

14

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**



**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
CAMPUS ARAGÓN**

**ECONOMÍA**

**"EL AUMENTO EN LA INVERSIÓN PRODUCTIVA DE  
GAS NATURAL EN MÉXICO COMO UNA ALTERNATIVA  
PARA AJUSTARSE AL CAMBIO ESTRUCTURAL DEL  
MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO Y SUS  
EFECTOS 1985-2000"**

290221

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
LICENCIADO EN ECONOMÍA**

**P R E S E N T A**

**LETICIA LUJANO CASTILLO**

**ASESOR DE TESIS: LIC. JAVIER HUERTA RAMÍREZ**

**MÉXICO, ENERO DEL 2001**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## AGRADECIMIENTOS

A Yafté por su infinita paciencia y cariño

A mis padres por su gran ejemplo y apoyo

A mis hermanos por su solidaridad

A mis amigos por su fraternidad

A mis profesores por la experiencia  
compartida

A Efraín por su invaluable apoyo

A las mujeres que tienen sueños y trabajan  
para hacerlos realidad...

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA</b>	
1.1 Características de la teoría clásica liberal.....	1
1.1.1 La competencia.....	1
1.1.2 El monopolio.....	2
1.2 Participación del Estado en la economía.....	5
1.3 La inversión en la teoría neoliberal.....	6
<b>CAPÍTULO 2: FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MERCADO PETROLERO</b>	
2.1 Determinación de la oferta de petróleo.....	24
2.1.1 Descubrimiento de nuevas zonas de producción.....	24
2.1.2 Factores de cambio tecnológico.....	28
2.1.2.1 Estimación de las reservas.....	29
2.1.2.2 Aplicaciones de tecnología avanzada.....	33
2.1.3 Inversión privada.....	38
2.1.3.1 Inversión extranjera.....	38
2.1.3.2 Inversión nacional.....	54
2.2 Determinación de la demanda de petróleo.....	57
2.2.1 Incertidumbre y percepciones del mercado.....	62
2.2.2 Crecimiento económico.....	63
2.2.3 Cambios estacionales.....	66



2.2.4 Políticas de conservación, sustitución y eficacia de los energéticos.....	69
<b>CAPÍTULO 3: EL MERCADO INTERNACIONAL Y NACIONAL DE GAS NATURAL.</b>	
3.1 El gas natural.....	74
3.1.1 Características y especificaciones del gas natural.....	75
3.1.2 Proceso productivo del gas natural.....	76
3.2 La oferta de gas natural a nivel internacional.....	78
3.2.1 Reservas.....	80
3.2.2 Producción.....	81
3.3 La demanda de gas natural a nivel internacional.....	84
3.3.1 Consumo.....	84
3.4 La oferta nacional de gas natural.....	87
3.4.1 Reservas.....	88
3.4.2 Producción.....	89
Organismos subsidiarios de Pemex.....	89
Producción por región.....	91
3.4.3 Distribución y transporte.....	93
3.4.4 Importaciones.....	96
3.5 La demanda nacional de gas natural.....	97
3.5.1 Demanda por sector.....	98
3.5.2 Demanda por región.....	103
3.5.3 Exportaciones.....	104



3.6.1 Mecanismos para la formación del precio.....	106
<b>CAPÍTULO 4: EL AUMENTO DE LA INVERSIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL COMO UNA ALTERNATIVA PARA QUE MÉXICO SE AJUSTE AL CAMBIO ESTRUCTURAL DEL MERCADO PETROLERO.</b>	
4.1 Estrategias para promover el mercado nacional de gas natural.....	112
4.1.1 Marco regulatorio.....	112
4.1.2 Estrategia general para el mercado de gas natural.....	113
4.1.3 Oportunidades de inversión.....	115
Producción.....	115
Distribución.....	117
Transporte.....	118
Almacenamiento.....	125
4.1.4 El gas en el desarrollo industrial mexicano.....	126
En la industria eléctrica.....	126
En la industria petrolera.....	130
En la industria.....	131
El gas natural y el gas LP.....	136
4.2 La inversión productiva en gas natural.....	141
4.2.1 Reservas.....	142
4.2.2 El mercado.....	152
4.2.3 Inversión.....	159
4.3 Crecimiento económico sostenido y sustentable.....	167
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	170
ANEXO.....	175



ÍNDICE



---

SIGLAS.....	179
BIBLIOGRAFÍA.....	180

## INTRODUCCIÓN

El mercado internacional de los energéticos está sufriendo grandes cambios a nivel estructural que requieren ser analizados. La inestabilidad en los precios del petróleo se ha convertido en un grave problema para los gobiernos, ya que la estabilidad de éstos, es una de las variables económicas más importantes, puesto que asegura un volumen regular y abundante de ingresos para los países productores y determina los egresos de los países no productores; lo que a su vez justifica varios proyectos de inversión, tanto nacional, como internacionalmente en el área energética. La mayoría de los países exportadores del hidrocarburo dependen de los ingresos petroleros para apoyar y financiar el gasto público: México es uno de esos países. Por lo tanto, es importante estudiar estas condiciones cambiantes del mercado mundial para tomar las políticas económicas adecuadas y ajustarse al rumbo que marcan los grandes cambios a este nivel.

En este sentido, las crisis petroleras han ocurrido en un momento en que la situación económica y financiera de México no ha sido muy estable y las exportaciones de crudo constituían la principal fuente de divisas, situación que todavía hoy ocurre. El cambio en las condiciones del mercado internacional, así como la actividad del subsector de hidrocarburos, se han convertido en los factores más sensibles que pueden afectar directamente la actividad económica del país. México es un país muy vulnerable a los cambios en el mercado petrolero internacional en general, y a cualquier disminución en los precios de los hidrocarburos y a las ventas de petróleo en particular. Así, los cambios en las condiciones del mercado en 1985-1986, tuvieron un elevado costo, ya que provocó una reducción en el volumen de las exportaciones de crudo y, por ende, en las divisas por este concepto, minando gravemente la actividad económica del país. Sus programas de desarrollo y crecimiento económico se basaban en los pronósticos de elevados precios del crudo, pero tales predicciones fallaron y la actividad económica del país se vio gravemente afectada.

Por ejemplo, en 1982 las exportaciones petroleras constituyeron hasta 80% de las exportaciones totales de mercancías. Esta cifra ha venido disminuyendo sólo ligeramente desde entonces, por lo cual este producto representa todavía en 1998 el 70% del total de las exportaciones<sup>1</sup>. Además, las exportaciones de hidrocarburos y los impuestos que sobre las ventas

---

<sup>1</sup> Cálculo basado en los *Indicadores Económicos*, Banco de México, septiembre de 1999 e *Indicadores Petroleros*, Pemex, septiembre de 1999.



internas paga el monopolio estatal Pemex y otras compañías de energéticos, representan la fuente más importante de ingresos para el gobierno. En 1982, esta última cifra ascendía a 36% y en junio de 1999 el 32.8% del ingreso total percibido por concepto de impuestos por el gobierno federal<sup>2</sup>. Por otra parte, el subsector era responsable de más de un tercio del total de la inversión pública en el mismo año. Por las mencionadas razones el presente trabajo tiene como propósito estudiar los factores estructurales que influyen en la determinación de oferta del hidrocarburo y analizar las proyecciones de la demanda en el mercado internacional, para analizar su tendencia y buscar alternativas energéticas adecuadas que permitan en el largo plazo disminuir la dependencia económica que vive México con respecto a la explotación intensiva del petróleo.

En este sentido, la producción de gas natural como una fuente alternativa de energía nos ofrece una opción presente y futura; ya que a consecuencia de la modernización de los procesos productivos y del incremento en la competitividad de las empresas, el proceso de industrialización se encuentra en un momento en el que para mantener su desarrollo requiere de una explotación cada vez más intensiva de los recursos naturales del planeta. Por ello, este hidrocarburo ocupa un lugar estratégico debido a su mayor eficacia, menor precio respecto a otros combustibles y combustión más limpia.

El gas natural comparado con el carbón y el petróleo (comúnmente utilizados por el sector de energía y la industria), resulta más benéfico y apropiado para responder a la gran preocupación mundial de reducir el nivel de óxidos de nitrógeno, generados en la utilización de combustibles fósiles.

A nivel mundial, el consumo de gas natural se ha convertido en la tercera fuente de energía primaria. En el período de 1986 a 1997, el consumo mundial de energía primaria creció a un ritmo de 1.6% anual. El petróleo fue la fuente de mayor demanda, pero su participación disminuyó de 40.6%, en 1986, a 39.9%, en 1997<sup>3</sup>.

Asimismo, la participación del carbón en este año, disminuyó tres puntos porcentuales respecto a 1986. El consumo de energía nuclear en el ámbito mundial registró la tasa más alta de crecimiento promedio anual con 3.8%, después el gas natural y la energía hidroeléctrica con 2.5% y 2.3%, respectivamente; enseguida el petróleo con 1.5% y en último lugar el carbón,

<sup>2</sup> Pemex, *Indicadores Petroleros*, septiembre de 1999, Vol. XI, núm. 9, p. 25.

<sup>3</sup> British Petroleum, *Statistical Review of World Energy*, 1998.



con 0.7%.<sup>4</sup> El rezago del consumo del petróleo y del carbón durante el periodo referido fue absorbido en gran parte por el gas natural y la energía nuclear.

En 1997, el crecimiento del consumo de energía primaria fue de 8.3% respecto de 1991, debido principalmente al incremento en el consumo de energía hidroeléctrica y nuclear, las cuales registraron en este lapso un crecimiento de 16.0% y 14.0%, respectivamente. El aumento del consumo del gas natural fue de 9.8%.<sup>5</sup>

El crecimiento en la demanda de gas natural, además de implicaciones de índole tecnológica, trae consigo un cambio en la estructura de su mercado. La alta penetración de gas natural para generar electricidad se debe al perfeccionamiento en la tecnología de turbinas de gas, las cuales tienen menores costos de capital, son confiables y rápidas de construir. Se trata de una atractiva opción para el mercado de electricidad que, además de abrirse a una oferta competitiva, se constituye en una fuerza real para continuar impulsando el cambio estructural en los mercados de electricidad y gas natural.

Otra tecnología emergente que influirá significativamente en la demanda futura es la de inyección electrónica de gas en el transporte vehicular.

Entre 1991 y 1997, el principal productor ha sido la ex-URSS. Asimismo, en este último año, el segundo productor más importante fue Estados Unidos (EUA), y entre los principales productores también se encuentra Canadá. Cabe hacer notar que parte de este comportamiento se explica por la propia dinámica económica de estos países y por la magnitud de las inversiones destinadas a las actividades de exploración y producción. México se ubica en el duodécimo lugar en la producción mundial, con una producción de 90.7 millones de metros cúbicos diarios (mmm<sup>3</sup>d).

En ese mismo sentido, México cuenta con un gran potencial en la producción de gas natural, según algunas investigaciones hechas por Pemex, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, y conforme a estos últimos, de no incrementarse la inversión en exploración, extracción y distribución de este energético, la demanda podría llegar a exceder a la oferta hasta en 2500 millones de pies cúbicos en el año 2004, lo cual impactaría en el balance regional de gas, el precio del producto y la balanza comercial.

<sup>4</sup> Idem.

<sup>5</sup> Ibidem.



Es por esta razón que resulta tan necesario explorar la posibilidad de que un aumento en la inversión productiva en este energético permita a la economía nacional adecuarse no sólo a los cambios estructurales que vive el mercado internacional de energéticos, sino además, diversificar sus fuentes de ingresos.

La base de este trabajo de investigación es documental con apoyo en fuentes periodísticas y oficiales, estadísticas nacionales e internacionales, así como de Internet.

Así, el objetivo del primer capítulo será describir las características de la teoría económica liberal clásica y la teoría neoliberal, sobre todo en lo que se refiere al comportamiento del mercado y la inversión por ser la tendencia imperante en la economía internacional y nacional.

En el segundo capítulo se estudia la importancia de los principales factores que conforman oferta y la tendencia de la demanda del petróleo, así como su comportamiento e influencia en el cambio estructural que está teniendo el mercado petrolero internacional en el período de referencia bajo la visión de la teoría económica liberal y neoliberal; puesto que el liberalismo económico postula la libertad absoluta del mercado para la determinación de los precios, recomienda la competencia para estimular y ampliar el mercado, propone la libertad empresarial para producir y la no participación del Estado en la actividad económica, la reducción del gasto público, la eliminación del déficit presupuestal, de los subsidios, del control de precios y fomentar la inversión extranjera y la libertad del comercio exterior, para ello, el período de referencia será de 1985 al 2000.

En el tercer capítulo se analiza el comportamiento de la oferta y la demanda de gas natural a nivel mundial y nacional; así como los factores más importantes que las determinan.

El objetivo del cuarto capítulo es demostrar la importancia de la inversión productiva en gas natural para hacer frente a la demanda esperada debido entre otros elementos, a los cambios estructurales del mercado internacional de los energéticos.

La realización de esta investigación fue posible gracias a las facilidades recibidas por el Instituto Mexicano del Petróleo, a través del Programa de Becarios y Estancias Profesionales para la Elaboración de Tesis, mediante la Dirección Ejecutiva de Proceso y Medio Ambiente, realizando actividades específicas en el Equipo de Trabajo de Estudios Prospectivos y de Gran Visión, en la Gerencia de Servicios Tecnológicos, a



## INTRODUCCIÓN



---

cargo del Ing. Pedro Rivera Martínez; y bajo la dirección interna del trabajo por parte del Lic. Jonathan Cerda Molina.



# **CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA**

## **1.1 Características de la teoría clásica liberal**

Adam Smith representante de la corriente del pensamiento económico liberal (*dejad hacer, dejad pasar*), es el antecedente histórico de lo que hoy se conoce como neoliberalismo. Smith buscaba la no intervención del Estado en la economía, pues a su juicio, si los agentes individuales de la economía actuaban en un ambiente de plena libertad, serían capaces de generar riquezas para ellos mismos y la nación en su conjunto.

### **1.1.1 La competencia**

Para los liberales clásicos, la competencia era un aspecto muy serio. En su esquema no hay más lazo de unión entre los esfuerzos individuales de muchos agentes económicos que actúan egoístamente y en bien de la sociedad; el cual fomentan al mismo tiempo que la competencia. La competencia liga a los individuos, aún a pesar suyo, y les condiciona para que de todas las opciones posibles escojan de hecho, como por imposición del conjunto de agentes sobre cada uno en particular, las que son mejores para el conjunto. Así, el conflicto entre el individualismo-egoísmo y el bien común, se resuelve por la acción de la competencia sobre las decisiones individuales. Si se eliminara la competencia del sistema económico, desaparecería el vínculo entre el interés individual y el bien común. Sin competencia resultaría una sociedad donde domina la ley del más fuerte, donde los intereses particulares de los que han encadenado las fuerzas de la competencia (los monopolios) dominan sobre los intereses generales. En esta sociedad no habría igualdad de oportunidades, ni libertad económica, ni eficiencia social. Es una sociedad que los liberales clásicos rechazarían como una reproducción de las peores instituciones del pasado que ellos trataron de eliminar.



### 1.1.2 El monopolio

La existencia de la competencia, supone una organización económica en que ninguno de los empresarios o agentes participantes posee una desmesurada cuota de poder sobre el mercado. Todos tienen que ser pequeños empresarios (para usar terminología moderna) o, por lo menos, empresarios con aproximadamente las mismas oportunidades: el mismo acceso a las materias primas y la tecnología productiva, el mismo acceso a los mercados de productos, la misma información sobre las preferencias y demandas de los consumidores, etc. Un mundo de igualdad de oportunidades para los agentes económicos, basado en igualdad de información e igualdad de condiciones, donde sólo diferencia el mayor trabajo, la mayor comprensión de las leyes del mercado, o la suerte.

Adam Smith decía al respecto:

“El monopolio, además, es un gran enemigo de la buena gestión, que no se puede establecer universalmente si no es como consecuencia de una competencia libre y general que obliga a cada cual a recurrir a ella para su propia defensa”.<sup>1</sup>

Y John Stuart Mill afirma:

“Yo pienso que, incluso en el estado actual de la sociedad y de la industria, toda restricción de la competencia es un mal y toda extensión de ella, aun cuando por algún tiempo perjudique a alguna clase de trabajadores, es siempre un bien definitivo”.<sup>2</sup>

David Ricardo, por su parte, atacó severamente los monopolios en el comercio internacional, como ineficientes y perjudiciales a la larga contra el país que los establece.<sup>3</sup>

En los clásicos, la competencia, para resultar una energía ordenadora de los intercambios económicos, tenía que inscribirse en un ordenamiento económico, e inscribirse en un ordenamiento jurídico que limitara los derechos de cada uno de los iguales derechos de los demás, y practicarse desde una actitud ética, que tuviera en cuenta las consecuencias sobre los demás miembros de la sociedad, de las propias acciones en busca del bien particular. De esta manera, la competencia no chocaba con la democracia, ni con la igualdad ante la ley de todos los ciudadanos, ni contra la libertad

<sup>1</sup> Smith Adam, *La Riqueza de las Naciones*, FCE, 1985, p.157

<sup>2</sup> Denis, Henri, *Historia del Pensamiento Económico*, España, Ed. Ariel, 1970, p. 387.

<sup>3</sup> Idem., p. 259.



de todos en el mercado. Los principios y comportamiento exaltados en “La Riqueza de las Naciones” están marcados en los principios morales de la “Teoría de los Sentimientos Morales”, la otra gran obra de Adam Smith.

Así concebida, la competencia no es solamente una garantía de eficiencia en la asignación de los recursos escasos, sino también una defensa de la libertad económica individual y de la igualdad de oportunidades en el mercado. Es, sin duda una competencia utópica; pero no se negará que es compatible con los ideales revolucionarios de libertad, igualdad y fraternidad.

La concepción ética que subyace a la noción clásica de la competencia se delata en la preocupación de los economistas clásicos por “la condición de las gente” o el problema social, que la revolución social estaba generando ante sus ojos.

Así, Adam Smith opinaba:

“Los sirvientes, obreros y trabajadores de diversas clases componen con mucho la mayoría de la sociedad política desarrollada. Pero lo que mejorar las condiciones de la mayoría nunca puede considerarse como un inconveniente para el conjunto. Ninguna sociedad puede ser floreciente y feliz, si la mayoría de sus miembros son pobres y miserables”.<sup>4</sup>

Los clásicos de primera hora aparecen en la historia como unos reformadores, humanistas y éticos. Aunque algo ingenuos, que fueron opacados pronto por los neoliberalistas de nuestro siglo.

Después de la Revolución Industrial, a finales del siglo XIX, lo que se va a seguir llamando “competencia”, es otra fuerza social, un fenómeno de naturaleza distinta, es básicamente un conjunto de reglas de juego (o de comportamiento) de las grandes empresas para repartirse unos mercados en expansión sin amenazarse y destruirse mutuamente. El talante ético de esta nueva clase de competencia brilla por su ausencia.

La concentración de empresas en conglomerados mayores es algo connatural a los mercados capitalistas. La “explotación de capitalistas por capitalistas”, como diría Marx, lleva necesariamente a destruir las condiciones de competencia “idílica” y ética en que se basaban las concepciones liberales clásicas. La necesidad de crecer, la aparición desigual de “economías de escala” y externalidades en los procesos productivos, las ambiciones personales y otros factores rompen de pronto las filas de las empresas que compiten en pie de igualdad. Alguna crece más

<sup>4</sup> Adam Smith, op. cit., p. 160.



rápidamente que las otras y se apodera de porciones mayores del mercado. Las demás desaparecen, engullidas por la primera, o han de asociarse a su vez en una empresa de mayor poder para hacerle frente. La innovación tecnológica también va ofreciendo ventajas a algunas empresas que se constituyen en las dominantes de sus mercados.

De esta manera se van estableciendo los monopolios regios o estatales, y monopolios privados, con una fuerza que llega a enfrentarse o a dominar el poder de los monarcas y gobernantes. Normalmente el mercado se lo reparte un número reducido de empresas, que compiten entre sí dentro de un acuerdo tácito o explícito, cuando la ley no lo prohíbe, para no perjudicarse en cosas esenciales.

Andrew Carnegie quien compartía las ideas de Spencer, las cuales fueron tomadas por los neoliberales, decía que:

“... en los excedentes de riqueza de los pocos se convertirán, en el mejor sentido de la palabra, propiedad de muchos, porque se administrarán para el bien común; y esta riqueza pasando por las manos de unos pocos, sería una fuerza para la elevación de nuestra raza más potente que si se contribuyera en pequeñas sumas entre las gentes del pueblo. Aún los más pobres tienen que ver este argumento y estar de acuerdo en que las grandes sumas acumuladas por unos pocos de sus conciudadanos y gastadas en objetivos sociales, de los que las masas sacan también beneficios, les son más valiosas que si estuvieran dispersas a través de los años en cantidades pequeñas.”<sup>5</sup>

El argumento es que: la concentración es mejor que la redistribución, aquí se nota como el liberalismo económico está totalmente de acuerdo con la ley del más fuerte, que impulsa la evolución de las especies animales, según Darwin.<sup>6</sup>

<sup>5</sup> <http://www.teorianeoliberal.com/>

<sup>6</sup> Idem.



## 1.2. La participación del Estado en la economía

El Estado fue aumentando su peso en las economías capitalistas a partir de la Segunda Guerra Mundial, por medio del establecimiento del Estado del bienestar, las políticas keynesianas del manejo de la demanda agregada, y las medidas redistributivas hechas posibles por la misma expansión de la economía capitalista en los años cincuenta y sesenta. Así se fue creando una economía mixta en la que el Estado, o sector público de la economía, aparecía, por lo menos en principio, como un poder compensador de los oligopolios, que se estaban reconstituyendo y aumentando. Las políticas de corte social, la de pleno empleo, la cogestión de los sindicatos, la legislación laboral, etc. incidieron en la elevación general del nivel de vida de los trabajadores (necesaria en un sistema económico que produce masivamente bienes de consumo). Estas mejoras ocultaron por algún tiempo, el proceso de concentración de empresas que estaba dando por medio de la expansión mundial de los oligopolios norteamericanos y más tarde de los europeos.

Para la corriente neoliberal, el Estado ya no puede regular el sistema controlando la inflación y el ciclo económico, decrece la utilidad del Estado para los negocios. Más aún al aumentar los déficit fiscales y la necesidad de financiarlos ortodoxamente (es decir, captando ahorros del público), el Estado se presenta como competidor del sector privado en el mercado de capitales. Con esta competencia se encarece el dinero, aumentan los tipos de interés y se reduce la inversión. De ahí sale el slogan: "el Estado no es la solución, el Estado es el problema."

Para justificar el retiro del Estado se monta una maniobra intelectual y política que abarca muchos frentes, dos de los cuales son:

- ⇒ En primer lugar se muestra a nivel teórico la imposibilidad de hacer una gestión macroeconómica acertada por parte del Estado. Esta es la tesis central de la teoría de las **expectativas racionales**. Según ésta, el público, los agentes económicos individuales, disponen de la información suficiente como para participar en las acciones del gobierno y anularlas en su comportamiento, si sienten que les puede perjudicar. La posibilidad de aplicar políticas basadas en la experiencia pasada e incorporada en los modelos econométricos que sirven



para diseñar esas políticas, se queda reducida a los casos en los que se sorprenda a los agentes. La conclusión práctica de esta escuela es que el Estado debe ser mucho menos “militante” en el manejo de la economía.

- ✦ Por otro lado, se ponen de manifiesto los costos, presentes y futuros del Estado del bienestar, exagerados a consecuencia de la crisis que genera un número inaudito de desempleados, y de la evolución demográfica que va haciendo envejecer a la población. Los costos de la seguridad social y de la medicina social han aumentado en realidad a un ritmo mayor que en otras décadas, planteando un problema real -y no sólo ideológico- de financiamiento en el futuro. Los elevados déficit de muchos Estados se nutren de los gastos por este concepto. De ahí toman armas quienes pretenden reducir el papel del Estado para proponer la alternativa de la privatización. Pero proponen privatizar, naturalmente sólo aquellas operaciones del sistema, que pueden ser rentables a empresas privadas.

### 1.3 La inversión en la teoría neoliberal.

Los principales postulados del neoliberalismo económico son: la propiedad privada sobre los medios de producción y, la maximización de los beneficios entre los productores y consumidores.

El liberalismo señala que el Estado no puede ostentar la propiedad de los medios de producción, ya que los particulares, al guiarse por sus propios intereses y al compartir entre ellos, conducirán a la economía hacia los intereses de la colectividad, es decir, hacia el bienestar.

