor localización de una planta para finalmente escogerla en Laguna Verde, en la costa del Golfo de México a unos cien kilómetros al norte del puerto de Veracruz; en 1969 abrió una licitación para la construcción de una planta con dos reactores, en 1972 la Comisión Federal de Electricidad

emitió su fallo concediendo la construcción del primer reactor a Electric Bond and Share Company, EBASCO, la cual no se inició sino hasta el 1 de octubre de 1976.

En el caso del segundo la obra la realizó año siguiente la CFE con la asesoría de EBASCO y de General Electric; de nuevo hubo una larga demora para poner la planta en operación comercial lo que no se logró sino hasta el 29 de julio de 1990 en el caso del primer reactor y del 10 de abril de 1995 en el del segundo. La Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde tiene una capacidad efectiva de 1,365 MW integrada por dos reactores nucleares enfriados con agua convencional de 654 MW cada uno los cuales operan a un 90% de su capacidad.

La razón de la inconcebible demora entre el inicio de su construcción y su operación comercial fue la resistencia de los ecologistas y del público en general temerosos de que se repitiera un accidente en Laguna Verde como el que sufrió la planta de Three Mile Island en Estados Unidos en 1979 ó como la de Chernobyl en Ucrania en 1986 con consecuencias desastrosas para el cercano puerto de Veracruz.

Tras estos accidentes la generación de electricidad a través de reactores de fusión nuclear obtuvo muy mala reputación y muchos grupos ambientalistas se dedicaron a hacer campañas en contra de su uso y cada vez que se presentaba un proyecto de construcción se enfrentaba a una gran oposición de la comunidad donde ésta se asentaría; así, durante 15 años no se construyeron nucleoeléctricas fuera de Canadá y Francia.

Este temor no ha desaparecido por completo a pesar que desde entonces no se ha producido ningún accidente serio en el mundo y a pesar también de que la tasa de accidentes en la industria nuclear

mundial ha sido en los últimos años de 0.28 accidentes por 100 trabajadores mientras que la tasa nacional de Estados Unidos fue en 2003 de 2.6.

Se ha encomendado a la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, entidad de alta y reconocida competencia técnica, vigilar el cumplimiento de las normas y reglamentos de seguridad para el funcionamiento de las instalaciones radioactivas así como de los aceleradores de partículas cargadas, aparatos de rayos x de uso industrial, los operadores y prestadores de servicios y las empresas que dan servicio a Laguna Verde en todas sus etapas desde los combustibles frescos hasta los desechos.

La conciencia del riesgo que corre el público por el uso de la energía nuclear ha obligado a la entidad reguladora y a la planta de Laguna Verde a acatar escrupulosamente todas las normas de seguridad; este esfuerzo ha merecido desde un principio diversos reconocimientos nacionales e internacionales: sus dos reactores ingresaron al Club BWR 300 Plus después de haber operado satisfactoriamente durante más de 300 días; en diferentes ocasiones y por diferentes conceptos Laguna Verde ha obtenido la Certificación del Sistema de calidad ISO; durante la IV Reunión Institucional de Calidad Total de CFE en 2002 logró el certificado de conformidad con la norma mexicana para el sistema administración de la seguridad y salud en el trabajo (21).

Todavía es un argumento de mayor peso en favor de la seguridad de la energía nuclear la extraordinaria difusión que ha tenido en 34 países en los que hay instalados 434 reactores en operación y 23 en construcción con una capacidad total de 378,064 MW en los cuales no se ha producido ningún accidente de consideración. Los principales países productores de electricidad nuclear en el mundo se

muestran a continuación:

Países	Reactores totales	MW
Estados Unidos	104	98 298
Francia	59	63 362
Japón	54	47 835
Fed. Rusa	30	23 618
Alemania	18	20 643
Corea	19	15 850
Ucrania	14	15 007
Canadá	17	12 113
Reino Unido	23	11 852
Suecia	11	9 451
China	9	8 587
España	9	7 584
México	2	1 365