La maximización del beneficio empresarial, señala la corriente, surgirá cuando puedan relacionarse la propiedad privada de los medios de producción con la libertad de la iniciativa privada. Al coexistir en combinación estos elementos, la inversión se dirigirá hacia las áreas más promisorias para alcanzar un máximo de rentabilidad, por lo que la economía “se dedicaría a producir los bienes efectivamente demandados por la sociedad y por esto, los consumidores también tendrían la libertad de maximizar su satisfacción de consumo en función de sus ingresos, [de tal



forma] que la competencia sería la contrapartida entre los intereses de los productores y los consumidores.”<sup>7</sup>

Esta ideología ha venido ganando terreno en las políticas económicas de los países desarrollados, e implantándose en los países en desarrollo a través de los grandes organismos internacionales, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM); quienes les conceden cuantiosos préstamos a cambio de la aplicación de medidas liberales que benefician a los grandes monopolios internacionales. Estas medidas consisten en ajustar las principales variables macroeconómicas, que permitan corregir los desequilibrios externos, principalmente en la balanza de pagos, con el fin de asegurar el pago oportuno de los compromisos externos contraídos. Con dichas políticas económicas se asegura la posibilidad de una mayor y mejor penetración del capital y mercancías extranjeras en los países en vías de desarrollo, lo cual tiende a facilitar una mayor integración de los mercados. Estas políticas económicas neoliberales impuestas por los organismos internacionales a los países en vías de desarrollo, se aplican en el ámbito fiscal, monetario y crediticio, cambiario, salarial y de comercio exterior (véase Cuadro 1.1).

---

<sup>7</sup> Idem.

CUADRO 1.1

POLÍTICAS NEOLIBERALES DE ESTABILIZACIÓN			
POLÍTICAS	ACCIÓN	META	OBJETIVO
☞ Fiscal	☞ Incremento de impuestos. ☞ Recorte al gasto público (privatización de empresas paraestatales, eliminación de subsidios).	☞ Mantener un déficit fiscal de menos del 3% del PIB.	
☞ Monetaria y Crediticia	☞ Fijación de topes cuantitativos a la expansión del crédito, sobre todo al sector público (gobierno central y empresas públicas). ☞ Restricción monetaria	☞ Mantener tasas de interés positivas.  ☞ Reducir la inflación a un dígito.	☞ Asignación de recursos a proyectos de alta rentabilidad. ☞ Aumentar el ahorro interno. ☞ Evitar la fuga de capitales. ☞ Favorecer la repatriación del capital fugado.
☞ Cambiaria	☞ Devaluación de la moneda en montos equivalente o por encima de la Paridad del Poder Adquisitivo (PPA)*	☞ Reducir de la demanda global en el corto plazo. ☞ Reasignación de los recursos productivos hacia el sector externo en el largo plazo. ☞ Incrementar la competitividad de las exportaciones	
☞ Salarial	☞ Establecer "topes" salariales	☞ Reducir la inflación a través de la reducción de la demanda.	
☞ Exterior	☞ Adecuar el marco legal para atraer inversión extranjera.	☞ Incrementar la inversión extranjera	☞ Hacer frente al déficit del ahorro interno.

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de José Luis Calva, *Los Programas Neoliberales de Estabilización y Crecimiento Económico*. EL FINANCIERO, 10 de junio de 1994.

\* Con ella, los tipos de cambio se situarán al nivel en que se igualen el poder de compra de los respectivos países.



En lo que resta del Capítulo se desarrollan tres hipótesis para comprender mejor la relación entre las políticas ortodoxas de estabilización, por una parte, y estanflación, por la otra. La primera se refiere a la limitada flexibilidad de los precios a la baja. La segunda, al origen del fenómeno inflacionario. Considerando la limitada flexibilidad de los precios y los shocks inflacionarios originados en la oferta, se formulará una tercera hipótesis.

En la Gráfica 1.1 se muestra la relación que existe entre la tasa de inflación y el nivel de producto de la economía.  $D_0$  representa la demanda agregada. Puede ella desplazarse hacia arriba o hacia abajo según los cambios que experimente la política fiscal o monetaria.  $S_0$  representa la oferta agregada de bienes y servicios. Ella refleja las condiciones de costos, las cuales varían según el grado en que la economía utilice los recursos de que dispone: su capacidad instalada y su mano de obra.

El problema de la flexibilidad de precios puede ser planteada de la siguiente manera. Si los precios son enteramente flexibles, hacia arriba o hacia abajo, toda caída de la demanda, digamos desde  $D_0$  a  $D_1$ , atribuible a políticas monetarias y fiscales contractivas, tendrá como contraparte una rápida disminución de la tasa inflacionaria, desde  $P_0$  a  $P_1$  y se suscitará igualmente la caída del producto, desde  $X_0$  a  $X_1$ . Por otro lado, si los precios no son del todo flexibles, el desplazamiento de la demanda desde  $D_0$  a  $D_1$ , seguirá un curso distinto. Es decir, cuando la demanda cae, el ajuste se producirá primero mediante una reducción del producto, y sólo después de haberse contraído el nivel de actividad económica -con el consiguiente deterioro del empleo- los precios comenzarán a bajar poco a poco.

Existen en las economías modernas factores institucionales que condicionan el funcionamiento de los mercados laboral y de bienes. Tales factores implican que las remuneraciones y los precios no se ajusten de una manera instantánea a cambios de la demanda en un corto plazo.

Ello obedece a que en un contexto económico sujeto a frecuentes fluctuaciones, los trabajadores y en alguna medida las empresas, desarrollan una cierta preferencia por el empleo estable en el corto plazo, frente a cambio en las condiciones de demanda. Se suscriben contratos laborales a mediano o largo plazo, cuyo objetivo esencial es sustraer los salarios de las fluctuaciones coyunturales. Dado que la mayoría de las empresas determinan sus precios como la suma de sus costos y de un cierto porcentaje de ganancia, y que las remuneraciones representan un importante componente de los costos variables; la trayectoria de los costos dependería



de la evolución de las remuneraciones. Si éstas son relativamente inflexibles a la baja, también los precios lo serán. La tendencia se ve reforzada cuando las empresas constituyen oligopolios, a los cuales les convienen los precios estables con objeto de mantener con otros productores acuerdos explícitos e implícitos que les permitan maximizar las utilidades a largo plazo.

La segunda hipótesis es que los factores predominantes que se encuentran detrás del proceso inflacionario, han cambiado de manera significativa después de las alteraciones observadas en los mercados mundiales durante los años iniciales de la década de los sesenta. Los shocks de causa externa originados en las fluctuaciones de los precios de materia prima y en la acrecentada inflación externa, han significado que las políticas convencionales de estabilización pierdan eficacia técnica.

La tercera hipótesis sostiene, en un contexto de las características ya expuestas, es probable que el empleo de políticas convencionales de restricción de la demanda redunde en ajustes distantes de lo óptimo. La economía reaccionará principalmente contrayendo el producto e incrementando el desempleo, en tanto que la caída de la tasa inflacionaria se manifestará con lentitud, debido precisamente a las rigideces de los precios y de los salarios y a las persistentes presiones de los costos y otros factores desestabilizadores por el lado de la oferta.

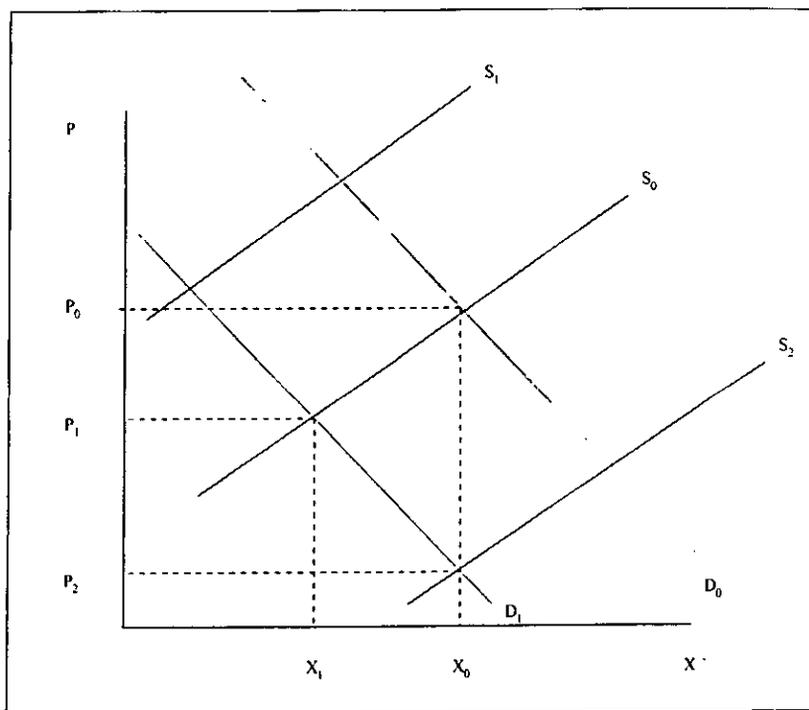
A continuación abordaremos a detalle los procesos específicos de ajuste que se llevan a cabo para hacer retornar la economía a una situación de equilibrio.

El programa monetarista de estabilización se basa en tres líneas principales de acción. La primera apunta a reducir la demanda agregada, mediante la puesta en vigencia de políticas fiscales y monetarias restrictivas.

En un primer momento, el objetivo es disminuir la tasa inflacionaria desde  $P_0$  a  $P_1$ , mediante el desplazamiento de  $D_0$  a  $D_1$  (véase Gráfica 1.1).



GRÁFICA 1.1



FUENTE: Monchón, Francisco. *Economía Teoría y Práctica*, McGraw-Hill, España, 1993, p. 405

Un segundo conjunto de acciones de política se relaciona con ajustes en los precios relativos, es decir, se levantan controles sobre la mayoría de los precios, incluidas las tasas de interés, y se decretan devaluaciones del tipo de cambio, como una manera de restaurar mecanismos eficientes de asignación de recursos y de equilibrar la balanza de pagos, Desplazando así, la oferta agregada de  $S_0$  hasta  $S_1$ , debido a la súbita elevación de los costos derivada de la liberalización de los precios y de la devaluación.

La apertura de los flujos comerciales y financieros externos constituye la tercera línea política. Ella forma parte de la transformación estructural de la economía, dentro del contexto previsto por el programa neoliberal. Tiene el objetivo de establecer un mecanismo adicional para disminuir la inflación. Se espera que, en presencia de aranceles bajos y de



una liberalización de flujos de capital externo, las tasas de variación de los precios internos se equiparen con la inflación internacional. Sucedería así debido, entre otras causas, a la "ley de un sólo precio" que uniformaría precios internos y externos y a la igualación de las tasas de interés imperantes en el mercado interno, por una parte, y en el internacional, por la otra. Como consecuencia de esta línea política  $S_1$  se desplazaría en forma gradual hacia  $S_2$  lo que establecería un equilibrio constante con la tasa de inflación mundial.

### **Control monetario**

La disminución de la tasa de crecimiento de la oferta monetaria es, quizá el principal instrumento de política en el monetarismo convencional. Las autoridades monetarias han conseguido reducir de manera gradual el ritmo de expansión de la oferta de dinero.

Supóngase que el programa de estabilización lleva a cabo la aplicación simultánea de las siguientes medidas: reducción de los gastos gubernamentales y de la tasa de crecimiento de crédito; devaluación del tipo de cambio, con el objeto de lograr el equilibrio de las cuentas externas; y liberalización de los precios, con vistas a permitir una eficiente asignación de recursos. Estas políticas se traducirán probablemente en una caída moderada de la demanda agregada nominal debido a las dificultades para implementar una política monetaria activa, pero con una fuerte reducción de la demanda agregada real, como subproducto de la sobreexpansión de precios que sigue a la liberalización de los mercados. En un contexto de este tipo la economía entrará en una fase recesiva: el Producto Interno Bruto (PIB) disminuye, el desempleo aumenta, los precios siguen incrementándose, mientras que la oferta monetaria lo hace a un ritmo más lento. Una vez que se disparan los precios, con todas sus consecuencias, la autoridad monetaria se ve obligada a reducir aún más la oferta monetaria y esto sólo puede lograrlo a costa de hacer caer el PIB y de generar una tasa de desempleo superior.

Si una de las fuentes de inercia inflacionaria reside en la inflación reprimida, otras fuentes, de carácter más general, son de déficit fiscal y el de las empresas paraestatales; ya que en la medida en que se desee que el desempleo no sobrepase un cierto monto máximo, será necesario que el déficit público se reduzca en forma gradual.



Otra fuente de inercia se encuentra en el reajuste de los precios claves (como materias primas imprescindibles, o sea que no poseen bienes sustitutos), se erige en un factor adicional que obliga a introducir una cierta acomodación monetaria compatible con los precios ajustados.

Por otra parte, si los precios de los bienes exportables claves (como el petróleo) fluctúan en forma considerable y frecuente, las reservas pueden experimentar variaciones imprevistas, dando origen a efectos monetarios no deseados. Por ejemplo, el incremento en el precio del petróleo en nuestro país ha provocado una expansión de la oferta monetaria.

Concluyendo, puede señalarse que el enfoque estabilizador centrado en la contracción monetaria, se transforma casi necesariamente en una política de reducción gradual de la tasa de crecimiento de la cantidad de dinero en la economía, al confrontarse con la realidad de la inercia inflacionaria, los shocks externos y la acumulación de reserva. El mencionado gradualismo puede ser una consecuencia casi inevitable de limitaciones institucionales y estructurales que tienen mucho que ver con la forma en que la economía funciona en la práctica.

### **Ajuste fiscal**

El déficit del sector público ha representado durante mucho tiempo una fuente de expansión monetaria; ya que durante los intentos estabilizadores, basados en la reducción de la cantidad de dinero, los responsables de políticas han otorgado alta prioridad al equilibrio de las cuentas fiscales.

Existen diferentes fórmulas alternativas para el logro de dicha meta. Éstas pueden ser esencialmente de dos tipos:

- las que apuntan a conseguir un incremento de la tributación, o
- las que procuran reducir los gastos gubernamentales:
  - reducción de gastos corrientes
  - depresión de la inversión pública

Las consecuencias distributivas del ajuste fiscal difieren sustancialmente según los instrumentos que se utilicen. La alternativa de ajuste fiscal por medio de un aumento en la tributación no parece ser equitativa en el modelo neoliberal; puesto que muy frecuentemente estas



medidas tienden a disminuir los gravámenes directos al capital, (por ejemplo, el impuesto al patrimonio neto, el impuesto sobre las ganancias de capital y el impuesto sobre los intereses), aumentando los gravámenes indirectos, tales como el impuesto al valor agregado. Cuando los ajustes involucran una severa reducción de los gastos públicos, es inevitable que resulten afectadas las actividades que poseen un efecto progresivo sobre la distribución del ingreso. Esto es lo que ocurre con los gastos de salud, educación, obras públicas, vivienda<sup>8</sup> y seguridad social. La distribución del ingreso, en este caso, es desfavorable.

### **Liberación de los precios**

Ahora, se examinarán las políticas diseñadas para modificar los precios relativos y establecer los mecanismos del mercado.

Supongamos que la economía está inicialmente en un estado de desequilibrio, caracterizado por una inflación reprimida y un sistema generalizado de controles de precios impide que el mercado entregue señales necesarias para que se restablezca el equilibrio, el resultado es que los bienes escasean y se desarrolla un mercado negro.

Cuando los precios quedan libres, permaneciendo fijos los salarios nominales, se deterioran las remuneraciones reales. Si los precios suben a niveles demasiado altos, mientras los salarios permanecen congelados o aumentan a ritmo muy inferior, se suscitará una tendencia al exceso de la oferta de bienes, la que podría repercutir negativamente sobre los niveles de producción, y consecuentemente en la distribución del ingreso.

Es decir, cuando después de una inflación reprimida, los precios son liberados, el mercado no proporciona ninguna tendencia segura; ya que la tasa de aumento de los precios prevista para los diversos agentes económicos difiere notablemente de un caso a otro.

Bajo estas condiciones de extrema incertidumbre y expectativas de fuertes alzas de precios, las empresas tratarán de cubrirse de los riesgos de fuertes pérdidas. Una forma de hacerlo consistirá en fijar inicialmente los

---

<sup>8</sup> Es importante señalar que la reducción de las inversiones en obras públicas y vivienda, por ejemplo, que son actividades altamente intensivas en mano de obra, contribuye a un brusco incremento en la tasa de desempleo.



precios a un nivel superior a la tasa prevista de inflación. Por lo tanto, habrá tendencia a que se suscite un alza excesiva y generalizada de los precios.<sup>9</sup>

Por otra parte, después del alza inicial en los precios de los bienes, otros precios, como la tasa de interés, el tipo de cambio y las tarifas de los servicios públicos tienden a reajustarse proporcionalmente. Esta indexación de los precios de insumos claves afecta los costos de materia prima importada, de los insumos nacionales y del capital de trabajo. Si las empresas determinan sus precios en función de un porcentaje por encima de sus ya ajustados costos variables, habrá una segunda etapa de alzas. De esta forma, el desequilibrio inicial se prolonga por vía del reajuste de los precios de los factores, los que influyen en los costos de producción de las empresas.

Con el aumento desmesurado de los precios, se congelan los salarios nominales y se reduce la expansión del dinero, suscitándose una baja apreciable de la demanda efectiva.

Estamos en presencia de un proceso de ajuste que está significativamente influido por la contracción del ingreso. Los productores y consumidores se encuentran en un nivel de demanda efectiva por debajo del nivel potencial. Los recursos se encuentran subutilizados. Aparece un exceso de oferta de bienes, el cual se transmite al mercado de trabajo disminuyendo la demanda de mano de obra, generándose un exceso de oferta de trabajo, lo que reduce aun más la demanda efectiva. Baja el ingreso y sube el desempleo.

El descenso de la demanda debería inducir a la larga, una disminución en la tasa de aumento de los precios, pero este proceso tiende a ser lento debido a que las empresas están encarando constantemente condiciones iniciales cambiantes. En consecuencia, ya no se comportarían más como unidades involucradas en una competencia perfecta, sino más bien como si fueran oligopolios.

Es decir, con mala información y en ausencia de arbitraje en el mercado, las utilidades de las empresas dependerán de las reacciones de las demás firmas y de los consumidores frente a las decisiones que ellas adopten en materia de producción y precios. Es por ello que establecerán reglas muy simples para asegurarse la mantención de sus porcentajes de ganancias, con lo que todos los incrementos en sus costos variables serán traspasados a precios de una manera predecible. Por otra parte, si cambia la

<sup>9</sup> Véase J. Ramos, *Inflación persistente, inflación reprimida e hiperinflación*, en Cuadernos de Economía, núm. 43.



demanda ajustarán los precios lentamente. Si ésta se reduce, no disminuirán los precios, por temor de no lograr una mayor ganancia en el mercado.

La existencia de estructuras oligopólicas podría afectar de manera más permanente la rapidez del ajuste de los precios.

Resumiendo, cuando una política de estabilización induce a radicales cambios en los precios relativos, y estos cambios provocan desequilibrios y una fuerte caída de la demanda, entonces resulta muy probable que la economía se ajuste principalmente reduciendo primero los niveles de producción y empleo. Sólo después -y de manera muy gradual- disminuirá la tasa de incremento de los precios. Las caídas del producto y el alto desempleo que derivan de este tipo de ajuste repercuten negativamente sobre las distribución del ingreso.

### **Liberalización de los mercados financieros**

El levantamiento de las regulaciones que afectan el funcionamiento de los mercados financieros constituye otro aspecto de las políticas orientadas a modificar los precios relativos. La mayor presencia del sector privado en el proceso de inversión forma parte del proyecto neoliberal de largo plazo.

Por ello, se examinará el desarrollo de los mercados financieros privados y los efectos que pueden provocar cuando se presenta de forma simultánea con una política monetaria restrictiva. Se parte del supuesto de que mientras está en proceso la contracción de la oferta de dinero y surge un período de recesión, se crean los intermediarios financieros privados y se permite que la tasa de interés, hasta entonces controlada, flote libremente, de acuerdo con la oferta y la demanda.

En un primer momento, cuando las sociedades financieras privadas fueron autorizadas para operar bajo un sistema de tasas de interés libre, al mismo tiempo, la autoridad monetaria controlaba la que cobraban los bancos, instituciones que se encontraban mayoritariamente bajo gestión estatal. Típicamente, las tasas de las sociedades financieras eran 50% superiores a las percibidas por los bancos. Posteriormente cuando ya la mayoría de los bancos habían sido transferidos al sector privado y se dejaron libres todas las tasas de interés, las instituciones bancarias subieron hasta en un 100%.



El efecto de esta elevación tan brusca de las tasas de interés es equivalente a un shock de la oferta. Sube el costo de capital financiero de las empresas, lo que no dejará de repercutir más tarde sobre los precios.

La teoría macroeconómica convencional hace hincapié en que los salarios son el principal factor de costo a corto plazo para las empresas. El supuesto implícito es que el capital es constante y que los precios de las materias primas no experimentan modificaciones sustanciales durante el ciclo.

Este supuesto parece justificado con respecto al capital físico, pero no necesariamente respecto al capital de trabajo, que no constituye un costo fijo; ya que sirve para financiar la mano de obra y los insumos físicos, así como de la tasa de interés.

Si por alguna razón la demanda de fondos aumenta o se raciona la oferta y las tasas de interés suben en forma aguda, se producirá una presión de costos sobre las empresas y en presencia de un mayor costo por endeudamiento, la curva de la oferta agregada se desplazará hacia arriba. Aquí, una política monetaria restrictiva puede inducir un efecto muy pronunciado sobre el costo del crédito.

Cuando los mercados oficial y privado se funden en uno sólo, las tasas de interés son liberadas, es decir, son determinadas por la interacción de la oferta-demanda y alcanza muy rápidamente un nivel muy superior al que tenía la tasa oficial.

Al existir presión sobre los costos de las empresas, éstas pueden ver más atractivo el endeudamiento externo; ya que para aquellos bancos y empresas con acceso a los mercados de capital internacional resulta sustancialmente inferior al crédito interno. El mercado financiero internacional actúa como un mercado racionado y barato para las empresas que tienen la suerte de recurrir a él.

El efecto del mayor costo financiero no consiste únicamente en el incremento de los precios, sino a una disminución del producto, efecto estancionario típico. Por otra parte, debido a que la economía está encarando una tasa de inflación muy considerable durante un periodo prolongado, las expectativas inflacionarias desempeñan un importante papel amplificador frente a cualquier modificación en indicadores tan decisivos como el tipo de cambio; los salarios y la tasa de interés.

Por otra parte, los cambios en el sector financiero, afectan la redistribución del ingreso; ya que sólo las grandes empresas pueden recurrir



al crédito externo, lo que les otorga una ventaja significativa sobre sus competidores. Así, la liquidez se concentra en las empresas más grandes, y debido a esta ventaja, se encuentran en posibilidad de comprar activos "subvalorizados" de empresas medianas, siendo la forma muy eficiente de concentrar activos en unas pocas empresas importantes.

Sintetizando, la persistencia de la segmentación del mercado financiero, junto con las condiciones generales de recesión de la economía, pone en marcha un marcado proceso de concentración de capital, por otra parte, provoca estanflación y ambos efectos repercuten de una manera negativa sobre la distribución del ingreso, concentrándolo cada vez más en pocas manos.

### **"Shocks" externos y devaluación**

El déficit de la balanza de pagos ha sido una característica estructural de las economías en vías de desarrollo. Sus desequilibrios han sido agravados por los shocks de oferta externos (aumentos autónomos de los precios de materias primas importadas). Esta es la razón que explica las severas y recurrentes devaluaciones, que han ido a la par con el control fiscal-monetario y la represión de los salarios en las experiencias ortodoxas.

La teoría convencional predice que la devaluación, al mejorar el precio relativo de los bienes negociables frente a los no comercializables internacionalmente, desplaza recursos hacia las actividades de exportación y las sustitutivas de importaciones, ayudando así a reducir el déficit de la balanza de pagos. Al mismo tiempo, se desarrolla una demanda excesiva por bienes no comercializables internacionalmente relativamente más baratos, lo que provoca un aumento de sus precios (si la economía está trabajando a plena capacidad) o en una expansión de la producción de los bienes no negociables.

Este enfoque pasa por alto algunos efectos importantes. Uno sería sobre las expectativas, especialmente cuando la economía está sufriendo tasas muy elevadas de inflación. Otro aspecto, podría ser la generación, sobre la demanda efectiva y el ingreso, de un efecto de contracción más permanente que el postulado de la teoría convencional.

Suponiendo que los salarios nominales se mantienen constantes, al aumentar el precio de los bienes, se produce un incremento de los costos, algunas de las presiones de costos son transferidas a los precios internos,



los cuales aumentan. El resultado es que los salarios reales y la participación de los salarios en el ingreso nacional disminuyen. La distribución del ingreso resulta alterada en favor de los dueños del capital y en favor del gobierno (por vía de una mayor recaudación tributaria por concepto de gravámenes sobre las importaciones y exportaciones). Esta propensión a ahorrar de los capitalistas y el gobierno más alta que la de los asalariados propicia que la demanda agregada se contraiga; puesto que los ahorros son excesivos para los niveles requeridos y la economía se ajustará mediante la disminución del ingreso, el efecto de la devaluación será la recesión.

El otro supuesto es que los salarios no se reajustan plenamente con el alza de precios, por lo tanto, el argumento en su conjunto es que los efectos de la devaluación sobre la distribución del ingreso (caída en la participación de los salarios), reducirá la demanda agregada (absorción) y que esta caída será mayor que cualquier mejoramiento que pudiera conseguirse en la balanza comercial, aunque también podría ocurrir que el déficit externo en moneda nacional posdevaluación aumentará, lo que agravaría el carácter recesivo de la devaluación.

Otra premisa es que los flujos de capital internacional son controlados por el gobierno.

### **Mecanismo de ajuste en la economía abierta: la reducción arancelaria como instrumento de estabilización**

La rebaja de los aranceles ha sido implementada durante las experiencias ortodoxas en la confianza de que cuando se haya avanzado lo suficiente en este proceso, los sectores de la economía interna que producen bienes comerciables internacionalmente deberán regular los precios en función de sus similares importados. Para que las importaciones establezcan esta especie de "techo" a los precios de los bienes producidos dentro del país se requiere que los aranceles descendan y que el tipo de cambio se mantenga fijo. Si se cumplen ambos requisitos y si los mercados son transparentes, la tasa de variación de los precios internos debería quedar supeditada a la trayectoria de la inflación internacional, al menos en aquella parte de la economía que se encuentra sometida a la competencia externa.

Pero antes de que se haya alcanzado este escenario cercano al libre comercio, la rebaja de los aranceles puede influir sobre los precios internos,



puesto que el costo de las importaciones disminuye de manera significativa. Este último es función no sólo de la reducción arancelaria, sino también del tipo de cambio.

### **Mecanismos de ajuste en la economía abierta: la función de los flujos de capital externo**

La liberalización de los flujos de capital externo es otro de los elementos de una política de apertura de la economía a los mercados mundiales, realizada con el objeto de atraer capitales extranjeros al país. Este proceso ha sido facilitado por la elevada liquidez internacional.

El acceso a un mercado financiero internacional privado, abrió desde un principio nuevas posibilidades a los países necesitados de financiamiento, pero al mismo tiempo creó problemas.

En un primer momento, cuando se pasa de una economía cerrada a una economía abierta, la llegada de capitales externos significa expandir la oferta monetaria, entonces las autoridades pueden reaccionar disminuyendo la expansión del crédito interno o recortando aún más el gasto gubernamental. Si el crédito privado es reducido, el exceso de demanda por créditos presiona el aumento de las tasas de interés, induciendo alzas en los precios y caídas de la producción, es decir, el efecto típico de contracción monetaria en un contexto de intermediación financiera imperfecta como ya se vio anteriormente.

Una forma de superar el problema consiste en el abandono de la contracción monetaria, dejando afluir libremente el capital externo, con ello, las tasas de interés internas se reducen y no se suscitan efectos inflacionarios; pero debido a la creación de dinero que acompaña a la acumulación de reservas, la tasa de inflación interna no disminuye con la rapidez deseada.

Otra consecuencia es la reducción de los gastos gubernamentales para compensar el efecto expansivo que los flujos de capital externo generan sobre la emisión monetaria.

Por otro lado, también los resultados de las propias políticas comerciales se ven afectados por la liberalización de los flujos financieros externos. En este sentido, si una devaluación genera expectativas en los



prestamistas externos de futuras y sucesivas devaluaciones adicionales, entonces la primera devaluación tendría un efecto negativo sobre el flujo de capital exterior. Por otra parte, una revaluación induce el efecto contrario. Deteriora la balanza comercial, al abaratar el precio de las importaciones y desalentar las exportaciones.

Al mismo tiempo, hace más atractiva la afluencia de capital externo, dado que la tasa de interés efectivamente pagada a los prestamistas foráneos, resulta equivalente a la tasa interna más la tasa prevista de revaluación.

Es probable que dichos efectos sean acumulativos, Supóngase que la vigencia en la economía interna de levadas tasas de interés estimula la afluencia de capitales externos, y que ello conduce a la revaluación. En tanto que los prestamistas extranjeros sigan creyendo que la autoridad monetaria reaccionará devaluando la moneda nacional cada vez que se suscite un excedente de la balanza de pagos, es probable que tras la primera revaluación se observe una afluencia adicional de capitales externos.

En este contexto, la afluencia de recursos externos será mucho mayor porque esta política implica revaluaciones graduales, pero sostenidas de la moneda nacional. La oferta monetaria se incrementará por el aumento de las reservas, lo que hará recrudescer la inflación y, por consiguiente, la tasa de cambio real se quedará rezagada. Los mayores superávits en cuenta de capital tal vez se presenten acompañados de déficits crecientes en la cuenta corriente, y de una moneda nacional sobrevaluada. De mantenerse y acentuarse una situación así, llegará el momento en que las expectativas se reviertan. En efecto la inflación nacional sigue siendo sustancialmente superior a la internacional y los déficits en balanza comercial se hacen cada vez mayores, la credibilidad de esta política de no reajuste del tipo de cambio, se debilita y la afluencia de capital externo disminuye. Cuando las expectativas de que sobrevenga una devaluación son altas, el movimiento de capitales tiende a cambiar, siendo posible que se produzca una fuga masiva de los mismos.

Entonces, la economía soporta un enorme déficit en la cuenta corriente y sufre una pérdida de reservas en la coyuntura en que la inflación es todavía alta y la producción cae. La política cambiaria ha llevado a sí a una ineficiente asignación de recursos al castigar las exportaciones, y todavía no ha logrado el propósito de atraer de manera constante al capital externo. La economía enfrenta la posibilidad de que se produzca una brusca elevación de las tasas de interés si es que la pérdida de las reservas no es



compensada de alguna manera por una nueva emisión monetaria. Por otra parte, la devaluación cambiaria se torna ineludible. La combinación de ambas medidas acelerará sin duda alguna la inflación otra vez así se dará inicio a un nuevo ciclo en la economía. Las distribuciones del tipo de las señaladas aquí, dependen no sólo del grado de apertura de la economía al exterior, sino también de la secuencia con que se aplican las políticas en el transcurso del tiempo.

## **CAPÍTULO 2: FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MERCADO PETROLERO.**

Antes de los años sesenta, la propiedad y el control del petróleo crudo se encontraban en gran medida en manos de las grandes compañías petroleras multinacionales. En los años sesenta y setenta ocurrieron cambios profundos en la estructura de la industria petrolera internacional, a causa, sobre todo, de la desintegración de los sistemas de producción y transporte, distribución y comercialización de estas grandes compañías petroleras multinacionales.

Además en esta misma época, los gobiernos de diversos países en todo el mundo, nacionalizaron las compañías petroleras que operaban en su territorio. En consecuencia, la estructura de la propiedad cambió a una en que las compañías estatales podían controlar la mayor parte de las operaciones del sistema.

Desde 1970, la industria petrolera internacional ha continuado expandiéndose. Además también han ocurrido cambios fundamentales en el equilibrio de la oferta y la demanda mundiales de energéticos y de petróleo, así como las políticas gubernamentales.

Por otra parte, se ha incrementado el papel desempeñado por los países miembros de la OPEP. a mediados de 1985 surgieron diferentes formas de arreglos comerciales como resultado de la competencia en precios. Estos acontecimientos se sumaban a la creciente y continua oferta de petróleo internacional, lo que provocó en 1986 el colapso en el precio del petróleo. Todos estos cambios y acontecimientos han modificado no sólo el nivel absoluto de los precios del petróleo sino también los mecanismos que lo determinan.

Por ello, en este capítulo se analizarán los principales factores que, a nuestro criterio, conforman la oferta del petróleo, así como la tendencia de su demanda que esta cambiando la estructura de su mercado.



## 2.1 Determinación de la oferta de petróleo

La creciente fragmentación de la industria petrolera internacional ha provocado que las compañías petroleras privadas y gubernamentales se preocupen más por la disponibilidad futura del petróleo. Durante los años sesenta y setenta era común creer que había un desequilibrio entre la disponibilidad de recursos esenciales y su demanda futura. Esta preocupación se centraba en el conocimiento del momento que existía sobre los yacimientos petrolíferos y la tasa de crecimiento del uso de energéticos. Desde entonces, se han desarrollado diversas interpretaciones del precio del petróleo. Los desacuerdos surgidos en estas interpretaciones se asocian seguramente a las estimaciones de la disponibilidad del petróleo y a la subestimación de los avances tecnológicos y la capacidad en los métodos de recuperación de petróleo.

### 2.1.1 Descubrimientos de nuevas zonas de producción a nivel internacional

En este apartado se enunciarán los más recientes descubrimientos de yacimientos petrolíferos, a nivel mundial, como una de las más importantes variables que determinan el curso del mercado petrolero; ya que de sus hallazgos dependen las estimaciones que se tienen de la disponibilidad futura del energético.

Consideramos en esta investigación a los 11 países que conforman la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)<sup>1</sup>, por ser la más grande fuerza en la determinación de la oferta a nivel global.

#### Arabia Saudita

Arabia Saudita, el mayor exportador de petróleo y sus derivados a nivel mundial, cuya producción promedio durante 1999 fue de 7.52 millones de barriles diarios (mmb/d), con lo que aporta al total de la

<sup>1</sup> Arabia Saudita, Irak, Irán, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Qatar, Nigeria, Libia, Algeria, Venezuela, Indonesia.



producción mundial el 13% y el 35% de la producción de la OPEP<sup>2</sup>, ha logrado nuevos descubrimientos que han incrementado sus reservas, por lo que en la actualidad cuenta con 260.10 billones de barriles (bb) de crudo y 181.65 trillones de pies cúbicos de gas natural, incluyendo gas asociado y no asociado.

## Irán

Es el segundo productor de petróleo más grande de la OPEP con una producción promedio de 3.6 mmb/d. Retiene 90 bb de petróleo probado en reserva, o 9% del total del mundo. La mayoría de su petróleo es bajo en sulfuro, con gravedades en el rango de 30°-39° API<sup>3</sup>.

En octubre de 1999, anunció que había encontrado su descubrimiento más grande de petróleo en 30 años, un campo gigante llamado Azadegan ubicado al suroeste de la provincia de Khuzestan. Según el Ministro de Petróleo de ese país, el campo podría contener 26 bb de petróleo, con una producción potencial de 400,000 barriles diarios (b/d), su desarrollo podría comenzar a finales de marzo del 2001 (Véase Cuadro 2.1), usando el modelo denominado "Buy back", explicado en el apartado de inversión extranjera.

Desde 1995, la National Iranian Oil Company (NIOC) ha realizado varios descubrimientos considerables de petróleo. Estos incluyen el campo Darkhovin con 2.5 bb, ubicado mar afuera de Abadan y con bajo contenido de sulfuro, 39° API de petróleo crudo. NIOC señala una producción inicial de 30,000 b/d, con una segunda etapa de 60,000 b/d. las metas de producción son todavía inciertas, y se requiere una evaluación adicional.

## Los Emiratos Árabes Unidos

La mayoría del crudo de Emiratos Árabes Unidos (EAU) es considerado ligero, con gravedades en el rango de 32° a 44° de API. Las mezclas Abu Dhabi Murban 39° y el Fateh de Dubai 32° son los primeros

<sup>2</sup> Boletín de Información Económica y Petrolera. No. 36, Febrero del 2000. P. 7, IMP.

<sup>3</sup> API es la escala para medir la densidad de los hidrocarburos líquidos que tradicionalmente se utiliza en el ámbito internacional. En México se considera crudo pesado aquel con densidad API de 27° o menos y ligero el que posee una densidad superior a esta escala.



crudos de exportación a EUA. La mayoría de sus campos petrolíferos han estado produciendo desde los años sesenta o principios de años setenta. Las reservas de petróleo probado se han doblado en la última década, principalmente debido a los significantes aumentos en las proporciones de recuperación. Abu Dhabi (la compañía de petróleo nacional) ha continuado identificando nuevos hallazgos, especialmente costaneros, y está por descubrir nuevas estructuras ricas en crudo en campos ya existentes.

## Nigeria

Las estimaciones de reservas de crudo recuperables en las aguas más profundas de este país van de 8 a casi 20 mil millones de barriles (mmmb). Se han hecho varios descubrimientos en 1996, Royal Dutch/Shell anunció el descubrimiento de Bonga, localizado en el bloque OPL 212, las pruebas iniciales que se tienen son de 3,000 b/d, la estimación de sus reservas van de 600 millones a 1 mmmb, con una capacidad de producción de 350,000 b/d. Shell informó de un descubrimiento más pequeño, Ngolo, en bloque OPL 219 en 1997, el cual tiene una estimación de 100 millones de barriles de reservas. Los socios de Shell (55% de participación) en ambos bloques son: Exxon (20%), ENI/Agip (Agip) (12.5%) y Elf Aquitaine (Elf) (12.5%).

En 1996, Agip (40% de participación) también tenía un descubrimiento de 4,800 b/d, Abo, en OPL 316, se espera que su producción empiece en 2001. Los socios de Agip en OPL 316 son BP Amoco (35%) y Exxon (25%). En enero de 1999, Famfa Oil firma local, y su socio técnico, Texaco, anunció el descubrimiento de Agabami en OPL 216. El campo, localizado aproximadamente a 113 kilómetros (70 millas) de la costa, se cree que contiene varios centenares de millones de barriles de aceite recuperable. El Statoil de Noruega ha decidido permanecer activo en Nigeria después de un descubrimiento que hizo en OPL 218. Se cree que el descubrimiento, nombrado Nnwa, tiene varios centenares de millones de barriles de petróleo crudo.

La exploración y el desarrollo de campos continúa en el área tradicional en tierra y aguas poco profundas el Delta, así como en otras regiones.

CUADRO 2.1

RECIENTES DESCUBRIMIENTOS PETROLIFEROS DE LA OPEP						
PAIS	DESCUBRIMIENTO	FECHA	CAPACIDAD ESTIMADA DE RESERVAS	CAPACIDAD ESTIMADA DE PRODUCCIÓN	EMPRESA	INVERSIÓN
Arabia Saudita	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E
Irán	Campo Azadegan	1999	26 bb	400,000 b/d	N/E	Extranjera y Nacional
	Darkhovin	1995	2.5 bb	30,000 a 60,000 b/d	National Iranian Oil Company	Nacional
Emiratos Árabes Unidos	N/E	N/E	N/E	N/E	Abu Dhabi	Nacional
Nigeria	Bonga	1996	60 mmb a 1 mmmb	350,000 b/d	Shell, Exxon, ENI/Agip, Elf Aquitaine	Extranjera y Nacional
	Ngolo	1997	100 mmb	N/E	Shell, Exxon, ENI/Agip, Elf Aquitaine	Extranjera y Nacional
	Abo	1996	N/E	N/E	ENI/Agip, British Petroleum, Exxon	Extranjera y Nacional
	Agabami	1999	Más de 100 mmb	N/E	Famfa Oil, Texaco	Extranjera y Nacional
	Nnwa	N/E	Más de 100 mmb	N/E	Statoil de Noruega	Extranjera
Libia	N/E	1999	N/E	N/E	Repsol	Extranjera
Algeria	N/E	N/E	1 bb	N/E	Anadarko	N/E
	N/E	N/E	1 bb	N/E	Anadarko	N/E

N/E: No especificado

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de <http://www.fe.doe.gov>



## **Libia**

Recientemente, Repsol anunció un nuevo hallazgo en el bloque NC-115. En enero de 1999, Repsol dijo que había encontrado un importante depósito de petróleo dulce (bajo en azufre) en el bloque NC-115

## **Algeria**

En el sector petrolífero de Algeria, Anadarko la Corporación de Petróleo ha descubierto dos campos petrolíferos, cada uno estimado para contener un billón de barriles de petróleo.

Cuatro de los once países pertenecientes a la OPEP, presentan descubrimientos recientes, incrementando considerablemente las reservas probables y probadas de estos grandes titanes de la oferta petrolera. Es de suma importancia destacar que la mayoría estos hallazgos han sido realizados por empresas privadas (como es el caso de Nigeria) y algunos (como en Irán) por contratos "Buy back" que son acuerdos entre empresas estatales y empresas privadas para invertir en la exploración y desarrollo de pozos petrolíferos.

Seis de los once países que conforman la OPEP están reportando en los últimos años descubrimientos que elevan considerablemente el nivel de las reservas estimadas y por lo tanto, un aumento en la confianza sobre la disponibilidad futura del petróleo.

### **2.1.2. Factores de cambio tecnológico**

Las grandes diferencias en las estimaciones y desacuerdos en cuanto a la disponibilidad final de las existencias petrolíferas se deben a los problemas involucrados en la estimación y la incertidumbre que existe acerca de los desarrollos tecnológicos, los factores y cambios de mercado y las circunstancias políticas del futuro.

Las estimaciones de los recursos de petróleo crudo recuperable plantean complejos problemas, porque existen ciertas consideraciones de tiempo, de condiciones físicas, técnicas y tecnológicas, al igual que económicas y políticas, que influyen sobre la disponibilidad y el éxito de la



exploración y la producción de los recursos petrolíferos. Por otra parte, las consideraciones de la demanda también afectan dichas estimaciones.

### 2.1.2.1 Estimación de las reservas

Por lo tanto, los posibles descubrimientos futuros están condicionados por las tendencias del pasado y cambiarán no sólo con los estudios y los avances en las tecnologías de la prospección y la extracción, sino también con la modificación de las circunstancias económicas y políticas. Así la Sociedad de Ingenieros del Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés) y los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC, por sus siglas en inglés), introdujeron (por separado) las definiciones de reservas de petróleo a principios de 1987, y que fueron utilizadas para clasificar las reservas a nivel mundial. Y sólo es hasta el WPC de 1996, cuando ambas instancias lanzan conjuntamente una declaración en la que invitan a todos los países a utilizar estas definiciones generales para clasificar sus reservas, considerando sus condiciones y circunstancias locales especiales.

Las reservas son esas cantidades de petróleo que se anticipan para ser recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada en adelante. Todas las estimaciones de la reserva implican un cierto grado de incertidumbre que depende principalmente de la cantidad de datos geológicos confiables disponibles y de la ingeniería a la hora de la estimación y la interpretación de los datos. El grado relativo de la incertidumbre puede ser transportada colocando las reservas dentro de una o dos clasificaciones principales, ya sea probada o no probada. Las no probadas son menos recuperables que las probadas y se pueden subclassificar más a fondo como probables o posibles para denotar progresivamente incertidumbre en el aumento de su recuperabilidad.

En la presentación de estas definiciones, ninguna de las dos organizaciones está recomendando el acceso público de las reservas clasificadas como no probadas. El acceso al público de las cantidades clasificadas como no probadas se dejan a la discreción de los países o de las compañías implicadas.

La valoración de las reservas se hace bajo condiciones de incertidumbre. El método de valoración se llama determinista si una sola estimación de reservas se hace basada en conocimientos geológicos y de ingeniería y los datos económicos. El método de valoración se llama



probabilístico cuando el conocimiento geológico, de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimación y sus probabilidades asociadas. La identificación de reservas como probadas, probables y posibles ha sido el método más frecuente de la clasificación y da una identificación de la probabilidad de la recuperación. Debido a las diferencias potenciales en incertidumbre, la precaución debe ser ejercitada al agregar las reservas de diversas clasificaciones.

Las estimaciones de las reservas serán revisadas generalmente con los datos geológicos y de ingeniería adicionales o los que lleguen a estar disponibles o mientras las condiciones económicas cambian. Las reservas no incluyen cantidades de petróleo que son mantenidas en inventario y se pueden reducir por uso o pérdidas en el proceso.

Las reservas pueden ser atribuidas a cualquier energía natural o métodos mejorados de recuperación. Los métodos mejorados de recuperación incluyen todos los que suplen la energía natural o alteran las fuerzas naturales en el depósito para incrementar la última recuperación. Ejemplos de tales métodos son mantenimiento de presión, completando un ciclo, inundando con agua (waterflooding), métodos termales, inundación química y el uso de los líquidos de desplazamiento "miscibles" e "inmiscibles". Otros métodos mejorados de recuperación pueden desarrollarse en el futuro a medida que la tecnología del petróleo continúa desarrollándose.

### **Reservas probadas**

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo las cuales por el análisis de los datos geológicos y de la ingeniería, se pueden estimar con razonable certeza por ser recuperables comercialmente, a partir de una fecha determinada en adelante, de depósitos conocidos y bajo condiciones económicas actuales, métodos de funcionamiento y regulaciones del gobierno. Las reservas probadas pueden ser categorizadas como desarrolladas o no desarrolladas.

Si se utilizan métodos deterministas, el término se utiliza para expresar un alto grado de confianza de que las cantidades sean recuperadas. Si se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades recuperadas realmente igualarán o excederán la estimación.



El establecimiento de las condiciones económicas debe incluir precios históricos relevantes del petróleo y costos asociados, y puede implicar un período basado en promedios que sea constantes con el propósito de la estimación de la reserva, las obligaciones del contrato apropiadas, procedimientos corporativos, y las regulaciones gubernamentales involucradas en la información de estas reservas.

En general, las reservas se consideran probadas si la productividad comercial del depósito es soportada por la producción actual o las pruebas de formación. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no a la productividad del pozo o del depósito. En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas en base a logaritmos y/ o análisis esencial (núcleo magnético) que indican que el depósito es cojinete de hidrocarburo y que es análogo a los depósitos de la misma área que están produciendo o han demostrado la capacidad de producir en pruebas de formación.

### **Reservas no demostradas o no probadas**

Las reservas no demostradas se basan en datos geológicos y/o de ingeniería similares a los usados en las estimaciones de reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales y económicas, o reguladores imposibilitan tales reservas que son clasificadas según lo probado. Las reservas no probadas se pueden clasificar más adelante como reservas probables y reservas posibles.

### **Reservas probables**

Las reservas probables son aquellas aún no demostradas que el análisis de los datos geológicos y de la ingeniería sugiere que es más probable no ser recuperables. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades recuperadas realmente igualarán o excederán la suma de lo estimado probado más las reservas probables.



## Reservas posibles

Las reservas posibles son aquellas no probadas que el análisis de los datos geológicos y de la ingeniería sugiere es menos probable ser recuperable que las reservas probables. En este sentido, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos una probabilidad del 10% que las cantidades recuperadas realmente igualarán o excederán la suma de lo estimado probado más lo probable, más las reservas posibles.

Existen diversos criterios para tomar en cuenta tanto las reservas probadas, las no probadas, las probables y las posibles para que los países lleven a cabo sus planes de desarrollo; aunque a nuestro juicio nos parece más certero utilizar las reservas probadas para determinar el potencial de la oferta petrolera, ya que son las más confiables.

En este sentido, los países miembros de la OPEP han presentado una tendencia creciente en la estimación de sus reservas probadas, ya que de 1979 a 1999 sus reservas han aumentado de 434 mmb a 740.4 mmb a una tasa de crecimiento promedio de 0.02%, pero con una porcentaje de participación mundial de 77.1% y una relación reservas/producción<sup>4</sup> de 356 años. Véase Cuadro 2.2

Esto nos indica que estamos ante un mercado con gran disponibilidad de recursos.

---

<sup>4</sup> La relación reservas producción es el cociente obtenido de dividir la reserva remanente entre la producción del último año. Supone una producción constante, precios de hidrocarburos y costos de operación que no varían en el tiempo y que son iguales a los considerados a la fecha de evaluación de las reservas y fundamentalmente que no existen descubrimientos que agreguen nuevos volúmenes de hidrocarburos. Esto limita su uso y muestra un escenario muy conservador de la vida productiva de las reservas.



CUADRO 2.2

PAIS	RESERVAS DE LA OPEP Miles de millones de barriles					
	1979	1989	1998	1999	1999 PM* (%)	1999 R/P**
1. Irán	58	92.9	89.7	89.7	8.7	69.9
2. Irak	31	100	112.5	112.5	10.9	n/d
3. Kuwait	68.5	97.1	96.5	96.5	9.3	n/d
4. Qatar	3.8	4.5	3.7	3.7	0.4	14.7
5. Arabia Saudita	166.5	257.6	261.5	263.5	25.5	87.5
6. Emiratos Arabes Unidos	29.4	98.1	97.8	97.8	9.4	n/d
7. Algeria	8.4	9.2	9.2	9.2	0.9	20.6
8. Libia	23.5	22.8	29.5	29.5	2.9	57.4
9. Nigeria	17.4	16	22.5	22.5	2.2	30.6
10. Indonesia	9.6	8.2	5	5	0.5	9.7
11. Venezuela	17.9	58.5	72.6	10.5	7	65.2
Total OPEP	434	764.9	800.5	740.4	77.7	356

PM\* = Participación mundial

R/P\*\* = Relación reservas/producción

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de British Petroleum en <http://www.bpamoco.com>

### 2.1.2.2 Aplicaciones de tecnología avanzada

La aplicación de tecnología avanzada a la industria de la exploración y producción de petróleo ha significado un aumento en la productividad de los pozos petroleros, por ejemplo, existe una disminución del tiempo de perforación del pozo petrolero: pegado de tubo, desviación, o problemas del equipo han disminuido en un 12 a 25%, encajonar la instalación de 12 a 21%, disparar 10 a 12%, evaluación de la formación 5 a 18% y terminación 5 a 10%, influenciado fuertemente por el tipo bien.

Las innovadoras aplicaciones de tecnología mejoran el resultado final. Hay varias nuevas técnicas disponibles para ayudar al operador a mejorar la verificación de las condiciones del pozo, la complejidad del modelo de depósito, bajar los costos de eliminación de agua, y perfeccionar la recuperación definitiva de petróleo y gas natural.

Un informe del Departamento de Energía de Estados Unidos, afirma que debido a la tecnología más eficiente, los niveles de producción de 1985 en ese país se pueden alcanzar hoy solamente con un pozo petrolero.