A pesar de que Estados Unidos tiene en funcionamiento el mayor número de reactores con la mayor capacidad instalada es Francia el país líder en el campo de la generación de electricidad nuclear con el programa nucleoelectrico más completo del mundo como se demuestra por el hecho de que el 78% de su electricidad sea generada por este procedimiento y por el siguiente cuadro comparativo:

País	Energía Total Nuclear
Francia	78.0%
Alemania	28.3%
España	26.0%
Estados Unidos	20.0%
Canadá	13.0%
Japón	13.0%
China	1.6%
México	6.0%

La gran dependencia francesa de la electricidad nuclear se debe a una situación de alguna manera similar a la de México: sus reservas de carbón se agotaron por completo en abril de 2004, sus ríos

si bien caudalosos no tienen declives importantes, sus reservas de gas natural pasaron de constituir el 15% de sus recursos energéticos a un mero 1% por lo que se convirtió crecientemente en importador de hidrocarburos; hasta aquí termina la relativa similitud con la situación mexicana.

Cuando a finales de la década de los 50 se avizoraba como cada vez más próximo el agotamiento de las reservas energéticas Francia emprendió una política energética enfocada al crecimiento constante de su oferta de electricidad enfocada a la utilización de fuentes de energía renovables; primero lanzó un programa de construcción de grandes presas y veinte años después un programa nuclear que la ha colocado en el primer lugar mundial, sólo atrás de Estados Unidos; todo lo anterior sin descuidar otras fuentes renovables como los biocombustibles (madera, desechos urbanos, etc.).

El que un país como Francia, cuarto consumidor de electricidad en la OCDE, haya optado por depender para su suministro eléctrico de plantas atómicas distribuidas a lo largo y a lo ancho de su territorio continental muestra la confianza del pueblo francés en la seguridad de este tipo de energía según lo muestra una reciente encuesta de principios de 2005 realizada por CREDOC (52% de las personas interrogadas le encuentran más ventajas que inconvenientes, 38% más inconvenientes y 10% indecisos).

Además de ofrecer seguridad la generación nuclear ha ofrecido otras ventajas a Francia: las últimas estadísticas (2004) muestran que la energía nuclear le resulta la menos onerosa ya que a pesar de los fuertes incrementos recientes de los precios de los hidrocarburos el gasto total del país en energía ha disminuido de 50,000 millones de euros en 1981,

esto es el 5% del PIB, a 28,000 en 2004, o sea el 1.8% del PIB. El uso de la electricidad nuclear significó para Francia el ahorro de 36 millones de toneladas de carbón y la eliminación consiguiente de contaminantes equivalente a casi la totalidad de las emisiones de los automóviles y camiones en las carreteras y caminos (22).

Al lado de los países listados es mínima la instalación de dos reactores con una capacidad de 1,365 MW en Laguna Verde a los que quizá podrían agregarse el reactor de investigación del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y dos ensambles subcríticos, uno en la Universidad Autónoma de Zacatecas y otro en el Instituto Politécnico Nacional; igualmente mientras en la actualidad hay en el mundo 23 reactores nuevos en construcción en México no se tenía contemplada la adición de ninguno; esta situación acaba de cambiar con la aparición el 7 de diciembre de 2005 Programa de Obras e Inversiones del Sector Público 2005-2014 (POISE) donde se anuncia la ampliación de inmediato de Laguna Verde en 196 MW y de 22,000 MW para 2015 en una nueva central cuya localización no se especifica (23).