A continuación presentamos algunos ejemplos de la aplicación de alta tecnología en los procesos de exploración y producción de petróleo. Véase Cuadro 2.3

- ✓ Servicios Halliburton (empresa especializada norteamericana) tiene la capacidad de registrar un video capaz de penetrar en el interior del pozo que puede proveer claras imágenes de problemas en la profundidad del mismo. Estas cámaras pueden correr a través de tubos tan pequeños como 2 a 3/8 de pulgadas. Esta cámara es usada principalmente en inspecciones de perforaciones profundas y caracterización de fluidos en interior del pozo y caracterización de pozos abiertos en altos ángulos o pozos horizontales.
- ✓ La subestimación de las reservas de hidrocarburo es ocasionada usualmente por incurrir en ciertas correcciones de la verdadera resistividad. Un modelo avanzado e inversión en el proceso puede brindar montos precisos. Con esta técnica, la estimación inicial de los límites del lecho y la resistividad de la zona invadida están hechas desde el corte poco profundo; mientras estimaciones iniciales de verdadera formación de resistividad se han hecho desde el corte profundo. Esta estimación es un modelo adelantado para generar una respuesta simulada del corte. Con base en comparaciones a la medición de la respuesta, el modelo se ajusta hasta calcular respuestas estrechamente iguales.
- ✓ Recientes inversiones han provocado avances en la resistividad del pozo, han hecho posible modelarla sobre una computadora personal con una velocidad de proceso 100% más rápida que la anterior. Esta técnica se usó precisamente para predecir las reservas de hidrocarburo en el Denver-Julesberg de Cuenca en Colorado y en la Cuenca Alberta en Canadá.
- ✓ La descomposición espectral es una técnica poderosa para auxiliar la imagen y mapa del espesor del lecho y la discontinuidad geológica. Transformando datos sísmicos en la frecuencia heredada con el Transformador Discreto Fourier, pequeñas ventanas de amplitud espectral son capaces de delinear la variabilidad de espesor de lecho petrolífero. Similarmente la fase espectral indica discontinuidades geológicas laterales.



- ✓ La eliminación y el tratamiento económico de agua producida por congelación-deshielo es posible por la baja salinidad de salmueras en climas que tengan congelación estacional. La técnica usa los procesos naturales de congelación -cristalización y evaporación.

Durante un campo de prueba en la Cuenca de San Juan, Nuevo México, en el invierno de 1997-1998, había 8,000 barriles de agua con un total de sólidos disueltos (TSD) de 12,000 miligramos por litro (mg/l). Con esta técnica se logró reducir en un 80% el volumen de agua quedando únicamente 1,612 barriles del agua producida originalmente, con un TSD de 44,900 mg/l. Estos resultados positivos condujeron a una prueba adicional en la Cuenca de Colorado en San Juan y en la Cuenca de Wyoming Green River.

- ✓ En los estudios de caracterización del depósito, se incrementó la mejor visualización de las interpretaciones subterráneas. En una prueba de imagen tridimensional representada en el Terry Sandstone de la Cuenca de Denver, datos de más de 1,100 pozos eran la muestra en un sistema modelo geoespacial. El modelo tridimensional construyó 55 fallas superficies y se agregaron datos estratográficos, resultando un modelo tridimensional de depósito compartimentado. Las estrategias de perforación para perfeccionar la recuperación desde múltiples bloques de fallas con un solo pozo (horizontal) se evaluaron y desarrollaron fácilmente.
- ✓ Un estudio de caso de un depósito desde la mitad del meoceno sudamericano mostró que integrando secuencias estratográficas principales pueden mejorar la representación de depósito geológico y modelos de corriente de fluido. Para conservar los componentes esenciales de los sistemas de rastreo y las superficies comprometidas que constituyen cada sucesión, la diversa fases se simularon usando diferentes algoritmos para mejorar escenas específicas de modelo. Las realizaciones múltiples fueron creadas para los estudios de corriente de fluidos y los resultados fueron muy alentadores.
- ✓ El estudio de los campos petrolíferos se lleva a cabo en forma más integral por grupos multidisciplinarios. La definición del modelo geológico y la determinación más precisa de las



características estáticas y dinámicas de los campos se ha realizado mediante el uso intensivo de tecnologías de avanzada, tales como la sísmica tridimensional, la geoquímica, la estratigrafía de secuencias y la simulación numérica.

- ✓ Con el objeto de mejorar la capacidad de producción e incrementar la recuperación final de los yacimientos, se ha utilizado la tecnología de perforación de pozos horizontales.
- ✓ El uso de bombeo electrocentrífugo se ha probado con resultados satisfactorios. A la fecha los volúmenes adicionales de producción varían de 600 a 7 mb/d por pozo, dependiendo de las características de los fluidos y de los yacimientos.
- ✓ Se han desarrollado productos para mejorar los sistemas de fluidos de perforación y reparación de pozos, así como para el manejo de hidrocarburos: son respectivamente, un reductor de filtrado y sistemas para la desemulsificación de aceites.
- ✓ Se han llevado a cabo modelos matemáticos para la predicción del comportamiento de yacimientos y manejo de hidrocarburos. Destacan el simulador trifásico bidimensional para yacimientos facturados y el programa para diseñar instalaciones de bombeo neumático continuo. Estos modelos se han aplicado con éxito.
- ✓ Se han llevado a cabo estudios y servicios técnicos especiales para la evaluación de formaciones y prevención de corrosión.
- ✓ Asimismo, existen modelos para prevenir y detectar la formación de asfaltenos y parafinas en los pozos productores que disminuyen o detienen la producción de los mismos debido a que obstruyen el fluido natural del líquido.

CUADRO 2.3

INNOVACIONES TECNOLÓGICAS		
En exploración	En desarrollo	En producción
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Sísmica 3D y en cuatro dimensiones</li> <li>▶ Aplicaciones electromagnéticas</li> <li>▶ Imágenes sub-salinas</li> <li>▶ Medición y registro durante la perforación</li> <li>▶ Mejoras en equipos de perforación, barrenas y equipo de transmisión de potencia</li> <li>▶ Descomposición espectral</li> <li>▶ Secuencias estratigráficas para mejorar y equipo de transmisión de potencia</li> <li>▶ Geoquímica</li> <li>▶ Simulación numérica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Perforación horizontal y direccional</li> <li>▶ Infraestructura flotante de producción</li> <li>▶ Terminaciones submarinas</li> <li>▶ Plataformas en tirantes profundos</li> <li>▶ Líneas de flujo flexibles</li> <li>▶ Bombas multifásicas</li> <li>▶ Automatización de instalaciones</li> <li>▶ Avance de petrofísica y modelo geológico</li> <li>▶ Simulación de yacimientos</li> <li>▶ Desarrollo submarino por satélite</li> <li>▶ Sistemas desconectables</li> <li>▶ Perforación de extensión (extended reach drilling)</li> <li>▶ Técnica de congelación-cristalización y evaporación para la eliminación y tratamiento de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Técnicas de recuperación mejorada</li> <li>▶ Imágenes interpozo</li> <li>▶ Técnicas anti-corrosión</li> <li>▶ Geoestadística/caracterización de yacimientos</li> <li>▶ Bombeo electrocentrífugo</li> <li>▶ Simulador trifásico bidimensional para yacimientos fracturados</li> <li>▶ Bombeo neumático continuo</li> <li>▶ Modelos y técnicas para prevenir y detectar la formación de asfaltenos y parafinas</li> </ul>

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex Exploración y Producción (PEP), *Plan de Negocios 1995-2000*, octubre de 1995 y Best of the Petroleum Technology Transfer Council (PTTC) en [www.energycconnect.com/pttc/pttcbest.htm](http://www.energycconnect.com/pttc/pttcbest.htm).



Es importante señalar que a nivel mundial los esfuerzos por incrementar la eficiencia y productividad de los pozos petroleros no sólo está siendo tarea de las grandes empresas industriales sino también de las universidades e institutos de investigación que colaboran con la industria del petróleo en la transferencia de tecnología

Estos adelantos tecnológicos sólo son una pequeña muestra de los avances que la ciencia ha desarrollado para elevar la productividad de los yacimientos petroleros, explotándolos al máximo con costos que son recuperables al incrementarse la productividad de los mismos.

### **2.1.3 Inversión privada**

La expansión de los grandes capitales a nivel internacional, provoca excedentes que buscan posesionarse en aquellos mercados más rentables, y la industria de los energéticos parece ser un buen negocio.

A continuación se presentará a un análisis de la inversión privada en los países de la OPEP

#### **2.1.3.1 Inversión extranjera**

##### **Arabia Saudita**

La Zona Neutra (entre Arabia Saudita y Kuwait) tiene alrededor de 5 bb de reservas probadas de petróleo. Dentro de la Zona Neutra, Japan's Arabian Oil Co. (AOC) opera dos campos costa fuera (mar adentro): Khafji y Hout. Esto representa para Japón una muy importante participación en el petróleo, con 80% de rentas que van a AOC y, a Arabia Saudita y Kuwait 10% cada uno. Texaco, mientras tanto, opera tres campos en tierra (Wafra, Fawaris Sur, y Umm Sur Gudair). La concesión de AOC sobre el lado Saudita expiró el 27 de febrero del 2000 (una extensión ha sido requerida), y por el lado de Kuwait en enero del 2003. Arabia Saudita ha señalado que le gustaría que AOC y Japón en general, aumentara sus inversiones (incluyendo más de \$1 billón de dólares (bdd) en un ferrocarril que vincula áreas mineras remotas para exportar las terminales), así como también sus compras de petróleo saudita.



Japón ha ofrecido alrededor de \$4 bdd en préstamos comerciales a Arabia Saudita para posibles proyectos de inversión en desalinización, generación de energía, y desarrollo petroquímico.

Para encarar la declinación brusca de los precios del petróleo, las dificultades financieras domésticas, una baja en la participación en los mercados mundiales del petróleo (de 12% a 17% en 1980), un deseo de solidificar relaciones con los Estados Unidos (EUA), y aumentar la competitividad de una variedad de nuevas áreas petrolíferas relativamente grandes (el Caspio, costa afuera de África Oeste, la profundidad del Golfo de México, etc.), el Ministro Saudita de Petróleo Ali Naimi y el Príncipe Abdullah se reunieron con varias compañías petroleras de EUA (los socios anteriores de Aramco: Chevron, Exxon, Mobil, y Texaco; Plus Arco, Conoco, y Phillips Petroleum) en septiembre de 1998 para conocer sus propuestas de inversión en petróleo, gas natural y petroquímica<sup>5</sup>. Sin embargo, en meses recientes, el gobierno ha declarado que no es necesaria la participación extranjera adicional en el sector. La política Saudita de petróleo está basada en cuatro hechos:

- ↻ la reserva más grande de petróleo y los costos más bajos de producción -alrededor de \$1.50 dólares por el barril (d/b)- en el mundo;
- ↻ mantenimiento de un importante capacidad excedente de producción de petróleo;
- ↻ una economía nacional estrechamente vinculada a la industria del petróleo; y
- ↻ un sistema político y económico estable.

Naimi también acentúa la importancia de “un mercado internacional del petróleo estable” donde “una amplia y rápida oscilación de precios es indeseable.”

---

<sup>5</sup> La primera invitación a estas empresas fue hecha desde que las industrias estaban nacionalizadas a mediados de los 70's, cuando todavía existía un cambio potencial de la política.



## Irán

La Constitución Iraní prohíbe el otorgamiento de derechos de petróleo sobre una base concesionaria. Sin embargo, la Ley de Petróleo de 1987 permite el establecimiento de contratos entre el Ministerio de Petróleo, compañías estatales y "las personas naturales, locales y extranjeras, y entidades legales" (véase Cuadro 2.4). En Agosto de 1998 el ministerio anunció invitaciones para licitar sobre 43 proyectos de petróleo con un valor de unos \$8 bdd, los cuales han sido conocidos como inversiones "buy back".<sup>6</sup> Este sistema tiene desventajas para ambos lados: por el ofrecimiento de una tasa de retorno, NIOC sostiene todo el riesgo por bajos precios del petróleo. Si los precios bajan, NIOC tiene que vender más petróleo o gas para encontrar la forma de compensación. A la vez, las compañías no tienen garantía que a ellos se les permitirá desarrollar sus descubrimientos, permitiéndoles operar solos. La ley de EUA permite a compañías Estadounidenses comprar paquetes de licitaciones (\$10,000 dólares cada uno), pero no sugerir propuestas. Varias firmas de EUA se interesan en las ofertas *buy back* según se informa, incluyendo Chevron, Arco, Kerr-Mcgee, Unocal, Conoco y Mobil. Arco y Mobil han notificado oficialmente a Irán que están interesados en los proyectos y han solicitado comprar datos de campos petrolíferos.

El primer proyecto importante bajo el plan de inversión *buy back* comenzó a operar en octubre de 1998, cuando el campo petrolífero mar adentro, Sirri A (operado por Total and Malaysia's Petronas) comenzó su producción en 7,000 b/d (Sirri A actualmente produce alrededor de 20,000 b/d). El campo vecino Sirri E comenzó su producción en Febrero de 1999, con una producción esperada de 100,000 b/d. En Marzo 1998, Canada's Bow Valley Energy and UK's Premier Oil firmó un trato de unos \$270 mdd. para desarrollar el campo mar afuera Balal. El campo, que contiene unos 80 millones los barriles (mmb) de reservas, producirán hasta 40,000 b/d, posiblemente comenzando a fines del 2001. Bow Valley se alió con Premiera después de que Indonesia's Bakrie Minarak Petroleum se retirara del proyecto debido a problemas financieros surgidos de la crisis económica

<sup>6</sup>Los *buy back* son esencialmente contratos riesgo-utilidad según los cuales todos los fondos del contratista son inversiones. El contratista recupera su inversión desde un campo comercial y recibe remuneración de NIOC. La remuneración está basada en un contrato convenido a una tasa de retorno (15-17%) y es pagada en forma de asignaciones de acciones NIOC de producción igualadas en valor a la cantidad pagadera.



Asiática. En diciembre de 1999, la Indian Oil Corporation y la Oil and Natural Gas Corporation según se informa acordó adquirir 35% de participación en Balal.

En Marzo 1999, France's Elf Aquitaine e Italy's ENI/Agip firmó unos contratos por \$540 mdd (en gastos de capital) para un programa de recuperación secundario en el campo de crudo y gas Doroud (mar afuera) cerca de la isla Kharg. El programa es destinado a impulsar la producción desde los niveles actuales de alrededor de 150,000 b/d hasta 220,000 b/d. La producción se programa para comenzar en el 2000 y culminar en 2003, continuando por otros 25 años.

### **Irak**

Este país posee reservas por 112 bb de petróleo probado, que lo sitúan en segundo lugar en el mundo (detrás Arabia Saudita). Las reservas iraquíes de petróleo varían ampliamente en grados API, que oscilan entre los 24° y 42°.

Después de la invasión de Irak a Kuwait y el embargo sobre el petróleo que exporta, su producción de petróleo cayó alrededor de 300,000 b/d (desde 3.5 mmbd en julio de 1990). Durante los primeros nueve meses de 1999, la producción promedió 2.6 mmbd, arriba de 1.2 mmbd de 1997 (en octubre de 1999, la producción alcanzó aproximadamente entre 2.8 y 2.9 mmbd. Entre 450,000 y 500,000 b/d de petróleo se consume domésticamente, contra los 70,000 a 90,000 b/d que produjo Jordania bajo una exención especial de la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

En octubre de 1999, Saybolt, empresa consultora internacional, informó que este país ha sido capaz de aumentar su producción de petróleo mediante el uso de técnicas a corto plazo no aceptadas en la industria del petróleo.

El desarrollo de los campos petrolíferos en la situación actual de guerra ha sido difícil y la industria del petróleo ha diezmado su capacidad.

Las compañías francesas Elf Aquitaine y Total según se informa han negociado con Irak sobre derechos de desarrollo para Manjón uno de los campos más grandes al sur de este país. Estas empresas operarían el campo con un 40% de capital ( de \$3 a \$4 bdd). El rendimiento inicial del campo espera ser de 300,000 b/d, para llegar a 600,000 b/d o más, su potencialidad definitiva se estima hasta 2 millones de b/d. En septiembre de 1999, Elf y



Total necesitaban sólo "el golpe de la pluma" que completar los negocios; sin embargo, en diciembre de 1999, Irak amenazó a las dos compañías que perderían su "tratamiento preferencial" si Francia no proveía apoyo suficiente a Irak en el Consejo de Seguridad de la ONU.

Halfaya, otro gran proyecto al sur de Irak, con 5 billón de barriles ha sido originalmente perforado por la empresa italiana Agip. Una variedad de compañías muestran interés en el campo, que puede rendir de 200,000 a 300,000 b/d.

Los campos menores, debajo de 2 bb en reservas, también reciben el interés de compañías extranjeras de petróleo.

Irak proyecta ofrecer a compañías extranjeras contratos para aplicar nueva tecnología en el nuevo campo No. 25, y a 8 campos ya productores. Esto incluirá el nuevo desarrollo de depósitos al norte y sur en los campos: Rumaila, Zubair, Luhais, Subba, Abu Ghirab, Buzurgan, y Fuqa. También creará incentivos para promocionar la exploración en el lejano desierto occidental, cerca de las fronteras de Arabia Saudita y Jordania.

## Algeria

El sector de petróleo de Argelia, a diferencia de la mayoría de los productores de la OPEP, ha sido abierto a inversionistas extranjeros por más de una década. Al comienzo de 1999, había 25 firmas extranjeras desde 19 países que operaban en Argelia. Anadarko la Corporación de Petróleo ha descubierto dos campos petrolíferos, cada uno estimado para contener un billón de barriles de petróleo. Las otras firmas que operan en Argelia incluyen Arco, Mobil, Phillips Petroleum, Lasmo, Burlington de Resources y Occidental Petroleum Corporation.

Aunque Argelia ha experimentado un flujo importante de inversión extranjera en años recientes, todavía tiene muchos campos petrolíferos que requieren de capital adicional.

Sonatrach la empresa petrolera nacional de Argelia planea su remodelación en un quinquenio, para lo cual ha diseñado un plan de desarrollo de \$19.2 bdd para transformarse así misma en una compañía importante a nivel internacional. El plan involucra el uso de nuevas tecnologías y cooperación con otras firmas internacionales de petróleo. De los \$19.2 bdd presupuestados, 62% se ha destinado al desarrollo de campos petrolíferos, 17% para la construcción de tuberías, 13% sobre la exploración



y el remanente sobre la licuefacción de gas y otros proyectos. La protección contra los precios bajos del petróleo, refinación y producción petroquímica se expandirán bajo este plano.

Según el Dow Jones Newswires, Sonatrach busca incrementar su perfil en el extranjero, incluyendo grandes inversiones en operaciones en Yemen y eventualmente en Irak. Asimismo se ha asociado con la alemana BASF para construir una planta deshidrogenadora de propano en Tarragona, España. La planta usará gas licuado de petróleo desde Argelia como suministro.

## Libia

Desde 1968, la industria del petróleo de Libia se ha extendido por la posesión estatal de la empresa National Oil Corporation (NOC), junto con algunas compañías subsidiarias más pequeñas. Varias compañías petroleras internacionales están actualmente comprometidas en acuerdos de exploración-producción con NOC. El principal productor extranjero de crudo en Libia es Agip-ENI de Italia, que ha estado operando en el país desde 1959. Dos compañías americanas (Exxon y Mobil) se retiraron de Libia en 1982 después de un embargo de comercio americano comenzado en 1981. Otras cinco compañías americanas (Amarada Hess, Conoco, Grace Petroleum, Marathon, y Occidental) permanecieron activas en Libia hasta 1986, cuando el Presidente Reagan les ordenó cesar sus actividades allí. Negociaciones entre el gobierno de Libia y las compañías para reasumir funcionamientos vacilaron después de 1992 cuando la comunidad internacional se unió imponiendo sanciones contra Libia. Desde la suspensión de sanciones de la ONU contra Libia el 6 de abril de 1999, dos compañías americanas solicitaron al Departamento del Tesoro, viajar a Libia con el propósito de inspeccionar los bienes que les obligaron a abandonar debido a las sanciones americanas. El ministro de crudo de Libia, Abdullah al-Badri, declaró que si las compañías americanas vuelven a Libia, se les devolverán los campos que ellos operaban en el país.

A pesar de años de producción, Libia tiene un gran potencial de crudo y gas por explotar, ya que solo alrededor del 25% del área ha sido cubierta. Su gran potencial en crudo y gas es resultado principalmente de la falta de inversión debido a los términos fiscales relativamente severos impuestos por este país a las compañías extranjeras con las que comparte acuerdos de exploración y producción (*Exploration and Production Sharing Agreement*,



*EPSA III*). Las prioridades de NOC para la exploración incluyen nuevas áreas en el Sirte, Ghadames, y cuencas de Murzuq, más áreas inexploradas como Kufra y Cyrenaica; también espera aplicar modernas técnicas de recuperación de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR) en los campos ya descubiertos.

La parte norte del Golfo de Gabes, también conocida como la concesión November Seventh, la cual está situada a las orillas de Libia y Túnez es rica en petróleo y gas. Como parte de un pago en 1988 a una disputa territorial duradera, el área (que contiene una estimación de 3.7 mmb de crudo y casi 12 billones de pies cúbicos de gas natural) está dispuesta para ser explotada por Libyan-Tunisian Joint Oil Company (JOC), con un 50% de riesgo para NOC y la compañía de petróleo del Estado de Túnez (ETAP). La zona del lado de Libia contiene la estructura de Omar que se estima contiene más del 65% del total de este hidrocarburo de la zona y reservas de gas. En 1° de febrero de 1997, JOC otorgó el bloque entero a un consorcio: el Petróleo de Nimr de Arabia Saudita (55%) y el Petronas de Malasia (45%). Las compañías tienen unos \$30 mdd y 5 años de compromiso para explorar el bloque. El desarrollo completo de la concesión podría costar más de \$1 mddd.

Este país produce petróleo crudo de alta calidad, bajo en azufre a un muy bajo costo (menos de \$2.50 d/b en los campos de NOC). Para 1999, la producción petrolera de Libia se estimó en 1.4 mmb/d, menos de la mitad de la cresta de 3.3 mmb/d que logró en 1970. Libia quiere incrementar su producción, y la suspensión de sanciones de la ONU, junto con un posible cambio en la legislación de 1955 de los hidrocarburos, cambiándose actualmente, incluyendo términos más favorables para compañías extranjeras que operan en este país, puede significar que la inversión extranjera en el sector petrolero sea ahora más prometedora que en varios años. Las sanciones han causado retrasos en varios campos de desarrollo y detuvo inversión extranjera importante. Con la suspensión de sanciones, Libia puede reasumir ahora sus compras de equipo para la industria de este hidrocarburo. Su desafío es mantener la producción de los campos maduros (Brega, Sarir, Sirtica, Waha, Zuetina) mientras hace producir al mismo tiempo nuevos campos como Murzuk (El Sharara) y Mabruk. A pesar de las sanciones y el agotamiento de campos maduros, actualmente exporta volúmenes significativos -aproximadamente 1.2 mmb/d-, 90% de los cuales representan ventas a países europeos como Italia (601,000 b/d en 1998), Alemania (277,000 b/d), Francia (61,000 b/d), España y Grecia.



Con campos operados por el Estado que sufren una proporción entre 7% y 8% de declive natural, Libia depende altamente de compañías y obreros extranjeros para la producción de petróleo. Estas compañías son: Agip-ENI de Italia (280,000 b/d de producción en 1998), OMV de Austria (132,000 b/d), Wintershall de Alemania (alrededor de 100,00 b/d) y Veba (95,000 b/d), France's Total (62,000 b/d), Repsol de España (42,000 b/d), y Petrofina de Italia (5,000 b/d).

De las subsidiarias de NOC, el productor de petróleo más grande es la Compañía Petrolera del Golfo Árabe (Agoco), su producción viene principalmente del Sarir, Nafoora/Augila, y campos de Messla. Después de Agoco, la siguiente más grande subsidiaria en 1997 era la Waha Oil Company (WOC), creada en 1986 para tomar el funcionamiento de Oasis Oil Company, una *joint venture* de NOC, Conoco, Maratón, y Amarada Hess. WOC ha estado entre las compañías más afectadas por el embargo americano, debido al hecho de que sus campos petroleros están principalmente provistos con equipo americano obsoleto, por lo que no puede adquirir partes de repuesto que necesita. Como resultado, su producción en el campo de Waha ha caído grandemente a pesar de un programa de mantenimiento de emergencia comenzado en 1992.

Otra gran subsidiaria de NOC es la Sirte Oil Company (SOC), originalmente creada en 1985 como una *joint venture* con Grace Petroleum, una de las cinco compañías americanas forzadas a dejar Libia por el gobierno americano en 1996. SOC opera el campo de Raguba en la parte central de la cuenca de Sirte. El campo es conectado por tubería a la principal línea entre el campo de Nasser y el-Brega de Marsa. El primero es uno de los campos petroleros más grandes en este país, con producción de aproximadamente 60,000 b/d de crudo, por abajo de 70,000 b/d en 1992. Se espera que su producción se contraiga aproximadamente a 50,000 b/d, durante el 2000. Además de Nasser, SOC está a cargo de dos campos más: Attahaddy y Assumud.

Los campos petroleros de Libia se conectan en los límites del mediterráneo por una red extensa de tuberías, las principales son: Sarir-Marsa Hariga; Messla-Ras Lanuf; Waha-Es Sider; Hammada Hamra-Az Zawiya; Amal-Ras Lanuf; Intisar-Zueitina; Nasser, Marsa Brega. NOC tiene planes de invertir de \$150 a \$300 mmdd para la expansión la producción de crudo en Az Zawiya.



## Kuwait

Este país planea expandir su producción de petróleo. Aunque ha emprendido reducciones de producción en el 2000 en el período de los precios más bajos del petróleo entre 1998 y 1999, todavía aspira a aumentar su capacidad de producción corriente de 2.4 mmb/d a 3.5 mmb/d para el 2005. Para facilitar este aumento considera permitir que las compañías extranjeras de petróleo inviertan en la producción, lo cual revertiría más de dos décadas de política kuwaití.

La política actual, implantada desde 1975, limita la participación de compañías extranjeras de petróleo para proveer construcción, asistencia técnica y el servicio de mantenimiento bajo contratos, los cuales se pagan a precios fijos para actividades específicas. De hecho, la Constitución de Kuwait prohíbe la adjudicación de concesiones que brinden beneficios de propiedad de recursos naturales de Kuwait a entidades extranjeras. No obstante, el gobierno ha insinuado su deseo de encontrar la forma de involucrar a compañías extranjeras en la producción sin violar la Constitución.

El gobierno esta considerando llamar a la estructura de los acuerdos "*Operating Service Agreements*", que permiten al gobierno kuwaití retener la total titularidad de las reservas de petróleo. Las firmas extranjeras, sin embargo, pagarían una cuota "por barril", conjuntamente con descuentos de capitales para recuperar e incentivar el incremento las reservas.

Los campos activos que el gobierno kuwaití planea abrir a la inversión extranjera se ubican en el norte y occidente, incluyen: Rawdaitain, Sabriyah, Ratqa, Bahra, Minagish, y Umm Gudair. El campo más grande de Kuwait, Burgan, permanece fuera de los alcances de la inversión extranjera bajo el nuevo plano.

## Nigeria

Este país contiene reservas probadas de 22.5 mmmb, casi todas se encuentran a lo largo de la costa del Río Níger, en aproximadamente 250 campos pequeños, la mayoría contienen reservas de menos de 50 mmb cada uno, se conocen otros 200 campos que contienen reservas no abiertas. Las



reservas tienen gravedades que van entre los 21° API y 45° API. La exportación principal de Nigeria son las mezclas crudas Bonny Light (37° API) y Forcados (31° API). Aproximadamente 65% de los petróleos crudos producidos en Nigeria son ligeros (35° API o más alto) y dulces (con volumen bajo de azufre). Se espera aumenten a casi el doble las reservas, 40 mmb durante el 2010, pero problemas financieros de los principales operadores de los campos, que se encuentran operando como *joint ventures* (JVs) han pospuesto su exploración y desarrollo.

Mientras que las actividades de exploración y producción, en tierra y en las costas poco profundas, son realizadas principalmente por JVs, la exploración en aguas más profundas de la frontera utilizan contratos de producción compartida (*production-sharing contracts, PSCs*).<sup>7</sup> Las estimaciones de reservas de crudo recuperables en áreas más profundas van de 8 a casi 20 mmb. Shell, Chevron, and Elf están explorando actualmente en 21 bloques localizados en los estados centrales y norteños de Gombe, Meseta, Bauchi y Adamawa. Shell anunció en febrero de 1999, que planea invertir \$8.5 mmd durante los próximos cinco años en el desarrollo de campos costaneros. Es la propuesta de inversión industrial más grande en la vida de África subsahariana.

La producción de petróleo crudo Nigeriano ha promediado 2.012 mmb/d durante los primeros cinco meses de 1999, por abajo de 2.043 mmb/d en 1998 y 2.317 mmb/d en 1997. Esto, debido a los acuerdos de la OPEP de recortar la producción del crudo. Su cuota es ahora de 1.89 mmb/d, y su producción disminuye 373,000 b/d del total.

El gobierno ha anunciado planes para aumentar la producción de petróleo en aproximadamente 50% durante los próximos cuatro años. Se dice que el objetivo es empujar el rendimiento de 2 a 3 mmb/d proporcionando una mejor base para desarrollar nuevos campos de petróleo y de gas.

Se otorgó un contrato para la reparación y restauración de una refinería en Warri por 125,000 b/d a un consorcio de empresas canadienses, holandesas y americanas, en mayo de 1999.

<sup>7</sup> En un PSC típico, el operador cubre toda la exploración y el costo de desarrollo. Si el aceite se descubre el operador le paga impuestos y derechos de autor al gobierno cuando empieza a producir. Los términos de PSC en Nigeria son bastante atractivos para estimular la exploración en aguas profundas para algunas grandes compañías de aceite.



## Venezuela

En la política y la industria del petróleo ha habido mucha especulación sobre lo que los recientes cambios gubernamentales significarán para el sector de energía de Venezuela, para su compañía estatal, Petróleos de Venezuela (PdVSA) y para la inversión extranjera. Venezuela posee las reservas de petróleo más grandes del Hemisferio Occidental, y su economía es sumamente dependiente del petróleo, a pesar de los esfuerzos por la diversificación. Los ingresos petroleros significan tres cuartos de las exportaciones totales, más de la mitad de los ingresos gubernamentales, y más de un tercio de PIB. La política de energía ha sido afectada por el cambio en el gobierno. El gobierno defiende un cambio opuesto en el enfoque de la producción de petróleo crudo hacia la petroquímica, la refinación, y la producción de gas natural. Venezuela, un país históricamente conocido por su no adhesión a las cuotas de OPEP, decidió recortar su producción en 1999 para ayudar a subir los precios internacionales del energético. Mientras el gobierno esta aumentando su control gubernamental en esta industria, en lo inmediato, la inversión extranjera no parece sentirse amenazada. En agosto de 1999, la Suprema Corte de Venezuela levantó la constitucionalidad de 8 contratos de exploración de petróleo con empresas extranjeras. Algunos de los cambios podrían resultar caros para los inversionistas extranjeros, sin embargo los beneficios sociales están aumentando. Por ejemplo, la semana de trabajo ha sido reducida de 48 a 44 horas.

Este aumento del mando gubernamental no se ve como una señal positiva para la inversión a largo plazo en la industria petrolera venezolana.

Venezuela nacionalizó su industria del petróleo entre 1975 y 1976. PdVSA, uno de las compañías petroleras más grandes del mundo, es con mucho el negocio y la fuente de empleo más importante en la nación. La privatización de la compañía ha sido prohibida por la Asamblea Electoral. Sin embargo, desde 1996, en subastas e inversiones en petróleo y derechos de gas, PdVSA ha ganado billones de dólares en acuerdos de *joint venture* con las compañías petroleras más grandes a nivel internacional. Ha establecido "*Alianzas Estratégicas*" y "*Acuerdos de Producción Compartida*" (PSAs) con compañías extranjeras. La producción de los operadores privados se estima en aproximadamente 14% de la producción total.



La adhesión de Venezuela a las cuotas de producción de la OPEP es otro cambio de la política bajo el gobierno de Chávez. Este país producía por encima de lo producido anteriormente, ahora lo hace muy cerca de su techo de 2.72 mmb/d. Estuvo de acuerdo con los países de OPEP en marzo y septiembre de 1999 en que si los precios del crudo subían a \$20 d/b, los países de OPEP aumentarían su producción; si el precio caía debajo de \$16 d/b, la producción se reduciría.

Venezuela tiene cuatro grandes cuencas sedimentarias<sup>8</sup> y contiene un total estimado de 72.6 mmmb en reservas de petróleo probado. PdVSA gasta un buen monto de su presupuesto en la aplicación de técnicas de recuperación de petróleo para mantener los niveles de rendimiento en las cuencas maduras. El crudo pesado con gravedades de menos de 20° API se considera representa poco más de 75% de la producción.

Hay cuatro aprobaciones del Congreso de *joint ventures* en crudo extra-pesado en el que PdVSA es un dueño minoritario. Así, la inversión extranjera está ahora en fases diferentes de desarrollo. La inversión es para convertir al crudo extra fuere del Cinturón de Orinoco de aproximadamente 9° API a aproximadamente 20-23° API, y tan alto como 30° API de crudo sintético.

Dos de los proyectos—Sincor y Hamaca— de \$3 y \$4 mmdd se han demorado en medio de dificultades financieras. Los proyectos son una *joint venture* con el France's Total Fina, Norway's Statoil, y PdVSA. El proyecto Sincor espera producir 180,000 b/d. La producción fuerte de crudo fue programada para empezar originalmente en el 2000, pero se ha retrasado el presupuesto de PdVSA.

El proyecto de Petrozuata es una sociedad de \$2.4 bdd entre PdVSA y Conoco que tiene como objetivo extraer de 1.5 a 2 mmmb en su trigésimo quinto año de contrato. El proyecto se estima ser cubierto de 70% a 80%. El proyecto involucra taladrar 500 pozos horizontales y construir 125 mil 36 pulgadas de tubería. La producción empezó en septiembre de 1998 con alrededor de 30,000 b/d, y se espera aumente a 120,000 b/d. La mayoría se enviará a la refinería del Lago Charles de Conoco, Louisiana, y el resto serán procesados por PdVSA en su refinería de Cardón.

Otro proyecto es el de Petróleo Cerro Negro de \$1.9 a \$2.3 mil millones de dls, *joint venture* entre Exxon/Mobil (operador), Veba Oil, y PdVSA que declaran producir y comercializar 120,000 b/d. La Producción

<sup>8</sup> Las cuatro principales cuencas son la Oriental, la Occidental, Barinas-Apure (donde la mayoría la producción de crudo ocurre), y la cuenca Norteña principalmente inexplorada.



de 60,000 b/d empezó en diciembre de 1999 y se espera que esa cantidad se doble en el 2001, cuando una nueva planta del coque se complete.

## Qatar

Qatar ha probado tener reservas recuperables de petróleo en 3.7 bb, de las cuales 2.2 bb se ubican en el campo Dukhan, único campo sobre tierra. Lo restante probado, 1.5 bb tienen lugar en seis campos costeros: Bul Hanine, Maydan Mahzam, Id al-Shargi Domo Norte, al-Shaheen, al-Rayyan, y al-Khalij. Este país posee petróleo crudo con gravedades en el rango de 24° a 41° API y son dos los tipos de aceite primario de exportación: Dukhan (41° API) y la mezcla el Marino (36° API).

A pesar de la importante producción y reservas de petróleo del país, cuenta únicamente con un 20% de consumo de energía doméstico. Exporta casi toda su producción a Asia. En 1998, las exportaciones netas de petróleo sumaron 737,000 b/d, aunque la producción ha caído en 1999 como resultado del apoyo al recorte de producción de la OPEP.

En 1998, produjo 782,000 b/d de petróleo, arriba de 720,000 b/d en 1997, y de los 415,000 b/d de 1994, antes de que Qatar comenzará su rápida expansión en su capacidad de producción. A partir de mayo de 1999, la producción de petróleo era de 685,000 b/d

Después del golpe en 1995, Qatar inició nuevas políticas para animar el incremento de la producción de petróleo, localizando reservas adicionales de petróleo antes de reservas existentes que llegaron a ser demasiado caras para ser recuperadas, e invirtiendo en avanzados sistemas de recuperación de petróleo para extender la vida de campos existentes. Para realizar esto, el gobierno, en años recientes, ha mejorado los términos de los contratos de exploración y producción y acuerdos de producción compartida (*Production Sharing agreements, PSAs*). Los términos se diseñan para fomentar la inversión de las compañías extranjeras que mejoren la recuperación o producción de petróleo y para explorar nuevos depósitos. Los planes para aumentar su producción de petróleo, sin embargo, han sido interrumpidos, por sus recortes a la producción de aproximadamente 47,000 b/d que se emprendieron para apoyar los esfuerzos de la OPEP para levantar los precios de petróleo desde su caída en 1998 y a principios de 1999.

En marzo de 1998, firmó un acuerdo de exploración de petróleo tierra adentro con Chevron Corporation. Este es el quinto año del acuerdo de



exploración, cubriendo 4,209 millas cuadradas de área conocida como Bloque-2 que cubre virtualmente toda la península de Qatar a excepción del campo Dukhan. Las encuestas sísmicas se realizaron en 1998, y la perforación esta por comenzar en 1999. Chevron también retiene el Bloque 1 mar adentro conjuntamente con el Hungary's MOL. Véase Cuadro 2.4

Uno de los más nuevos campos petrolíferos de este país es al-Rayyan operado por Arco Qatar, Wintershall, British Gas y Gulfstream Petroleum también poseen acciones significativas. El campo comenzó a producir en noviembre 1996 con 20,000 b/d de petróleo pesado desde cuatro pozos. El PSA para el campo se firmó julio de 1997, produjo un promedio de 15,500 b/d en seis meses terminando en marzo de 1999, abajo de 32,000 b/d del año previo, pero Arco planea aumentar la capacidad de producción del campo a 60,000 b/d para la segunda mitad del 2000. Sostiene que ha encontrado 700 mmb de reservas probadas de petróleo y aproximadamente 600 mmb de reservas probables en al-Rayyan que eventualmente tendrá cinco pozos de producción. Dos pozos más de exploración se perforaron a principios de 1999, que juntos mostraron una corriente inicial de 6,500 b/d. Arco anunció sus planes a principios de 1999 para vender sus acciones en dicho campo, pero ningún negocio se ha finalizado.

El último campo petrolífero de Qatar mar adentro es al-Khalij. La producción comenzó en marzo 1997, después de cinco años de trabajo de evaluación y exploración, con un valor inicial de 6,000 b/d, su desarrollo se había demorado desde 1991, ya que Elf Aquitaine Qatar, su operador, buscaba mejorar la producción junto con La Corporación General de Petróleo de Qatar (QGPC). En octubre 1997, Elf aumentó la producción a 20,000 b/d, alcanzado los 30,000 b/d en marzo 1998 y espera aumentarla hasta 50,000-60,000 b/d para el 2000, retiene 55% de interés en el año 25 de los PSA, con una opción para una extensión quinquenal, el 45% de interés lo tiene Agip de Italia. En el campo se estiman reservas recuperables de petróleo de 70 a 80 mmb. QGPC sostiene que las reservas recuperables podrían aumentar bajo un PSA con una compañía extranjera que instale un sistema avanzado.

Al-Shaheen, operado por Maersk de Petróleo Qatar de Dinamarca, rápidamente llega a ser uno de los campos petrolíferos productivos más grandes de Qatar, produce petróleo amargo (29°-33° API) con 1.7% a 2% de sulfuro.

En diciembre de 1997, Oxy firmó otro PSA con QGPC para desarrollar el campo petrolero Id al-Shargi Domo Sur (ISSD), la compañía



planea invertir \$450 mdd durante la vida del proyecto, con \$400 mdd para ser gastados en los próximos cinco de años. El nivel máximo de producción de ISSD se espera alcance los 50,000 b/d, se estima contenga 1.1 bb de petróleo, con reservas recuperables estimadas en unos 200 a 300 mmb.

## **Indonesia**

La liberalización de la industria del petróleo y el gas natural de este país ha estado en discusión durante varios años ya que la propuesta central es terminar con el monopolio de la gigante empresa petrolera Pertamina y la reducción y eliminación eventual de subsidios en consumo de combustible doméstico.

Bajo legislación propuesta en 1999, el Ministro de Minas y Energía de Indonesia tomaría la función de otorgar y dirigir la producción compartiendo contratos con compañías de petróleo extranjeras fuera de las que se llevan actualmente por Pertamina.

También se librarían empresas extranjeras de muchos de los requisitos regulados para su aprobación que éstas aseguran, impiden su eficiencia. En el futuro, el sector de explotación petrolera mar adentro se abrirá a la competencia extranjera y se espera eliminar los pesados subsidios del gobierno a Pertamina.



CUADRO 2.4

TIPO DE INVERSIÓN EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE LA OPEP				
País	Empresa Nacional	Empresa Extranjera	Origen	Tipo de Inversión
Arabia Saudita	1. Petróleo de Nímr de Arabia Saudita	✓ Japan's Arabian Oil Co ✓ Texaco	Japón E.U.	N/E
Irán		✓ Total and Malaysia's Petronas ✓ Canada's Bow Valley Energy and uk's Premier Oil ✓ France's Elf Aquitaine e Italy's ENI/Agip	Malasia Canadá Francia	"Buy Back"
Emiratos Arabes Unidos	1. Abu Dhabi			N/E
Libia	1. National Oil Corporation (NOC)	✓ Agip-ENI ✓ Libyan-Tunisian Joint Oil Company ✓ Petróleo de Nímr de Arabia Saudita ✓ Petronas de Malasia ✓ OMV de Austria ✓ Wintershall ✓ Veba Oil ✓ France's Total ✓ Repsol ✓ Petrofina	Italia Libia y Tunes Arabia Saudita Malasia Austria Alemania Alemania Francia España Italia	Joint Venture Acuerdos de Exploración y Producción Compartida
Kuwait	N/E			Nacional
Algeria	1. Sonatrach	✓ Anadarko ✓ Arco ✓ Mobil ✓ Petroleum of Phillips ✓ Lasmo ✓ Burlington	N/E N/E E.U. N/E N/E E.U.	N/E
Venezuela	1. Petróleos de Venezuela (PdVSA)	✓ France's Total ✓ Norway's Statoil ✓ Conoco ✓ Exxon Mobil ✓ Veba Oil	Francia N/E E.U. E.U. Alemania	Joint Venture Acuerdos de Producción Compartida
Nigeria				Joint Venture Contratos de Producción Compartida
Qatar	1. Arco Qatar	✓ Chevron Corporation ✓ Hungary's Mol ✓ Wintershall ✓ British Gas ✓ Gulfstream Petroleum ✓ Elf Aquitaine Qatar ✓ Corporación General de Petróleo de Qatar ✓ Maersk de Petróleo Qatar	E.U. Hungria N/E Inglaterra N/E N/E N/E N/E	Acuerdos de Producción Compartida
Irak	N/E	✓ Elf Aquitaine ✓ France's Total	Francia Francia	N/E
Indonesia	1. Pertamina	N/E		N/E

N/E= No especificado

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de [www.fe.doe.gov](http://www.fe.doe.gov).



### 2.1.3.2. Inversión nacional

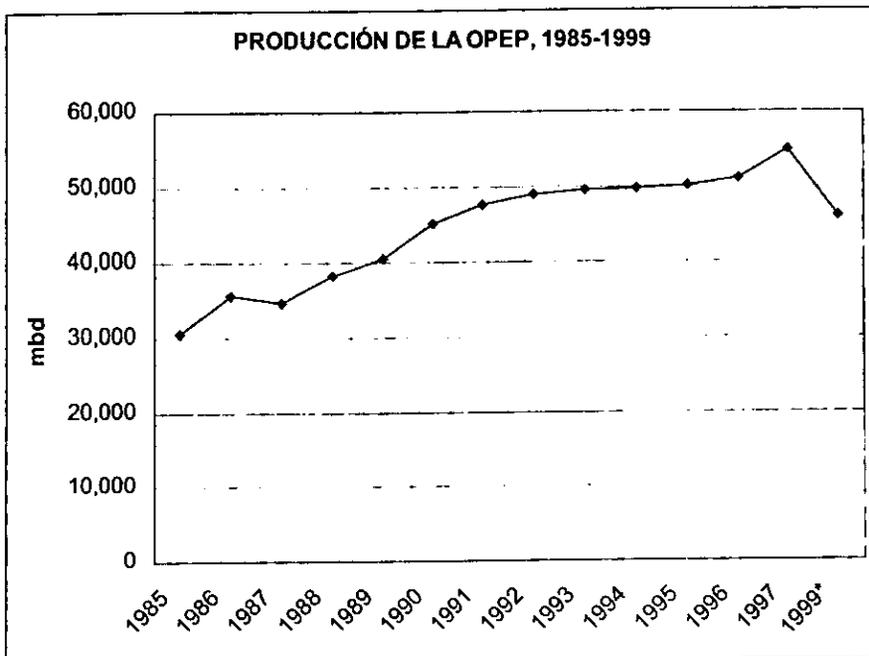
De los 11 países miembros de la OPEP, seis (Arabia Saudita, Algeria, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Libia y Venezuela), poseen empresas petroleras nacionales y sólo una (Algeria) está reportando hasta el momento un plan de desarrollo con una inversión total de \$19.2 billones de dólares. Lo que demuestra cómo la inversión nativa esta siendo grandemente reducida.

Es así como la tendencia a nivel mundial es permitir la libre entrada del capital extranjero para ser invertido en la industria del petróleo.

Como puede observarse en la Gráfica 2.1, la producción de petróleo a nivel de la OPEP ha mostrado una tendencia ascendente con una producción de 17,725 mb/d en 1985 hasta 27,230 mb/d en 1995 (véase Cuadro 2.5), sin embargo ha sufrido un descenso en 1999 debido a los recortes en la producción del mismo para incrementar el precio y así obtener altos márgenes de ganancia. Esta medida ha provocado una depresión en la demanda del mercado en el corto plazo como se analizará en el siguiente apartado.



GRÁFICA 2.1



\*Estimado

FUENTE: Elaboración Propia, con base en información de British Petroleum en [www.bpamoco.com](http://www.bpamoco.com) y la DOE en [www.fe.doe.gov](http://www.fe.doe.gov)

CUADRO 2.5

PRODUCCIÓN DE LA OPEP 1985-1999															
Miles de barriles diarios															
PAIS	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999*
1. Irán	2,220	2,060	2,330	2,335	2,870	3,255	3,500	3,525	3,700	3,710	3,705	3,710	3,730	N/E	3,600
2. Irak	1,415	1,895	2,390	2,775	2,840	2,155	280	525	465	515	545	630	1,210	N/E	2,600
3. Kuwait	1,125	1,365	1,070	1,490	1,590	1,265	200	1,095	1,930	2,095	2,105	2,080	2,095	N/E	2,400
4. Qatar	315	355	315	360	405	435	420	495	460	450	460	N/E	720	782	685
5. Arabia Saudita	3,600	5,210	4,600	5,720	5,635	7,105	8,820	9,100	8,960	8,875	8,885	9,035	9,375	N/E	7,520
6. Emiratos Arabes Unidos	1,260	1,595	1,605	1,620	2,025	2,285	2,640	2,510	2,455	2,485	2,485	2,615	2,700	N/E	2,300
7. Algeria	1,145	1,195	1,230	1,250	1,275	1,345	1,340	1,310	1,325	1,310	1,325	1,395	1,440	N/E	772
8. Libia	1,060	1,065	1,005	1,060	1,165	1,430	1,540	1,475	1,400	1,420	1,415	1,440	1,465	N/E	1,400
9. Nigeria	1,500	1,465	1,325	1,445	1,715	1,810	1,890	1,945	1,910	1,880	1,890	2,150	2,317	2,043	2,012
10. Indonesia	1,340	1,430	1,420	1,375	1,480	1,540	1,670	1,580	1,590	1,590	1,575	1,580	1,560	N/E	1,350
11. Venezuela	1,745	1,885	1,910	2,000	2,010	2,240	2,490	2,500	2,590	2,675	2,840	3,135	3,365	N/E	2,720
Total OPEP	16,725	19,520	19,200	21,430	23,010	24,865	24,790	26,060	26,785	27,005	27,230	27,770	29,977	N/E	27,359

\*Estimado

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de British Petroleum en [www.bpanoco.com](http://www.bpanoco.com) y la DOE en [www.fe.doe.gov](http://www.fe.doe.gov)



## 2.2. Determinación de la Demanda de Petróleo.

La demanda global promedio de petróleo en el 2000 se proyecta en 76.9 mb/d, 1.7 mb/d (2.2%) más que en 1999 (véase Cuadro 2.6). La estimación de crecimiento en la demanda se ha visto reducida principalmente por el efecto de los altos precios del petróleo. Las estimaciones de crecimiento han estado reducidas en los EUA (por los precios y la política monetaria), en la ex-Unión Soviética (los precios han alentado las exportaciones y la expansión de la oferta doméstica y Ucrania presenta una crisis financiera), y en el Este Medio.

CUADRO 2.6

RESUMEN GLOBAL DE LA DEMANDA DE PETRÓLEO (m m b/d)				
	1997	1998	1999	2000*
Norte América	22.70	23.15	23.78	24.180
Europa	14.99	15.30	15.12	15.350
Pacífico	8.97	8.44	8.68	8.900
Total de la OECD	46.66	46.89	47.58	48.430
FSU	4.27	4.08	3.96	3.980
Europa	0.77	0.81	0.83	0.860
China	4.08	4.15	4.44	4.610
La otra Asia	6.73	6.78	7.20	7.550
Latinoamérica	4.42	4.62	4.65	4.760
Este Medio	4.19	4.30	4.21	4.290
Africa	2.32	2.38	2.40	2.460
Total No-OECD	26.77	27.11	27.70	28.520
Mundial	73.43	73.99	75.28	76.940

\*Proyectada

FUENTE: Elaboración propia, con base en datos de la IEA, marzo del 2000.