La decisión de emprender por fin en grande escala un programa de expansión nuclear es sumamente acertada dadas las limitadas posibilidades de crecimiento de la generación de electricidad usando las otras fuentes de energéticos; no sólo permitirá el ahorro de hidrocarburos, tanto combustóleo como gas sino que producirá una energía limpia y barata como se verá a continuación:

### Costo en pesos por KWh

<b>Diesel</b>	1.65
<b>Ciclo combinado (gas)</b>	0.81
<b>Nuclear</b>	0.74
<b>Hidroeléctrica</b>	0.62

Es cierto que la energía hidroeléctrica es más barata que la nuclear, pero como ya se ha advertido en el apartado respectivo de este trabajo, la construcción de este tipo de plantas es cara y la escasez de agua en el país limitan su desarrollo (24).

Después de 30 años sin accidentes graves en la industria nuclear mundial parece estar ya resuelto el problema de la seguridad en la operación de las plantas sobre todo por los avances de la tecnología en este campo; el único problema importante que queda en materia de seguridad es el del almacenamiento de los desechos radioactivos cuya peligrosidad tarda siglos en desvanecerse. Una planta típica de 1,000 MW genera al año unos 300 m<sup>3</sup> de residuos de bajo nivel y 30 toneladas de alto nivel; estos desperdicios se han manejado en el mundo con éxito en depósitos subterráneos con contenedores sellados, fundamentalmente con técnicas desarrolladas en Francia.

En México los desechos de nivel bajo e intermedio producidos en los procesos médico e industrial son almacenados en un depósito especial; además se espera sellar este depósito en un futuro cercano para evitar problemas de orden fundamentalmente social en la población que en número creciente se está avocando en las cercanías.

En cuanto a los desperdicios de Laguna Verde, los de alto nivel de radioactividad producidos en ella se están almacenando en la planta misma y se están realizando estudios detallados de ingeniería para determinar el diseño de un depósito de "triple barrera"

conforme a la técnica francesa, tanto para los desechos de nivel alto como de bajo e intermedio. El depósito está concebido para albergar los desperdicios producidos por cuatro reactores a lo largo de su vida útil así como los causados por los procesos médicos e industriales (25).

Otra limitación a la que se enfrentará la expansión de la industria nuclear en México es la escasez de uranio en su territorio; se han localizado reservas de uranio en el territorio nacional de aproximadamente 2,000 toneladas, pero no se han explotado porque hasta ahora ha resultado más costoso importar el uranio dados los bajos precios existentes en el mercado internacional; el uranio es abundante en el planeta sólo que la mitad aproximadamente se concentra en Australia y Canadá donde, por ejemplo, la empresa Energy Resources Australia cuenta con 144 millones de libras en reservas uraníferas y la empresa Strathmore Minerals Toronto acumula 150 millones de libras en reservas.

El analista Pablo de los Santos considera que los precios del uranio pueden elevarse verticalmente en las próximas décadas porque prevé que se produzca un nuevo auge de la electricidad nuclear que podría conducir que para 2050 hubiera en operación más de 3,400 reactores. Uno de los detonantes que en el futuro próximo “podría magnificar la demanda de uranio a niveles nunca vistos” es que el hidrógeno sustituya a la gasolina como combustible en los automóviles; ahora bien el hidrógeno no aparece en forma natural sino que hay que separarlo del agua, proceso que exige enormes cantidades de electricidad cuyo costo más bajo se logra mediante la energía nuclear (26).

Por último, como la utilización de la energía atómica conlleva riesgos a la seguridad nacional parece

evidente que su generación y administración debe corresponder en forma exclusiva al Estado.

### **Marco Jurídico**

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece en su artículo 27 que: “Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Acto seguido agrega: “Corresponde también a la Nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear...El uso de la energía nuclear sólo podrá tener fines pacíficos”.

Igualmente en la misma Carta Magna se especifica en su artículo 28 que: “No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: ...minerales radioactivos y generación de energía nuclear, electricidad...”

Posteriormente la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica consigna en su artículo 2° que: “Todos los actos relacionados con el servicio público de energía eléctrica son del orden público” pero después en su artículo 3° aclara que: “No se considera servicio público I La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; II La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad”.