### La OCDE Europea

La demanda de crudo pesado cayó un promedio 30 mil barriles diarios (mb/d) por año en la OCDE (Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, OECD por sus siglas en inglés) Europea entre 1991 y 1997. Los bajos precios en 1998 mostraron la pérdida de sólo 2 mb/d,



pero una vez recuperados en 1999 aceleraron la caída de la demanda a 110 mb/d de los cuales 70 mb/d estaba exclusivamente en Italia. La divergencia en las tendencias que aparecen en 1999 hace pensar en nuevos y más profundos declives, probablemente relacionados con la apertura de los mercados de electricidad y el uso creciente de gas natural y gas natural licuado como base para la generación de energía eléctrica.

### La OCDE Pacífico

La Demanda de los países del Pacífico de la OCDE (Japón, Corea, Australia y Nueva Zelanda) se proyecta crecerá en promedio 230 mb/d (2.6%) en el 2000, sólo fracciones menos que el año pasado (véase Cuadro 2.4). La economía japonesa esta siendo apoyada con gasto gubernamental y cerca de un cero de coeficiente de interés, es como la “nueva economía” con menor energía-intensiva que surge para abrazar a la era digital. Los indicadores económicos son mixtos, con actividades comerciales que aumentan mientras el consumo privado permanece en una depresión. Se presenta una previsible recuperación económica apacible.

CUADRO 2.6

RESUMEN GLOBAL DE LA DEMANDA DE PETRÓLEO				
Variación anual (%)				
	1997	1998	1999	2000*
Norte América	2.20	2.00	2.70	1.70
Europa	0.80	2.00	-1.10	1.50
Pacífico	1.70	-5.90	2.80	2.60
Total de la OECD	1.70	0.50	1.50	1.88
FSU	-1.30	-4.40	-2.80	0.50
Europa	1.70	5.60	2.70	3.20
China	11.00	1.70	7.00	3.70
La otra Asia	5.50	0.70	6.30	4.90
Latinoamérica	3.50	4.50	0.80	2.30
Este Medio	4.22	2.60	-2.00	2.00
Africa	3.50	2.20	1.00	2.80
Total No-OECD	4.30	1.20	2.20	2.90
Mundial	2.60	0.80	1.70	2.20

\*Proyectada

FUENTE: Elaboración propia con base en información de la IEA, marzo del 2000.

La proyección de crecimiento de demanda de petróleo coreano está inalterada, pero las últimas noticias hacen pensar en el fortaleciendo



fundamental económico. Los chips de la memoria de computadoras personales son el soporte principal de la exportación coreana. La demanda de chips de memoria se incrementa grandemente cuando la economía global se recupera y van en aumento los precios de los chips conduciendo a un incremento de las existencias del mercado de Seúl de 8% en un solo día.

### **Norteamérica**

Se espera que la demanda norteamericana de crudo aumente un promedio 400 mb/d en el 2000, alrededor de dos tercios, tanto como el año pasado. La estimación se redujo ligeramente para reflejar el aumento de los precios de los productos del petróleo y la probabilidad que la economía se desacelere. Las estadísticas finales de 1999 mostraron un crecimiento de casi 7% en una base anualizada: bastante para sugerir al Banco de la Reserva Federal una desaceleración. La reestructuración de la industria para reducir costos (e indirectamente, el uso del petróleo ) continúa, con la GM, Ford y Daimler Chrysler, uniendo fuerzas para combinar sus requisitos de compra fuera de su origen en una bolsa electrónica operada independientemente, a finales de febrero del 2000.

### **La no-OCDE**

#### *Demanda aparente<sup>9</sup> de la ex Unión Soviética*

La demanda de petróleo en la ex-Unión soviética (FSU, por sus siglas en inglés) ha tomado un giro distinto, en el primer cuarto del 2000 la demanda aparente es por lo menos 4% inferior que un año antes. Esta estimación está basada en la producción y datos de comercio durante enero y febrero del 2000. Los altos precios internacionales del petróleo están maximizando el incentivo para exportar, dejando al mercado doméstico corto de suministro. El precio dado como probable nivela la situación actual en Repúblicas como la Ucraniana (la cual declaró un estado de emergencia el 19 enero), la demanda proyectada ha sido reducida 50 mb/d. El dato actual es 3.98 mb/d.

<sup>9</sup> Estas cifras están basadas en estimaciones de la IEA, "ajustando irregularidades", no se trata de datos oficiales de estos países.



### *Demanda y comercio aparente de China*

La demanda de crudo de China al final de 1999 fue de 4.44 mmb/d, 7% más alta que en el año anterior (véase Cuadro 2.6 y Cuadro 2.7) debido a un insostenible crecimiento de 11% en el segundo semestre. La Demanda se proyecta para crecer por lo menos 50% en el 2000, con un crecimiento no sólo frenado por los altos precios del crudo sino también por una economía que todavía necesita de gasto sustancial del gobierno a través de la fase actual de reestructuración industrial.

Los productos principales fueron diesel (+240 mb/d) y gas licuado de petróleo (LP) (+60 mb/d). según *China Oil, Gas & Petrochemicals*, la demanda de gas LP ha aumentado seis veces desde 1990 debido a la preocupación de la calidad del aire y al aumento de la urbanización. Es probable que la tendencia continúe durante algún tiempo, China del norte con una baja oferta, el crecimiento estará más lento en los niveles de precio actuales. Pero el gas LP sigue siendo una clave importante de la estrategia energética de China, incluso con el diseño de la propuesta del impuesto al combustible para promover uso de gas LP por encima de la gasolina o el diesel. La baja de 45 mb/d en el uso de aceite combustible es resultado de la actual organización racional del Estado en las industrias pesadas.

En diciembre de 1999, importaciones chinas a precio neto disminuyeron por 200 mb/d debido a un aumento en exportaciones del producto. En conjunto, durante el año las importaciones chinas a precios netos promediaron 1.01 mmb/d, comparados con 676 mb/d en 1998. El precio neto de las importaciones crudas significó más del doble: 582 mb/d de 245 mb/d, mientras las importaciones del producto permanecían casi inalteradas en 428 mb/d. Estas cifras están basadas en estimaciones de la IEA.

El gobierno incrementó el precio de los productos domésticos a principios de febrero, siguiendo el incremento del precio internacional del crudo. Así se renuevan las preocupaciones en China sobre su creciente dependencia en petróleo importado, que puede incitar un ajuste en la estrategia de energía de ese país para elevar la confianza en el suministro de energía doméstica. China ha sido un importador neto de petróleo desde 1993 y su economía ha aumentado su vulnerabilidad a los altos precios de petróleo.



En la India, el crecimiento anual de la demanda de petróleo fue de 8%. Aumentó de 150 a 160 mb/d, 60 mb/d en gas LP y nafta y 60 mb/d en diesel y gasolina. Gasolina y aceite de combustible cada uno contribuyó al crecimiento adicional con un 10 mb/d. La demanda de nafta es uno de los más importantes insumos de la petroquímica pero también es un combustible poderoso en la planta, mientras el gas LP es usado igualmente por productores de la petroquímica y en los hogares. En la India, como en otras economías, el precio-subsidiado de gas LP está siendo sustituido por combustibles de la biomasa tradicionales; el gobierno dice que se compromete a reducir los subsidios en éste y otros productos de petróleo, pero sólo gradualmente.

### **La otra no-OCDE**

La demanda de petróleo en la "otra Asia" rebotó de una pérdida diminuta en 1998 a un aumento casi normal de 225 mb/d (4.6%) en 1999. Sin embargo, algunos de los productos del petróleo demandados están siendo reportados para Hong Kong, arriba de 30% (60 mb/d) en 1998 y una estimación de 45% (125 mb/d) en 1999, probablemente se destinó para China. No obstante, las perspectivas de demanda de petróleo en la región parecen relativamente sólidas, con el último gobierno oficial se pronostica un crecimiento económico optimista de 4% para Indonesia, y 5% para Malasia y Singapur. El crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de petróleo serán moderados debido a los actualmente altos precios del crudo, y por la eliminación progresiva de los subsidios gubernamentales al combustible, en línea con la política del Fondo Monetario Internacional (FMI). Igualmente Indonesia está considerando reducir la cantidad por la que subvenciona precios de gasolina de motor.

La demanda de crudo en Sudáfrica ha sido sólo una réplica, invirtiendo el modelo de pérdidas visto en 1996-98, es decir, fue 2.4% más alto que el año anterior. La demanda de petróleo de África en conjunto se estima se ha incrementado sólo 20 o 25 mb/d (1%) en 1999, 50% menos que en 1998, representando un duro golpe a la demanda particularmente en Argelia y Nigeria.

En la producción de crudo del Medio Este, la demanda doméstica se contrajo en promedio 90 mb/d (2%) durante 1999, en parte debido al alza de los precios. Para Israel el crecimiento de la demanda fue de sólo 1.5%, un tercio del porcentaje del año anterior. La demanda Iraquí parece haber sido



contraída en 7% y refleja un esfuerzo por aumentar al máximo los ingresos por exportaciones de crudo. Los productores en general están promoviendo el uso de gas natural doméstico para lograr que el precio de productos de petróleo alcance niveles más accesibles para el mercado, a través de una disminución de la demanda de petróleo.

La demanda latinoamericana de crudo parece haber finalizado en 4.65 mb/d en promedio en 1999. El crecimiento de la demanda para el año se estima en 35 mb/d (0.8%) de los cuales 15 mb/d fueron de Brasil y 6 mb/d de Perú. Después del colapso con sólo un crecimiento promedio de 0.7% en 1997, la demanda de petróleo peruana recuperó en promedio 3.5% de crecimiento en 1999. La demanda de Brasil creció sólo 0.7% en 1999, y siguen mejorando las variables económicas, las últimas cifras muestran un sustancial sobrante del presupuesto.

En resumen, podemos decir que cuando los precios del petróleo se incrementan, la demanda del energético se ve reducida en términos porcentuales, alentando el consumo de otros energéticos alternativos como el gas LP y el gas natural.

Una medida internacional impuesta por el FMI a los países dependientes económicamente de este organismo es la eliminación gradual de los subsidios a los energéticos, principalmente al petróleo, gas LP y gas natural.

La estimación de crecimiento en la demanda para el 2000 ha estado reducida por el efecto de altos precios del crudo y han puesto en jaque a economías netamente importadoras de petróleo como la China, contrayendo así el crecimiento económico; lo que nos indica una alta correlación entre los precios del petróleo, su demanda y el Producto Interno Bruto (PIB).

### **2.2.1 Incertidumbre y percepciones del mercado**

Es indudable que las percepciones que se tienen del mercado, de las fluctuaciones entre la oferta y la demanda, determinan el monto de las inversiones que en materia energética se tengan y viceversa, son las inversiones las que en gran medida determinan la oferta de los energéticos y la demanda, cuando estas inversiones se ven reflejadas en un mayor ingreso y crecimiento económicos.

Así, podemos mencionar que cuando existe la incertidumbre sobre la disponibilidad del petróleo, por el desconocimiento de su potencial (aunado



a conflictos políticos o bélicos con los principales proveedores), los precios de este energético se elevan por encima de lo estimado y al contrario, cuando el potencial y la productividad se incrementan por una mayor estabilidad y confianza en el negocio petrolífero (alentando la inversión y el uso de nuevas tecnologías que reducen costos y aumentan el margen de ganancia), motivan una inundación de este producto en el mercado, presionando los precios a la baja.

### 2.2.2 Crecimiento económico

Como ya se mencionó el crecimiento económico es una de las variables económicas más importantes de la demanda energética y se espera que todas las regiones experimenten un crecimiento más lento en el futuro, a excepción de las economías de la transición (la ex-URSS) que se asume se recuperará rápidamente de la agitación económica de los años 90. La demanda energética proyectada a nivel mundial estima un crecimiento de 65% y las emisiones de CO<sub>2</sub> alrededor de 70% entre 1995 y 2020 a menos que las políticas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero enunciadas en la conferencia de Kyoto de 1997<sup>10</sup> se lleven a la práctica. Este crecimiento asume un desarrollo económico mundial de 3.1% ppa (paridad del poder adquisitivo en dólares de 1990 de los EUA) en un escenario medio que plantea la International Energy Agency (IEA), véase Cuadro 2.8. Dos tercios del aumento de la demanda energética concluido el período de 1995-2020 viene de China y de otros países en vías de desarrollo.

En esta perspectiva,<sup>11</sup> los PIB de diversos países se han convertido a dólares de los EUA, usando las ppa equipara los costos de diversas economías en una cesta fija de mercancías y servicios que incluyen los ítem negociados y no negociados en los mercados internacionales, mientras que los cambios del mercado se basan en el comercio internacional y movimientos de capital. Por esta razón, los PIB de diversos países pueden proporcionar una medida más exacta basada en el estándar de vida. Esto es importante ya que se considera como la principal fuerza impulsora de la

<sup>10</sup> En esta conferencia se adoptó el Protocolo de Kyoto, el cual cuantificó en forma diferenciada los compromisos de reducción de emisiones de los principales gases de efecto invernadero por parte de los países desarrollados. En conjunto, dichos países deberían lograr en torno al 2010 una reducción de 5.2 % respecto a sus niveles de 1990.

<sup>11</sup>Perspectiva Energética Mundial 1998, IEA.



demanda energética y de las comparaciones de la intensidad de energía (consumo de energía dividida por PIB mundial) entre los países.

Hay dos razones principales por las que se espera que la mayoría de las regiones crezcan más lentamente en el futuro en relación con el pasado. Se espera que las regiones de la OCDE tengan índices de natalidad descendentes y poblaciones que envejecen. En países en vías de desarrollo, el desarrollo económico tiende a declinar mientras que los países alcanzan estándares de vida más altos. Un estudio de la OCDE comparó el caso de la proyección media de 3.1% de desarrollo económico con “un caso alto” de 4.0% por año. El caso alto representa una “nueva edad global” en la cual los países en desarrollo, los desarrollados y las potencias pongan en ejecución una combinación de políticas acertadas dirigidas a impulsar el comercio mundial, los flujos de inversión y los mercados competitivos.

CUADRO 2.8

### ESCENARIOS PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO

#### Tarifas de crecimiento medio anual en porcentajes ( PIB)

	1971-1995	Bajo	Medio	Alto
		1995-2020	1995-2020	1995-2020
La OCDE	2.7	1.6	2.1	2.3
América del Norte				
La OCDE Europa	2.4	1.6	2	2.3
La OCDE del Pacífico	3.5	1.4	1.8	2.1
Economías de transición	-0.5	2.6	3.3	4
China	8.5	5	5.5	6.6
Asia del Este	6.9	3.7	4.5	5.2
Asia del Sur	4.6	3.4	4.2	5.1
América Latina	3.4	2.7	3.3	4.1
África	2.6	2	2.5	3.5
Este Medio	2.7	2.1	2.7	4
Mundo	3.2	2.6	3.1	3.8

FUENTE: Perspectiva Energética Mundial 1998. IEA.



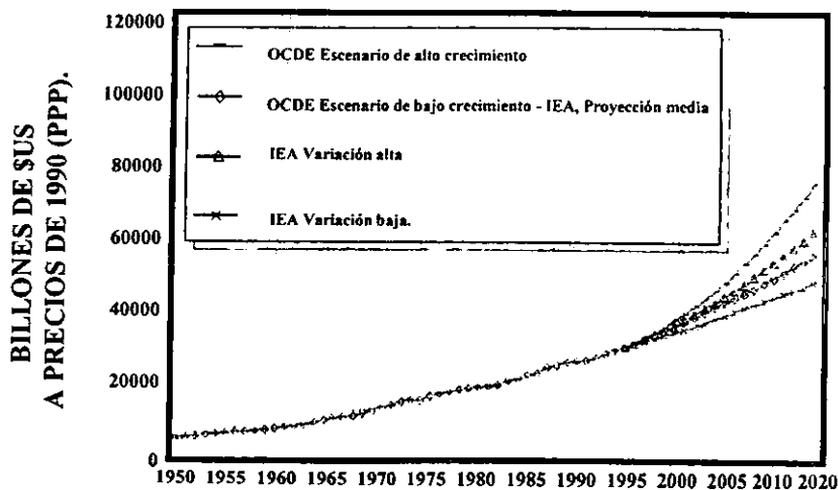
En la Gráfica 2.2 se trazan las proyecciones alternativas de desarrollo económico a partir de 1950 hasta 1995. Las proyecciones altas y bajas de desarrollo económico de la IEA se comparan con la proyección baja de la OCDE (adoptada como la proyección media IEA) y la “nueva edad global” de la OCDE plasmada en el escenario de alto rendimiento. La incertidumbre que rodea el índice futuro del desarrollo económico del mundo es claramente substancial. Esta imagen muestra cómo la economía mundial ha continuado creciendo desde 1950. Parece razonable asumir una continuación de esta tendencia de crecimiento en el futuro, pero la agitación financiera en Asia que repercutió a nivel mundial, impulsa la conclusión de las perspectivas económicas futuras. Los casos económicos altos y bajos de IEA capturan esta incertidumbre.

En esta proyección se espera que los combustibles fósiles resuelvan el 95% de la demanda energética global adicional a partir de 1995 a 2020. El petróleo se utiliza cada vez más para aprovisionar de combustible las demandas rápidamente crecientes del transporte aéreo, el carbón es importante en la generación de energía debido a su bajo costo, sobre todo cuando se utiliza en áreas de producción cercanas, en países en vías de desarrollo como es el caso de los países asiáticos; y donde las tuberías existen, o se pueden construir, el gas natural es el combustible preferido para muchas aplicaciones, especialmente para las nuevas centrales eléctricas, en este sentido, las estructuras para facilitar el tránsito internacional del gas natural necesitarán ser ampliadas para permitir el uso futuro de este combustible por todo el mundo, asimismo las reservas de crudo y de gas natural necesitarán ser desarrolladas más a fondo a nivel internacional<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Este es especialmente el caso de Rusia y el Mar Caspio, donde se presentarán oportunidades importantes para proveer a mercados europeos y asiáticos.



GRÁFICA 2.2  
PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO



FUENTE: OCDE

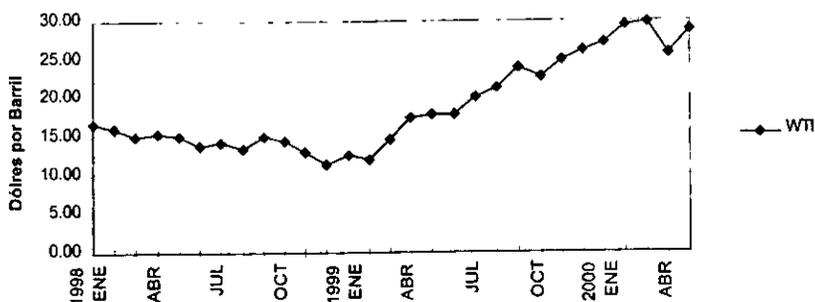
### 2.2.3 Cambios estacionales

La teoría del mercado petrolero nos indica que los niveles de la demanda energética varían dependiendo del clima que se presenta en las diferentes estaciones del año, registrándose así los mayores volúmenes de consumo en los meses de invierno viéndose reducidos en los meses de primavera y verano. Es así como los precios del petróleo se ven incrementados en unas épocas y disminuidos en otras, alentados por el consumo estacional (véase Gráfica 2.3).



## GRÁFICA 2.3

Evolución del Precio Promedio de Exportación del West Texas Intermediate



FUENTE: Elaboración propia, con base en British Petroleum (BP) en [www.bpamoco.com](http://www.bpamoco.com)

Pero la realidad de los últimos tiempos contrasta con esta tendencia, ya que desde abril de 1999 que se cotizó el West Texas Intermediate (WTI) a 17.34 d/b con un aumento de 18.2% respecto al mes próximo pasado y 13.1% con respecto al mismo mes del año anterior, se observa una clara tendencia al alza, hasta alcanzar un nivel de 28.20 d/b en mayo del 2000.

En marzo de este mismo año Irak, Libia y Argelia, argumentaban que al comenzar la temporada de calor y bajar la demanda, de manera natural el mercado nivelaría los elevados precios del energético, situación que no ocurrió; ya que en este caso, la variable estacional perdió su influencia sobre la determinación del precio del petróleo al existir otras variables de mucho más peso.

“... en condiciones normales en primavera el precio del petróleo baja, pero la situación actual no es “normal”, pues los inventarios de países desarrollados están muy bajos, así que no sería tan fácil que se equilibren los precios con la libre acción del mercado.”<sup>13</sup>

Por esta razón México, Venezuela y Arabia Saudita aumentaron su producción para elevar la oferta, pues afirmaban que de no hacerlo las altas cotizaciones del hidrocarburo generarían inflación, misma que se revertiría en todo el mundo.

<sup>13</sup> EL FINANCIERO. 2 de marzo del 2000.



Pero los analistas descartan que vaya a bajar la demanda de petróleo tal y como se argumenta, puesto que los países industrializados necesitan recuperar los niveles normales de sus reservas. De cualquier manera, se espera ver una fuerte caída de los precios de más de diez dólares (para quedar en un nivel de 20 d/b) que pese a su impacto no descalabraría los petroprecios, sólo sería un ajuste para conseguir que las cotizaciones queden en un nivel razonable, lo que evitaría meter en problemas a las economías por los efectos inflacionarios.

El aumento de exportación que anunció la OPEP demuestra que el mercado petrolero no se rige desde hace varios años por la libre oferta y demanda, pues resulta ilógico que el primer día del incremento no bajen las cotizaciones del hidrocarburo.<sup>14</sup> Llama la atención que ante un mercado que tiene un consumo estable de energéticos se dé un incremento en la oferta, y en lugar de registrarse un descenso en las cotizaciones del “oro negro”, éstas suban. Ello confirma que “no hay lógica entre la oferta y la demanda, los hechos no corresponden... cómo es que hay más petróleo y no bajan los precios, eso significa que “no hay libre mercado”.<sup>15</sup>

Un factor de presión que tienen los precios se refiere a que la gasolina en el vecino país del norte, está muy cara, debido en parte, al cierre de diversas plantas de las principales compañías refinadoras para darles mantenimiento, lo que se tradujo en un impacto sobre los precios de dicho combustible.

Otro factor que impulsa la demanda del crudo es la aceleración de la economía estadounidense, que podría estabilizarse después de pasadas las elecciones de ese país, propiciando una disminución de la demanda y una reducción del precio del hidrocarburo. “los estadounidenses deciden mantener precios altos para beneficiar a sus petroleros, de pasada le dan un golpe a los asiáticos y europeos que importan casi todo el petróleo que consumen, y a México, le ayudan para que no se venga la crisis de fin de sexenio y tenga unas elecciones tranquilas.”<sup>16</sup>

La disminución de las cotizaciones podría llegar a situarse en la banda fijada por la OPEP del rango de los 22 a los 28 dólares, pero ciertamente la reacción al mercado petrolero ante el pequeño incremento de

<sup>14</sup> García Reyes, García. Investigador del Colmex, y Víctor Carreón, del Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), en EL FINANCIERO, 23 de julio del 2000.

<sup>15</sup> Idem

<sup>16</sup> Idem.



las cuotas de exportaciones entre la OPEP y los productores independientes sigue siendo la gran incógnita.

### 2.2.4 Políticas de conservación, sustitución y eficacia de los energéticos

De todos es bien sabido que el clima ha sido un factor fundamental para determinar las características de los ecosistemas y su evolución. En la especie humana, el clima ha influido poderosamente en las formas de subsistencia, patrones productivos y de asentamiento y, en general, en las condiciones de vida de las poblaciones; pero hoy en día esas formas de subsistencia y patrones productivos en general han propiciado una alteración en la composición de la atmósfera global, es decir, un cambio en el clima. Estas transformaciones son adicionales respecto a variabilidad climática natural y se sobreponen a las mismas. El cambio climático es producto de una permanente emisión y acumulación en la atmósfera de gases denominados “de efecto invernadero”, que aún en concentraciones ínfimas, absorben el calor procedente de la superficie terrestre, dificultando su salida al espacio exterior. Entre los gases de efecto invernadero figuran el bióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, el vapor de agua, así como otros gases de origen industrial, como los hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos o el hexafluoruro de azufre.

Por el enorme volumen de sus emisiones, el más destacado agente de cambio climático es el bióxido de carbono, ( $\text{CO}_2$ ), gas que se genera en cualquier combustión. En sí mismo no es tóxico, cualquiera puede aspirarlo sin riesgo al agitar agua mineral o refresco, pero su continua emisión en grandes cantidades por quema de combustibles fósiles o de biomasa forestal, así como su muy larga permanencia en la atmósfera, han determinado que su concentración promedio haya pasado de 280 partes por millón de volumen (ppvm) en la época preindustrial a casi 370 ppmv en la actualidad. De mantenerse las tendencias actuales, la concentración inicial podría más que duplicarse a finales del siglo XXI.

Se encuentra ya plenamente comprobada la sincronía entre la evolución de las concentraciones de  $\text{CO}_2$  y otros gases de efecto invernadero y los cambios de temperatura promedio de la superficie terrestre. Los efectos previsibles del aumento en la concentración de  $\text{CO}_2$  y de los demás gases de efecto invernadero podrían consistir en un incremento en la temperatura superficial promedio entre  $1^\circ$  y  $4^\circ$  C hacia el



año 2100, así como un ascenso en el nivel medio del mar de entre 0.20 y 1.00 m. por dilatación de océanos y fusión de hielos polares. Se espera igualmente un aumento en la frecuencia e intensidad de eventos climáticos extremos, como sequías, precipitaciones intensas, huracanes, con potenciales efectos catastróficos en muchas regiones del planeta.

La mayor parte de los científicos expertos en la materia afirman que el cambio climático podría ser el principal problema ambiental al que se enfrentará la humanidad en su conjunto en el transcurso del siglo XXI, en dura competencia con los problemas de disponibilidad y calidad del agua, o de acumulación de residuos contaminantes.

En este sentido, resulta paradójico que los avances que permitieron la evolución histórica de la condición humana sean justamente los que pongan en riesgo la supervivencia a mediano y largo plazos.

A nivel mundial, los países más desarrollados poseen los primeros lugares en emisiones de CO<sub>2</sub>, principalmente por quema de combustibles fósiles: EUA emitieron en 1995, 5 mil 470 millones de toneladas (23.9 % del total mundial), China 3 mil 120 millones de toneladas (13.6 %).

En este sentido, se estima que las emisiones de bióxido de carbono en el mundo aumenten, para el año 2015, en 3.4 mil millones de toneladas métricas (tm), alcanzando niveles totales de hasta 9 mil millones de tm, excediendo los niveles de 1990 en 54 %. En este caso, el uso del petróleo contribuiría con 1.3, el carbón con 1.2 y el gas natural 0.9 mil millones de toneladas métricas<sup>17</sup>. La IEA afirma que las emisiones de carbono crecerán en un porcentaje más lento que el consumo de energía si ocurre un crecimiento más rápido en el uso de gas natural que otros combustibles fósiles (como el petróleo y el carbón).

Los productos del petróleo utilizados principalmente en el sector del transporte por tener pocos sustitutos, explican casi la mitad del aumento de las emisiones de bióxido de carbono. En este sentido, el gas natural se convertirá en una fuente alternativa de energía (sobre todo en la generación de energía eléctrica).

Algunas actividades voluntarias que en este sentido están llevando a cabo algunos países desarrollados y sus empresas son:

- ☞ esfuerzos para entender mejor las fuentes y cantidades de gases de efecto invernadero (GHG) emisiones generadas por operaciones de industria de gas y petróleo,

<sup>17</sup> EIA. World Energy Projection System (1996).



- ⇒ iniciativas para reducir las emisiones de GHG, incluyendo eficiencias operacionales y el secuestro de emisiones de carbón,
- ⇒ apoyar la investigación fundamental de cambio de clima,
- ⇒ investigar y desarrollar programas sobre sistemas de energía más eficientes en automotores,
- ⇒ desarrollo de recursos de energía renovable.

Todos estos esfuerzos se enfocan en el bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o en el metano (CH<sub>4</sub>), segundo gas de efecto invernadero asociado con operaciones de la industria del gas y del petróleo y uso de sus productos.

### *Co-generación en sitios industriales*

Es de importancia señalar la co-generación como un adelanto tecnológico que reduce los costos de capital en la generación de electricidad y las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Tradicionalmente, las refinerías y otros sitios industriales han generado vapor y la electricidad separadamente, con ambos procesos se tienen pérdidas. Usar una turbina de gas para generar electricidad y la descarga desde esa turbina para generar vapor (la co-generación) puede incrementar la eficiencia generalmente en el orden de 20%.

Las conclusiones claves son:

- ↑ La co-generación ofrece un enfoque económico para incrementar la competitividad, reducir emisiones totales, y reducir el consumo del recurso natural.
- ↑ La co-generación es un buen negocio y posee un sentido ambiental en ubicaciones apropiadas o convenientes.
- ↑ Mediante la mejor eficiencia de energía las refinerías y las plantas químicas han llegado a ser 35% más eficientes energéticamente desde 1973, representando un ahorro de 1.3 billones barriles de petróleo y un ambiente más limpio.



### *Conversión de gas natural a petróleo*

Otro desarrollo innovador en la industria de los energéticos lo constituye sin lugar a dudas la conversión de gas natural a petróleo, el cual podría cambiar la posición de este combustible en el mercado mundial de hidrocarburos. Continúan los avances en el desarrollo de este proceso de conversión de gas natural a "petróleo crudo blanco". De acuerdo con Exxon, cerca de la mitad de las reservas mundiales del energético, estimada en unos 5,100 trillones de pies cúbicos, podrían ser transportadas de manera más económica y eficiente.

A diferencia del GNL, que tiene que ser conservado a temperaturas extremadamente bajas, el petróleo derivado del gas es totalmente puro y puede ser transportado por tren, buquetanque, camión u oleoducto.

Los países de Medio Oriente podrían estar entre los más beneficiados. El calor obtenido mediante el proceso de conversión podría ser utilizado para desalinizar el agua de mar. Se estima que una planta con capacidad para 100,000 b/d, podría producir unos 20 millones de galones de agua potable diariamente.

Exxon es una de las empresas líderes en el desarrollo de la tecnología para transformar gas natural en petróleo. Desde 1981, la empresa ha invertido unos 300 mdd, y ha registrado más de 1,500 patentes a nivel mundial.

La compañía cuenta actualmente con una planta de demostración en Baton Rouge La. con una capacidad de conversión de 200 b/d y que se espera permita, eventualmente, reducir los costos cerca de 30%.

El proceso utilizado por Exxon se denomina Conversión Avanzada del Gas para el siglo 21 (AGC-21 por sus siglas en inglés) y consiste en tres etapas:

- ⌘ Producción del denominado "Syngas", a partir de gas, oxígeno y vapor.
- ⌘ El Syngas pasa a un proceso de síntesis para convertirse en cera.
- ⌘ Finalmente la cera es mezclada con nitrógeno para obtener líquidos claros.



Entre las aplicaciones industriales de los anteriores productos pueden citarse la fabricación de:

PRODUCTO	USOS
Cera	Velas Cartón Adhesivos
Petróleo Blanco	Lubricantes Diesel de alta calidad Manufactura de plásticos

El desarrollo de la tecnología para transformar gas natural en petróleo estará en función principalmente de factores económicos entre los que destaca la velocidad con la que sigan descendiendo los costos de producción y la evolución de los precios de otros hidrocarburos especialmente del petróleo crudo.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> *Permian Basin Oil and Gas Report* 30/08/98. Citado en Boletín de la Secretaría de Relaciones Exteriores, septiembre-octubre de 1998, año 16, p. 16.

## **CAPÍTULO 3: EL MERCADO INTERNACIONAL Y NACIONAL DEL GAS NATURAL**

En el presente capítulo se analizará el mercado internacional de gas natural en el período 1985-1998, y las proyecciones que al respecto existen; en el ámbito nacional, se analizarán la oferta y la demanda históricas del período 1991-1998, debido a la carencia de la información sistematizada de las fuentes en el período de estudio; esto con el objetivo de identificar las tendencias mundiales para ubicar a nuestro país, y vislumbrar las posibles oportunidades de expansión del mercado nacional e internacional.

### **3.1 El gas natural**

El gas natural es un combustible alternativo que está siendo utilizado por muchos países debido al gran potencial de reservas que existen y por su combustión menos contaminante, principalmente.

#### **3.1.1 Características y especificaciones del gas natural**

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que existe en estado gaseoso, a condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa, o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo.

Se cree que las acumulaciones de gas natural que existen actualmente en el subsuelo, tuvieron su origen en la descomposición del carbón, o cuando grandes moléculas de petróleo se separaron como resultado del calor y la presión reinante en los depósitos, a lo largo de millones de años.

Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% ó más por metano, la molécula más simple de los hidrocarburos, cuya fórmula química es  $\text{CH}_4$ , lo que indica cuatro átomos de hidrógeno unidos a un átomo de carbono. El gas natural contiene además pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados; asimismo, se encuentran presentes en trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.



El gas natural no tiene color ni olor pero al tratarse de un material inflamable, se le agregan odorizantes químicos (mercaptanos), a fin de que pueda ser detectado por el olfato humano en caso de una fuga. Esto no altera en absoluto sus propiedades físicas ni su poder calorífico y constituye una herramienta para preservar la seguridad de los consumidores.

El gas natural es más ligero que el aire; su gravedad específica se encuentra en el rango de 0.59 a 0.67, relativa al aire, y forma mezclas inflamables con éste.

Los usos a los que actualmente se destina el gas natural abarcan una amplia gama de actividades que van desde la industria petroquímica (como materia prima en la producción de amoníaco y metanol), hasta diversos usos domésticos (para cocinar, calefacción y sistemas de aire acondicionado); pasando por el de combustible en la industria pesada (acero, química, cemento, vidrio, papel, etc.), el transporte y de manera muy importante, la generación de energía eléctrica.

La tendencia a sustituir otros combustibles con gas natural debido a sus múltiples ventajas es cada vez mayor.

#### VENTAJAS

- ✓ Debido a que el gas natural es el más simple de los hidrocarburos, su combustión es muy limpia, ya que está prácticamente exenta de emisiones de hidrocarburos reactivos, bioxido de azufre, monóxido de carbono y partículas sólidas; y los productos de la misma (básicamente de bioxido de carbono y vapor de agua) no constituyen sustancias agresivas al medio ambiente, ni resultan dañinos para el ser humano.
- ✓ Un beneficio adicional para el medio ambiente derivado del uso del gas natural para la generación de electricidad, es la sustitución del carbón y combustóleo, no sólo eliminando las emisiones asociadas con la combustión de estos últimos, sino incrementando de manera importante la eficiencia de la transformación energética. Esta característica hace del gas natural el combustible ideal para proyectos de cogeneración de energía (mencionada en el capítulo 2 de este trabajo), en donde además de la conversión de energía genérica calorífica primaria en energía mecánica o eléctrica, gran parte de la energía residual se aprovecha para la generación de vapor, con fines de calentamiento en procesos industriales y comerciales.



- ✓ Para la industria y los consumidores finales de gas en general, el hecho de que el gas natural no requiere de un espacio especial para almacenarlo (por ejemplo en tanques estacionarios o cilindros, como en el caso del gas LP), y que puede ser utilizado de manera segura y sin interrupción, con sólo “abrir la válvula”, debido a que su distribución se realiza por medio de ductos, constituye una ventaja importante.

#### DESVENTAJAS

- ✓ Bajo ciertas condiciones, la combustión de gas natural produce elevadas temperaturas de flama, lo que favorece las emisiones de óxidos de nitrógeno ( $\text{No}_x$ ), precursores del ozono a nivel del piso. Esta desventaja se puede compensar aplicando la tecnología desarrollada a la construcción de quemadores bajos en  $\text{No}_x$ .
- ✓ Su almacenamiento en cavernas y su transporte por redes de ductos, después de la extracción, tiene un alto costo, ya que la extensión de las redes de gasoductos requiere de cuantiosas inversiones, debido a las largas distancias, las dificultades topográficas, los rendimientos del pozo, etc. Por ello, los mercados más desarrollados son los que se encuentran cerca de los centros productores de este combustible.
- ✓ El transporte marítimo del gas natural (a través de buque-tanques) sólo es posible llevándose a cabo el proceso de conversión a gas licuado, donde se pierde aproximadamente el 25% de la energía de este combustible y existe la posibilidad de una explosión en algún puerto.

#### 3.1.2 Proceso productivo del gas natural

La extracción del gas natural de los yacimientos petrolíferos se realiza con procesos similares a los que se aplican en la explotación de aceite crudo. Como la compresión del gas natural es más alta que la del petróleo, su sola presión permite durante los procesos de extracción recuperar grandes cantidades del mismo (60% en promedio, frente a un 20 ó 30% para el petróleo). La presión que mantiene el gas natural en los yacimientos hace innecesario, en la mayoría de los casos, el uso de costosos procedimientos de recuperación secundaria, como los utilizados por el crudo.



Una vez que el pozo ya está en proceso de explotación, se conecta una tubería de separación que divide el crudo del gas, continuando su proceso por ductos diferentes.

Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos: el *gas asociado* que se extrae junto con el petróleo crudo, y el *no asociado* que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible.

Cuando el gas asociado se extrae del pozo y se separa del crudo, la proporción de los hidrocarburos más pesados que el metano es mayor que la que se encuentra en el gas natural comercial. A estos compuestos se les conoce genéricamente como *líquidos del gas*, y se extraen de la corriente gaseosa mediante procesos que se llevan a cabo en las plantas criogénicas o en las plantas de absorción, debido a que separados poseen un valor económico más alto.

La mezcla líquida del gas se separa mediante procesos de fraccionamiento en sus componentes: etano, gas licuado de petróleo (mejor conocido como gas LP) y naftas, entre otros. Posteriormente, estos componentes encuentran uso como combustibles o como materias primas petroquímicas.

En ocasiones el exceso de gas es inyectado en el pozo para mantener la presión de la reserva y así obtener una mejor recuperación y conservación del crudo y del gas.

Cuando el gas natural se encuentra fuera de los yacimientos productores, ya sea asociado o no al crudo, por sus características y composición puede ser clasificado en tres tipos:

- *Gas húmedo amargo*. Se caracteriza por ser altamente corrosivo, ya que guarda altas tasas de ácido sulfhídrico. Por este motivo es necesario llevarlo a los complejos petroquímicos y someterlo a un proceso de "endulzamiento" (encogimiento de ácidos), en donde es separada esta impureza para obtener gas húmedo dulce por un lado y, como subproducto del azufre, "cuyas ventas [en parte] pueden servir para cubrir los costos del proceso de separación.
- *Gas húmedo dulce*. El cual proviene de campos, junto con el gas endulzado por encogimiento, pasan a las plantas de extracción licuables. En este proceso se aplican a bajas temperaturas para transformar en líquidos los siguientes elementos, también conocidos como líquidos del gas natural (LGNs): etano, propano, butano y demás elementos pesados (gasolina natural).



- *Gas seco*. Una vez que se han retirado los LGNs, se obtiene el gas seco (metano) que, sumado al gas seco directamente obtenido de los campos, puede utilizarse como:
  - ✓ Combustible o energético.
  - ✓ Materia prima.
  - ✓ Gas para reinyección.<sup>1</sup>

### 3.2 La oferta de gas natural a nivel internacional

La liberalización y globalización de los mercados de energía son procesos que se han venido presentando en mayor o menor grado en diversos países. Para muchos de ellos, ha sido el método más efectivo para aumentar los recursos invertidos en el sector, e implica importantes cambios en los sistemas legales.

En algunos países, los cambios han sido sumamente radicales, pues el sector público deja por completo el control y la administración a los particulares, en otros han sido menos drásticos, pues se generan programas con la finalidad de otorgar cierta autonomía en algunos segmentos en el mercado. En ambos casos, el Estado no pierde su capacidad de regular estas industrias.

Específicamente, en el caso de Inglaterra, el monopolio de la British Gas en comercialización fue eliminado mediante una serie de decisiones de las autoridades regulatorias y de competencia. En 1977 la participación del gobierno en esta empresa se redujo de 66% a 51%, a 49% en 1979, a 31% en 1983, a 2% en 1987, para finalmente en 1995, llegar a 0%. Este país es uno de los que encabezan los planes para extender la competencia a todos los usuarios finales del mercado.

Y como resultado de una mayor competencia, los precios spot y futuros para el sector industrial y eléctrico se han reducido en forma importante. Varios comerciantes de gas se preparan para entrar al mercado residencial, algunos ofreciendo precios que fluctúan entre 10% y 15% por debajo de las tarifas británicas.

---

<sup>1</sup> Martínez Salinas, Daniel. *El mercado nacional del gas natural y su rumbo hacia la privatización, 1991-2000*. Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 1995, p. 18 y 20.



En Estados Unidos, la generación y transmisión de electricidad, y el transporte de gas natural se han abierto recientemente a la competencia. La introducción del acceso abierto obligatorio a terceros, a los gasoductos, y el desmantelamiento de varias funciones en la cadena de gas han sido también necesarios para la efectiva liberalización del mercado. La apertura del sistema de transporte por ductos ha permitido a los compradores de gas a negociar los contratos de venta directamente con los productores sin intermediarios.

En Canadá, a partir de 1994, se comenzó un proceso de privatización de la empresa Petro-Canadá, para que en 1995, la participación gubernamental en esa paraestatal fuera de tan sólo el 20%, colocando en ese mismo año acciones en el mercado bursátil de New York.

En América Latina son diversos los grados de avance que se han dado en materia de liberalización de los mercados de energía. Pero los objetivos comunes son llevar a cabo cambios estructurales, tales como la participación de los particulares y la introducción de condiciones de competencia que promuevan la eficacia y favorezcan al consumidor final.

En el caso específico de Argentina, se han hecho cambios al marco jurídico mediante leyes y decretos, reglamentación de los servicios, establecimiento de licitaciones y permisos, todo lo cual ha favorecido a los mecanismos de competencia del mercado. En este contexto, el papel que desempeña el gobierno en la actualidad se reduce a establecer los lineamientos en materia de descentralización y privatización, y a promover la competitividad entre los diferentes participantes en la industria.

Bolivia y Perú esperan ampliar su mercado, ya que abastecerán gas natural a través de una red de ductos a Chile y Brasil, países en los cuales el gas representa menos de 10% de los recursos de energía disponibles; asimismo, los países mencionados construirán los gasoductos Chile-Argentina y Bolivia-Sao Paulo. La transformación de las propias compañías en la búsqueda de la integración, el cual sólo se dará si existe congruencia regulatoria entre los países para que un mismo proyecto pueda subsistir en diferentes jurisdicciones nacionales.

Los mercados regionales más importantes son el de América del Norte y el formado por la ex-URSS, los cuales en conjunto representan 56.1% del consumo y 61.2% de la producción mundial. Enseguida tenemos al mercado europeo con una producción de 754.8 mmm<sup>3</sup>d y un consumo de 1,143.0 mmm<sup>3</sup>d, y satisface 19.1% de su demanda con importaciones de la ex-URSS.



### 3.2.1 Reservas

Las reservas mundiales de gas natural en el período de 1985 a 1998 registraron un incremento de 46% a una tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) de 3%, alcanzando 146,406 miles de millones de metros cúbicos (mmmm<sup>3</sup>), en este último año, distinguiéndose la participación de la ex-URSS con 38.23% e Irán con 15.7%.

En la región de América del Norte (Canadá, EUA y México) las reservas probadas redujeron su participación respecto a las mundiales, al pasar de 10.5% con 10,600 mmmm<sup>3</sup> en 1985, a 5.7% (8,341 mmmm<sup>3</sup>) en 1998. Estos países han tenido durante este período, tasas negativas de crecimiento promedio anual debido principalmente al aumento en la producción y la falta de incorporación de nuevas reservas probadas.

En este mismo sentido las reservas de gas natural de Holanda han registrado una tendencia decreciente en este período con una TCPA de -1.3, del mismo modo Noruega presenta altibajos con una TCPA de -6.7% y una marcada tendencia decreciente a partir de 1995. El resto de los países, por el contrario, las han incrementado, sobresaliendo Indonesia con una TCPA de 26.1%, la más alta registrada del conjunto de países contemplados en el período. Le siguen Kwait con 23.0%, Emiratos Árabes Unidos, 15.7% e Irak con 11%. En 1998 nuestro país ocupó el lugar decimocuarto con 1,797 mmmm<sup>3</sup>, registrando una TCPA de -1.5% (véase Cuadro 3.1).

En el futuro se prevé que las reservas de gas natural crezcan debido no sólo al desarrollo tecnológico y ha nuevos estudios exploratorios para identificar más yacimientos de gas, sino a la explotación de los ya existentes, impulsado por un incremento de inversión en infraestructura (sistemas de ductos), que posibilite el desarrollo de mercados cerca de las reservas y el acceso masivo al mercado doméstico. En este mismo sentido, el desarrollo tecnológico posibilitará un descenso en el costo del proceso para obtener gas licuado, impulsando el desarrollo del mercado de gas natural. Es decir, las reservas de gas serán explotadas en la medida en que se genere un mayor avance tecnológico y que su costo las haga económicamente viables.



CUADRO 3.1

RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL 1985-1998										
(miles de millones de metros cúbicos)										
País	1985	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	TCPA
1. Ex-URSS	42,500.0	49,554.3	55,000.0	55,982.0	55,982.2	55,982.2	57,273.5	56,709.9	55,982.0	2.14
2. Irán	13,300.0	17,000.0	19,799.0	20,671.0	21,000.0	21,000.0	21,000.0	22,940.0	23,002.0	4.30
3. Qatar	4,200.0	4,587.3	6,428.0	7,079.0	7,079.2	7,079.2	7,079.2	8,490.0	8,495.0	5.57
4. Emiratos Árabes	900.0	5,643.5	5,794.0	5,794.0	5,793.6	5,793.6	5,802.1	5,800.0	6,003.0	15.72
5. Arabia Saudita	3,500.0	5,211.6	5,171.0	5,249.0	5,249.9	5,249.9	5,354.7	5,400.0	5,777.0	3.93
6. Estados Unidos	5,600.0	4,794.0	4,731.0	4,673.0	4,599.1	4,639.3	4,676.4	4,710.0	4,735.0	-1.28
7. Venezuela	1,200.0	3,114.8	3,582.0	3,650.0	3,692.5	3,961.5	4,009.7	4,050.0	4,035.0	9.78
8. Algeria	1,700.0	3,298.9	3,625.0	3,625.0	3,624.5	3,624.5	3,689.7	3,700.0	3,690.0	6.14
9. Nigeria	1,300.0	2,965.3	3,398.0	3,398.0	3,398.0	316.6	2,965.2	3,250.0	3,511.0	7.94
10. Irak	800.0	2,690.1	3,101.0	3,101.0	3,100.7	3,100.7	3,341.4	3,100.0	3,109.0	11.01
11. Malasia	1,500.0	1,672.2	1,920.0	2,172.0	1,925.5	1,925.5	2,271.0	2,260.0	2,313.0	3.39
12. Indonesia	100.0	1,836.0	1,823.0	1,823.0	1,823.3	1,951.5	2,046.4	2,050.0	2,046.0	26.14
13. Canadá	2,800.0	2,739.2	2,711.0	2,685.0	2,243.8	1,898.0	1,928.9	1,840.0	1,809.0	-3.30
14. México	2,200.0	2,024.9	2,009.0	1,983.0	1,973.0	1,937.2	1,916.1	1,810.0	1,797.0	-1.54
15. Holanda	n/d*	1,970.0	1,950.0	1,930.0	1,875.0	1,845.0	1,815.0	1,736.0	1,787.0	-1.38
16. Kuwait	100.0	1,359.2	1,484.0	1,484.0	1,483.8	1,483.8	1,498.0	1,500.0	1,478.0	23.02
17. Noruega	2,900.0	1,718.0	2,000.0	1,996.0	2,008.0	1,345.0	1,352.0	1,480.0	1,173.0	-6.73
Subtotal	84,600.0	112,179.3	122,523.0	125,298.0	124,844.0	124,579.0	128,667.0	129,356.0	129,570.0	3.33
Resto del mundo	15700.0	11,793.0	15,615.0	16,744.0	16,182.0	15,125.0	14,665.0	15,405.0	16,836.0	0.54
Total Mundial	100,300.0	123,972.3	138,338.0	142,042.0	141,026.0	139,704.0	141,332.0	144,761.0	146,406.0	2.95

\*En este año se considera como resto del mundo.

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual.

Fuente: Elaboración propia, con base en información de BP Statistical Review of World Energy, 1996 y 1999.

### 3.2.2 Producción

La producción mundial de gas natural seco registró una TCPA de 2.3% entre 1985 y 1998, siendo el principal productor la ex-URSS (véase Cuadro 3.2), con una TCPA de 0.5%; sin embargo, a causa de la menor demanda registrada, su producción de gas seco ha disminuido de 2,072 millones de metros cúbicos diarios (mmm<sup>3</sup>d) en 1991 a 1,764 mmm<sup>3</sup>d en 1998, lo que representó una TCPA negativa, -3.2%, en este último período. En 1998, el segundo productor más importante fue Estados Unidos, quien vio disminuida su producción -0.2% respecto a 1997, al llegar a un volumen de 1,490 mmm<sup>3</sup>d.

Entre los principales productores también se encuentra Canadá con una TCPA de 5.8%. México se ubica en el lugar decimotercero, con una producción de 95 mmm<sup>3</sup>d, registrando un incremento en 1998 de 4.7% con respecto al año anterior y una TCPA de 1.2% durante el período 1985-1998.



En el caso de Malasia<sup>2</sup> y Reino Unido (cuarto y undécimo productor, respectivamente) se espera que incrementen su producción en los próximos años debido a nuevos yacimientos descubrimientos y otros por explotar.

Este comportamiento se explica por la propia dinámica económica de estos países y por la magnitud de inversiones destinadas a las actividades de exploración y producción<sup>3</sup>.