Como puede verse la legislación vigente no deja ningún resquicio para una participación importante del capital privado en la generación y venta de elec-

tricidad; igualmente la composición del Congreso y su peticionamiento no parecen dar motivo para esperar modificaciones de fondo a ella; por esta razón en este ensayo no se contempla ningún cambio a la actual normatividad.

No obstante lo anterior puede interpretarse el Art. 3° Frac. I de la Ley en el sentido de que la venta de electricidad en pequeña escala por una pequeña empresa no debe considerarse como servicio público, lo cual sería muy conveniente para atraer modestos capitales a los casos de energía solar, biocombustibles y, sobre todo, a la energía eólica.

### Conclusiones y recomendaciones

1. La demanda de electricidad de México crece a mayor ritmo que su PIB la cual debe ser cubierta para asegurar el desarrollo del país.
2. México es cada vez más dependiente de los hidrocarburos (gas y combustóleo) para generar la electricidad.
3. Esta dependencia es sumamente peligrosa porque en un futuro cercano se agotarán las reservas de hidrocarburos a no ser que se realicen enormes inversiones.
4. Dados los altos precios del petróleo y en especial del gas en la región norteamericana el costo de la electricidad en México es más alto que el de sus principales países competidores lo que constituye uno de los factores de su poca competitividad internacional.
5. Para eliminar esta excesiva dependencia es preciso recurrir con creciente intensidad a fuentes alternativas de energía como el carbón, la hidráulica, la solar, la geotérmica, los biocombustibles, la eólica y la nuclear.
6. Las reservas de carbón son reducidas y se trata de una fuente muy contaminante; sin embargo en el

corto plazo esta fuente de energía tendrá un desarrollo importante pero limitado.

7. Todavía se puede esperar un aceptable desarrollo hidroeléctrico también en el corto plazo, pero éste es limitado por ser el país en general semiárido y porque además el costo de la construcción de las presas es sumamente elevado.

8. Las tecnologías para generar electricidad utilizando como fuentes los biocombustibles, la geotermia o la energía solar están aún en la fase de experimentación y el fluido producido todavía es muy caro (excepto en el caso de la energía geotérmica).

9. Sin embargo, estas tres fuentes ofrecen perspectivas promisorias en el largo plazo por lo que es aconsejable que el gobierno otorgue subsidios, exenciones o precios preferenciales a los particulares que generen electricidad por medio de ellas.

10. La instalación de plantas generadoras de electricidad eólica y la electricidad en ellas producida son extremadamente económicas y no contaminantes lo que explica su extraordinario desarrollo en un creciente número de países; México debería destinar fuertes recursos a esta actividad.

11. La generación de electricidad eólica se presta especialmente a la operación de pequeñas compañías que surtan a pequeñas y medianas poblaciones.

12. Se podría pensar en modificaciones a la normatividad en la materia para que PYMES eléctricas de capital totalmente mexicano prestaran directamente este servicio público o bien que la ley se interpretara en el sentido de que este servicio no se considerara público por ser prestado por pequeñas empresas.

13. México debe entrar de lleno a la era de la energía nuclear para usos pacíficos bajo el control exclusivo del Estado. Durante un cuarto de siglo han

proliferado los reactores nucleares en cada vez mayor número de países sin que se haya registrado ningún accidente de consideración y se han podido confinar los desperdicios radioactivos en lugares seguros. La energía producida es barata y limpia.

14. Se debe lanzar una campaña de apoyo al plan de expansión nuclear de la Comisión Federal de Electricidad para contrarrestar los ataques de ecologistas y políticos que seguramente sobrevendrán.

**Notas**

1. PSE 02-11, p. 39
2. FEB
3. FEB
4. FEB
5. FEB
6. Economista. 26-X-05
7. PSE 02-11, p. 71; Reséndiz, pp. 80-81; FEB.
8. PSE 02-11, pp. 92-93; FEB; Universal 16-VIII-05; CFE 1-XII-05
9. Quadri; PSE 02-11 p. 93; GRC.
10. Quadri; PSE 02-11 p. 93; Reforma 21-VII-05, 27-VII-05, 3-VIII-05, VIII-05, 17-IX-05, 21-XI-05.
11. PSE 02-11, p.91; Quadri; Reséndiz, p.87
12. PSE 02-11, p.91
13. Quadri
14. Info.
15. Eólica.
16. Quadri.
17. Eólica; Reséndiz, pp. 87-89; Info
18. PSE 02-11, p.92
19. Universal 19-X-05
20. Quadri; PSE 02-11, p.92.
21. FEB; PSE 01-06, 57; CFE 14-XI-05
22. CFE 14-XI-05; AEN-NEA, 20-X-05; Energy Policy.
23. PSE 01-06, p.57; Reforma 20-IX-05 y 8-XII-05.
24. Reforma 8-XII-05
25. AEA, Mexico; IAEA, France
26. IAEA, Mexico; Economista

**Bibliografía**

- AEN-NEA. Agence pour l'énergie nucléaire. <http://www.nea.fr> (20-X-05)
- CFE. <http://www.cfe.gob.mx> (CFE 1-XII-05)
- CFE. <http://www.cfe.gob.mx> (CFE 14-XI-05)
- *El Economista* 26 de octubre de 2005. (Economista 26-X-05)
- Elizondo Barragán, Fernando. Conferencia dictada el 28 de julio de 2005. México, D. F. (FEB)
- *El Universal* 16 de agosto de 2005. (*Universal* 16-VIII-05) 19 de octubre de 2005 (*Universal* 19-X-05)
- Energía Eólica en España. [Info@infoeolica.com](mailto:Info@infoeolica.com) (Info Eólica. [http://www.appa.es/espana/Documentos/Grafica\\_eolica.gif](http://www.appa.es/espana/Documentos/Grafica_eolica.gif) (Eólica).
- Grc Bulletin, sep-oct 2003. Mexican Geothermal Development. An Unfinished Journey. (GRC).
- International Atomic Energy Agency. France. (IAEA, France) Mexico. (IAEA, Mexico)
- Ministère De L'économie, Des Finances Et De L'industrie. France's energy policy for the last 30 years (Energy Policy)
- Reforma 21 de julio de 2005 (*Reforma* 21-VII-05) 27 de julio de 2005 (*Reforma* 27-VII-05) 3 de agosto de 2005 (*Reforma* 3-VIII-05) 31 de agosto de 2005 (*Reforma* 31-VIII-05) 17 de septiembre de 2005 (*Reforma* 17-IX-05) 26 de septiembre de 2005 (*Reforma* 26-IX-05) 21 de noviembre de 2005 8 de diciembre de 2005 (*Reforma* 8-XII-05)
- Secretaría De Energía. Programa Sectorial de Energía 2001-2006. México. 2001. (PSE 01-06)
- Secretaría De Energía. Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011. México. 2002. (PSE 02-11)
- Quadri De La Torre, Gabriel. Petróleo: la magia de los precios. *El Economista*. 11 de noviembre de 2005. (Quadri).
- Reséndiz-núñez, Daniel. (coord.). *El sector eléctrico de México*. México. Fondo de Cultura Económica. 1994.

**Cuadernos de Trabajo 1: Energía para México** se terminó de imprimir en el mes de **junio de 2007**, en los talleres de **Editores e Impresores FOC, S.A. de C.V.**, Calle Los Reyes No. 26, Col. Jardines de Churubusco, 09410, México DF. Tel. 56 33 28 72 Fax: 56 33 53 32.

Email: [luzfoc@prodigy.net.mx](mailto:luzfoc@prodigy.net.mx). La edición consta de mil ejemplares.

Formación a cargo de Omar Salum.

Cuidado de la edición a cargo de Carlos Castillo López.



Cuadernos de trabajo **1**

# Energía para México



ISBN 968-7924-01-2



9 789687 924014 >