Un aspecto que no se puede dejar de mencionar es que la producción de gas natural por lo general no se ubica cerca de los centros de consumo. En Norteamérica, por ejemplo, la oferta de gas natural en EUA está muy diversificada, ya que 32 estados son productores, pero la mayor concentración está localizada en Nuevo México, Texas, Lousiana y Oklahoma. En la actualidad, EUA se ha visto en la necesidad de triplicar sus importaciones a fin de garantizar la satisfacción de su demanda. Para tal efecto se ha valido de 14 interconexiones de gasoductos situadas a lo largo de la frontera, a través de los cuales se abastece del gas proveniente de Canadá. La desregulación del precio ha sido un factor que ha contribuido a incrementar la producción en ambos países.<sup>4</sup>

La relación reservas-producción ha venido declinando para EUA, al pasar de 12 años en 1983, a 9 en 1997 y para Canadá, de 40 años en 1983, a 12 en 1997. Para México, dicha relación se ubica actualmente en 55 años. Es de importancia comentar que esta puede ser una ventaja comparativa de México con respecto a estos dos países que se encuentran dentro del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, siempre y cuando se destinen más recursos a la exploración, producción y distribución de gas natural, para cubrir esa demanda ahí donde se requiera.

Por región, en 1998 el mercado norteamericano produjo 32.5% del total mundial; la ex URSS y Europa 28.3% y 12.1% respectivamente.

Se estima que entre el período de 1995 y 2020, la oferta mundial de gas natural alcanzará una tasa de crecimiento promedio de 2.6% anual (véase Cuadro 3.3). Los países de la OCDE, se proyecta tendrán un crecimiento promedio anual de 1.7% alcanzando una producción de 4,732 mmm<sup>3</sup>d, mientras que los países no miembros de la OCDE tendrán una tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) de 3.5%, con una producción de

<sup>2</sup> Malasia presenta una TCPA de 11.3 % resultando ser la más alta del mundo en el periodo 1985-1998.

<sup>3</sup> SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 1998-2007*, p. 17

<sup>4</sup> Idem.



CUADRO 3.2

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS SECO 1985-1998															
(millones de metros cúbicos diarios)															
País	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	TCPA
1. Ex-URSS	1,643.3	1,753.4	1,858.9	1,967.9	2,034.2	2,083.3	2,072.0	1,990.7	1,945.8	1,838.6	1,807.7	1,827.9	1,707.9	1,764.0	0.55
2. Estados Unidos	1,302.7	1,269.0	1,314.5	1,350.1	1,369.0	1,398.4	1,398.0	1,405.7	1,425.8	1,484.4	1,465.5	1,476.5	1,494.0	1,490.0	1.04
3. Canadá	209.9	195.6	215.3	248.8	264.9	272.1	289.0	317.2	343.8	372.3	406.0	419.7	429.6	439.0	5.84
4. Reino Unido	108.8	114.2	119.7	115.6	113.2	124.9	138.9	141.0	166.8	178.1	195.1	231.4	238.3	247.0	6.51
5. Argelia	97.8	100.0	112.9	117.8	127.1	134.8	145.5	150.3	150.7	138.6	157.0	161.7	184.9	199.0	5.62
6. Indonesia	84.4	100.8	97.3	106.3	113.2	124.1	141.1	148.4	154.0	172.3	174.3	183.3	189.0	187.0	6.31
7. Holanda	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	189.0	189.0	192.0	182.0	184.0	208.0	184.0	174.0	-1.17
8. Irán	40.0	41.6	43.8	54.8	60.8	66.3	70.7	68.3	74.2	87.1	96.2	109.8	117.8	137.0	9.93
9. Noruega	69.3	74.0	81.4	81.6	84.4	76.2	74.8	80.3	79.2	84.4	85.5	112.0	127.9	131.0	5.02
10. Arabia Saudita	51.5	69.0	73.4	79.7	81.6	83.6	87.7	92.8	98.4	103.3	104.1	112.8	120.3	126.0	7.12
11. Malasia	28.2	38.4	42.7	44.9	47.9	48.8	55.9	62.3	65.2	71.5	79.2	100.3	107.9	113.0	11.26
12. Emiratos Arabes	36.2	41.6	46.3	47.7	55.9	55.1	65.2	60.7	62.7	70.7	85.7	99.2	106.6	100.0	8.14
13. México	81.6	71.2	72.3	72.3	72.0	75.1	76.4	78.0	76.2	78.6	77.0	85.2	90.7	95.0	1.17
14. Venezuela	47.4	52.3	51.0	52.1	53.4	60.3	60.0	59.0	63.9	67.7	81.6	81.1	84.6	82.0	4.31
15. Argentina	38.1	42.5	41.6	49.3	52.1	48.8	54.5	54.9	59.2	61.1	68.8	79.0	86.8	80.0	5.88
16. Australia	37.0	40.3	41.1	42.2	48.8	56.4	59.5	64.2	67.1	77.0	81.6	83.6	82.2	84.0	6.51
Subtotal	3,876.2	4,004.1	4,212.3	4,431.2	4,579.5	4,707.9	4,978.2	4,961.0	5,028.0	5,088.0	5,149.0	5,371.0	5,353.0	5,448.0	2.65
Resto del mundo	698.9	700.0	720.0	727.9	751.2	729.6	566.0	615.0	640.0	660.0	693.0	733.0	738.0	774.0	0.79
Total Mundial	4,575.1	4,704.1	4,932.3	5,159.2	5,330.7	5,437.5	5,544.2	5,576.0	5,668.0	5,728.0	5,842.0	6,104.0	6,091.0	6,222.0	2.38

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual.

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de BP Statistical Review of World Energy, 1996 y 1999.

6,749 mmm<sup>3</sup>d, destacando en este bloque las economías en transición que con una TCPA de 2.1% alcanzarán en el año 2020 una producción de 2,793 mmm<sup>3</sup>d y América Latina con una TCPA de 4.9% y una producción estimada de 1,009 mmm<sup>3</sup>d.

CUADRO 3.3

OFERTA MUNDIAL DE GAS NATURAL 1995-2020							
	mm <sup>3</sup> d			% participación			TCPA 1995-2020
	1995	2010	2020	1995	2010	2020	
OCDE	3,181	4,422	4,732	52.6	48.7	40.9	1.7
América del Norte	1,940	2,327	2,250	32.1	25.6	19.5	0.6
Europa	1,009	1,707	2,095	16.7	18.8	18.1	3
Pacífico	233	388	465	3.9	4.3	4.0	2.4
No- OCDE	2,870	4,655	6,749	47.4	51.3	58.4	3.5
Economías en transición	1,629	2,172	2,793	26.9	23.9	24.2	2.1
África	155	233	310	2.6	2.6	2.7	3.9
China	78	155	233	1.3	1.7	2.0	6.5
Este de Asia	233	621	931	3.9	6.8	8.1	5.5
Sur de Asia	78	310	543	1.3	3.4	4.7	6.4
América Latina	310	621	1,009	5.1	6.8	8.7	4.9
Medio Oriente	310	543	853	5.1	6.0	7.4	3.7
Total Mundial	6,051	9,077	11,559	100.0	100.0	100.0	2.6

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la OCDE, IEA.



Considerando el nivel actual de reservas y la producción mundial, se tiene asegurado el abastecimiento confiable en los próximos 64 años.<sup>5</sup>

### 3.3 La demanda de gas natural a nivel internacional

Por razones económicas y de índole ambiental, la participación en el consumo de los combustibles fósiles ha disminuido en favor de otras fuentes, principalmente del gas natural, ya que éste se ha convertido en la tercera fuente de energía primaria en el ámbito mundial.

#### 3.3.1 Consumo

Durante el periodo de 1985-1998, el consumo mundial de gas natural creció en promedio anualmente 2.3% (véase Cuadro 3.4), resultando ser superior a la T CPA del petróleo, que fue de 1.83%.

En el periodo de análisis, los tres países que aumentaron notablemente su consumo fueron Irán, Emiratos Árabes Unidos e Indonesia, con un T CPA de 10.2%, 8.7% y 6.6% respectivamente. En 1998, Estados Unidos y Canadá disminuyeron su consumo de gas natural con respecto al año anterior, debido a las temperaturas menos extremas en el invierno. En este mismo año, México aumentó su consumo en 10%, lo mismo que Irán, Francia por su parte presentó un incremento de 8.4%, destacándose así como los tres países con mayores incrementos.

De 1985 a 1993 la ex-URSS se ubicaba como el mayor consumidor de gas natural del mundo, pero es a partir de 1994 cuando Estados Unidos ocupa su lugar, manteniéndose así hasta 1998.

En 1998, EUA registró un consumo de 1,678 mmm<sup>3</sup>d, representando el 27.3% del total mundial, seguido de la ex-URSS con una participación del 23.6%.

En el caso de Europa, uno de los sectores que más ha crecido en el consumo de gas natural es el de la generación eléctrica a través del ciclo combinado, disminuyendo así las emisiones contaminantes. En el caso del sector residencial, por ejemplo, en Holanda, el 93% de las familias ya

<sup>5</sup> Idem p. 45



CUADRO 3.4

CONSUMO MUNDIAL DE GAS SECO 1985-1998															TCPA
(en millones de metros cúbicos)															
País	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	
1. Estados Unidos	1,368.2	1,281.9	1,361.4	1,473.3	1,487.1	1,480.3	1,504.1	1,540.2	1,597.8	1,633.1	1,700.3	1,725.9	1,730.0	1,678.0	1.58
2. Ex-URSS	1,490.1	1,537.0	1,612.1	1,700.0	1,736.7	1,815.6	1,823.8	1,716.4	1,626.6	1,502.7	1,431.2	1,437.7	1,419.0	1,449.0	-0.22
3. Reino Unido	141.9	144.4	148.2	141.1	139.5	144.4	155.6	154.9	176.7	183.6	199.2	232.0	234.0	243.0	4.22
4. Alemania	149.6	149.3	161.9	159.5	163.0	164.3	172.3	172.1	181.9	186.0	203.8	228.8	217.0	218.0	2.94
5. Canadá	136.4	124.4	125.2	160.8	175.1	169.3	172.6	182.5	187.4	194.0	194.2	203.0	205.0	193.0	2.70
6. Japón	109.3	111.8	115.6	122.7	131.2	140.3	149.9	153.0	154.2	165.2	167.7	180.6	178.0	190.0	4.34
7. Italia	82.7	87.9	98.1	103.8	112.3	118.9	126.3	125.1	128.8	124.1	136.7	140.7	146.0	157.0	5.05
8. Irán	40.0	41.6	43.8	54.8	60.8	62.2	62.2	68.3	72.9	87.1	95.9	109.6	129.0	142.0	10.24
9. Arabia Saudita	51.5	69.0	73.4	79.7	81.6	83.6	87.7	92.9	98.4	103.3	104.9	112.7	124.0	126.0	7.12
10. Holanda	n/p														
11. Francia	70.7	73.7	76.2	71.8	74.2	80.3	83.3	85.8	88.5	84.7	90.1	98.6	95.0	103.0	2.94
12. México	80.8	71.0	72.1	72.1	74.0	76.2	75.9	75.7	77.3	80.5	81.4	85.2	90.0	99.0	1.57
13. Indonesia	37.5	41.1	39.5	38.1	50.4	55.1	59.5	61.7	65.5	74.8	83.8	85.8	84.0	87.0	6.66
14. Venezuela	47.4	52.3	51.0	52.1	53.4	60.3	60.0	59.0	63.8	67.7	82.2	81.1	85.0	82.0	4.31
15. Emiratos Árabe	27.7	33.7	38.4	38.9	47.4	46.3	55.9	51.4	53.7	59.4	67.9	79.2	78.0	82.0	6.72
16. Argentina	43.8	47.4	47.4	55.3	58.1	60.5	60.9	64.7	66.6	74.0	84.7	84.7	78.0	81.0	4.84
Subtotal	3,877.8	3,866.6	4,064.1	4,274.0	4,444.9	4,552.3	4,754.0	4,700.2	4,742.0	4,713.4	4,816.9	4,999.5	4,999.0	5,036.0	2.03
Resto del mundo	659.7	704.1	746.3	780.0	835.1	828.5	727.0	773.2	824.1	868.2	924.1	1,012.0	1,061.0	1,103.0	4.03
Total Mundial	4,537.5	4,570.7	4,810.4	5,054.0	5,280.0	5,380.8	5,481.0	5,473.4	5,566.1	5,581.6	5,741.0	6,011.5	6,060.0	6,139.0	2.35

TCPA Tasa de crecimiento promedio anual

Fuente: Elaboración propia con base en datos de BP Statistical Review of World Energy 1998 y 1999

reciben el abastecimiento de este hidrocarburo en sus hogares.

El Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que el gas natural es la fuente de energía primaria que tendrá, en las próximas dos décadas, uno de los crecimientos más rápidos en el mundo. Según una proyección de este organismo, el consumo de gas natural registrará en el periodo 1996-2020 un incremento de 3.2% anual (véase Cuadro 3.5), superior al del petróleo y el carbón, de los cuales se espera en el mismo período una tasa de crecimiento promedio anual de 2.1% y 2.2%, respectivamente.

Durante las dos décadas siguientes se espera que el uso de este energético se incremente en los mercados ya establecidos (Norteamérica, la ex URSS y Europa), y se pronostican importantes incrementos en Asia, Centro y Sudamérica.

En Norteamérica se espera un incremento de la demanda de gas natural de 1.8% anual. Así, para el año 2020, en EUA y Canadá el consumo aumentará 47% y 41%, respectivamente. En México sería de alrededor de 165% más respecto a 1996, aumento impulsado en el sector eléctrico mediante la conversión de plantas de generación por gas natural y la reducción de emisiones contaminantes.



CUADRO 3.5

DEMANDA MUNDIAL DE GAS POR REGIÓN 1996-2020											
Región/Pais	mm <sup>3</sup> d					% participación					TCPA 1996-2020
	1996	2000	2005	2010	2020	1996	2000	2005	2010	2020	
Industrializados	3,341	3,599	4,188	4,607	5,578	53	52	49	46	42	2.2
Norteamérica <sup>1</sup>	2,016	2,127	2,390	2,639	3,050	32	31	28	26	23	1.7
Europa del Este	1,070	1,226	1,436	1,623	2,104	17	18	17	16	16	2.9
Asia <sup>2</sup>	255	249	365	348	428	4	4	4	4	3	2.2
Ex- URSS	1,606	1,597	1,855	2,056	2,560	25	23	22	21	19	20
Europa Oriental	227	272	365	481	691	4	4	4	5	5	4.8
Países en desarrollo	1,195	1,481	2,127	2,854	4,576	19	21	25	29	34	5.8
Asia	411	481	932	1,280	2,172	7	7	11	13	16	7.3
Medio Oriente	419	544	575	668	847	7	8	7	7	6	2.9
África	139	147	187	218	255	2	2	2	2	2	2.7
América Central y del Sur	227	311	433	691	1,303	4	5	5	7	10	7.6
Total mundial	6,368	6,949	8,535	9,999	13,405	100	100	100	100	100	3.2

<sup>1</sup> Incluye México.

<sup>2</sup> Japón y Australia.

FUENTE: DOE/IEA, International Energy Outlook, 1999.

En Centro y Sudamérica se espera que continúe la gran actividad de desarrollo de infraestructura necesaria para ofrecer el gas natural a consumidores industriales y para la generación de electricidad. En esta región, la demanda de gas natural crecería a una tasa de 6.5% anual. En especial, de Brasil se espera un dinámico crecimiento.

Europa continuará incrementando sus exportaciones dentro de la región, incluso penetrando en nuevos mercados, tal es el caso de Noruega, que debido a sus abundantes reservas de gas natural, ya ha firmado un contrato a 20 años con la República Checa para suministrar anualmente 3.0 mmmm<sup>3</sup>.

En Europa del Este, según las expectativas del DOE, su consumo pasaría de 1.1 a 2.5 mmmm<sup>3</sup>d, aumento debido en gran parte al proceso de privatización que actualmente se lleva a cabo en el sector de energía, y al apoyo gubernamental para desarrollar infraestructura de gas natural como alternativa para reducir la emisión de contaminantes.

En este sentido, el DOE pronostica que para el año 2020, el consumo mundial de gas natural se ubicará en 13.3 mmmm<sup>3</sup>d, lo que representa un incremento mayor al 100% en relación con 1996. Gran parte de ese desarrollo se deberá a la mayor utilización de hidrocarburos para la generación de electricidad, ante el decremento de energía nuclear y del carbón. También se reportará un mayor uso en el sector industrial, el sector residencial y el sector comercial.



Se estima que la demanda de gas natural en los próximos 22 años aumente más rápido en los países en desarrollo, a un ritmo de 5.3% anual, en comparación con 2.4% en los países industrializados y 2.3% en los países de la ex-URSS.

Los factores que incrementan el consumo de gas natural incluyen la disponibilidad de extensas reservas recuperables, de la rápida extensión de los sistemas para la explotación y la distribución de gas natural, y de sus características favorables en las emisiones en su combustión. El uso de gas natural ayuda a moderar problemas locales de contaminación atmosférica, especialmente cuando el gas se sustituye por el carbón en la generación de energía eléctrica.

Durante las próximas dos décadas se proyecta un incremento en el uso de las energías renovables (hidroelectricidad, geotérmica, eólica, solar, y biomasa), pero la mayoría de este incremento es atribuible al uso creciente de la hidroelectricidad. No obstante, la creciente importancia mostrada en la demanda del gas natural permite afirmar que este hidrocarburo jugará un papel fundamental en el futuro de varios países, considerándola como la fuente energética más importante del siglo XXI.

### **3.4 La oferta nacional de gas natural**

En el estudio del mercado nacional de gas natural nuestro período de análisis se limitará a 1991-1998 (y en el caso de las reservas probadas que se les considera hasta el 1 de enero del 1999) por carecer de información sistematizada de los años precedentes, las cifras pertenecientes a 1999 y 2000 serán analizados en el Capítulo 4.

El papel desempeñado por el sector de energía en la economía nacional ha sido decisivo para la planta productiva nacional. De 1991 a 1997, el sector de energía ha contribuido con 3.1% en promedio al PIB del país y la industria del petróleo ha sido la actividad preponderante al registrar en promedio 57.6% del total de ese sector.

Las actividades más dinámicas han sido la generación de electricidad con 4.2% y la extracción y beneficio de carbón y grafito con 2.9% de crecimiento promedio anual.

La extracción de petróleo crudo y gas natural, así como la producción y distribución de gas seco ha representado en conjunto 31.2% del PIB del



sector de energía y 61.4% de la industria petrolera. Esto las convierte en pilares de dichas actividades.

Es indudable que el fortalecimiento del sector de energía, mediante mayores inversiones, repercute en amplios beneficios para la economía nacional y contribuye a la competitividad global de la planta productiva; ya que la generación de la producción de cualquier país descansa en gran medida sobre el uso de los hidrocarburos, generando empleos, salarios, ganancias y otras remuneraciones a los factores de producción, además de los ingresos fiscales, exportaciones, etc. Esto es, los elevados grados de consumo de energía se encuentran muy correlacionados con el crecimiento económico de una nación. Sin embargo, ningún país alcanzará un desarrollo económico con tan sólo elevar su consumo de energía. Para que el consumo de combustibles contribuya positivamente al desarrollo, previamente se deben aplicar planes y programas que contemplen no sólo un uso más racional y equilibrado de los energéticos, sino también un mayor impulso al desarrollo tecnológico de la planta productiva.

Asimismo, es importante señalar que el precio de la energía es uno de los factores que influyen en el nivel general de precios de la economía, toda vez que, sin duda, es uno de los de mayor importancia. Así, cuando sube el precio de la energía eléctrica, por ejemplo, tal incremento se reflejará, tarde o temprano, sobre otro tipo de bienes y servicios.

### **3.4.1 Reservas.**

De la misma manera que el petróleo, la disponibilidad del gas natural en pozos es clasificada en reservas probadas, reservas posibles y reservas, probables siendo las primeras, las más indicadas para realizar cualquier plan o estudio.

En el período 1991-1997, el nivel de reservas probadas de gas seco ha venido disminuyendo a un ritmo de 1.9% anual (véase Cuadro 3.6). Las principales causas de esta reducción fueron su limitada incorporación y el continuo incremento en la extracción de gas natural en las regiones Marinas y Norte, las cuales presentan tasas de crecimiento promedio anual de 6.0% y 8.5% respectivamente.



CUADRO 3.6

RESERVAS PROBADAS DE GAS SECO POR REGIÓN, 1991-1999 <sup>a</sup>											
(millones de metros cúbicos)											
Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999 PP*	TCPA
Norte	1,049,847	1,038,689	1,035,772	1,032,770	1,026,767	1,025,974	1,033,931	1,081,589	1,077,681	80	0.3
Sur	653,807	655,817	621,979	61,454	589,584	560,616	458,817	413,170	393,235	23	-6.2
Marina	321,197	314,685	325,728	329,749	320,886	329,551	317,063	302,112	289,426	17	-1.3
Total	2,024,878	2,009,190	1,983,479	1,972,973	1,937,237	1,916,141	1,809,812	1,796,871	1,760,342	100	-1.7

Cifras al primero de enero de cada año.

\*Porcentaje de participación.

FUENTE: Elaboración propia, con base en la SE.

### 3.4.2 Producción

El crecimiento de la producción de gas natural responde a la continua expansión de la demanda interna que se apoya en el desarrollo industrial del país y en la modificación de patrones de consumo que se prevé en los próximos años, al considerar la sustitución del combustóleo por gas natural y evitar la importación de volúmenes significativos de este. Con el propósito de estar en posibilidad de responder a la demanda del producto en el mediano y largo plazos, Pemex Exploración y Producción esta orientando sus actividades de desarrollo de yacimientos de gas no asociado y de alta relación gas-aceite.

#### Organismos subsidiarios de Pemex

La empresa subsidiaria de Pemex que se encarga de la primera fase (exploración y extracción) es Pemex Exploración y Producción (PEP). La segunda fase del proceso corresponde a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), esta empresa se encarga del endulzamiento, extracción de licuables, fraccionamiento de líquidos y, finalmente, de la comercialización de gas natural.

Durante el período de 1991-1998, la entrega de gas natural (húmedo, amargo y dulce) a PGPB presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%, después de permanecer sin crecimiento durante cinco años. De 1996 a 1998 se observa una recuperación en virtud del aumento en la capacidad de procesamiento por parte de PGPB.



En estos mismos tres años, el volumen de gas seco de campos muestra incrementos importantes con una tasa de crecimiento anual de 47.1% debido al inicio de operaciones del proyecto Burgos en el área Reynosa.

En 1998, PGPB cuenta con nueve centros para el procesamiento de gas y condensados localizados principalmente en el sur del país (véase Cuadro 3.7).

CUADRO 3.7

PGPB: CAPACIDAD INSTALADA Y DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SECO EN 1998 (miles de metros cúbicos diarios)					
Centro procesador	Capacidad instalada de endulzamiento	Capacidad instalada de criogénicas	Proceso de gas amargo	Proceso de gas dulce	Producción de gas seco <sup>3</sup>
Cactus	50,970	36,104	39,474	26,476	21,671
Nuevo Pemex	22,653	43,891	23,149	37,324	28,076
Cd. Pemex	22,653	16,707	19,692	12,992	12,244
La Venta	n.d.	10,817	n.d.	8,254	6,915
Matapionche	1,501	3,540	3,834	3,741	3,588
Pajaritos <sup>1</sup>	n.d.	5,437	n.d.	n.d.	n.d.
Cangrejera <sup>2</sup>	n.d.	850	n.d.	n.d.	n.d.
Poza Rica	8,495	8,212	3,809	3,494	3,089
Reynosa	n.d.	7,787	n.d.	4,449	4,154
Total	106,273	133,344	89,957	96,730	79,737

<sup>1</sup> Debido al accidente en 1996 dentro de CPG Cactus, Pajaritos procesó gas húmedo de agosto de 1996.

<sup>2</sup> Esta planta se diseñó para recupera líquidos del área de Coatzacoalcos.

<sup>3</sup> No incluye etano a ductos de gas seco.

n.d.: no disponible; indica la existencia de esa planta dentro del procesador.

FUENTE: Secretaría de energía, *Prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008*.

Los complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex procesan 90% del gas entregado por PEP.

La producción de gas seco por parte de PGPB de 1991 a 1998 tuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%, teniendo una recuperación en los últimos cuatro años de este período con una tasa promedio de 5%, debido a la recuperación de su capacidad de procesamiento al entrar en operación la Planta Criogénica no. 1 de Cactus en 1997; la Criogénica no.3



en Nuevo Pemex en 1998, y la renovación de las tres plantas modulares de Cactus y las criogénicas de Poza Rica y Ciudad Pemex.<sup>6</sup>

### Producción por región

De 1991 a 1998 la extracción de gas natural registró una tasa de crecimiento promedio anual de 4% (véase Cuadro 3.8), destacando el incremento recién presentado en la región Norte, especialmente en la Cuenca de Burgos.

CUADRO 3.8

EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 1991-1998										
(miles de metros cúbicos diarios)										
Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 PP*	TCPA
Sur	56,634	55,104	53,547	51,168	51,876	56,350	57,936	58,531	43	0.50
Marinas	32,847	33,244	35,226	37,916	39,049	44,259	46,694	47,742	35	5.50
Norte	13,394	13,139	12,488	13,564	15,518	18,208	21,889	29,393	22	11.90
Extracción Total	102,875	101,487	101,261	102,648	106,443	118,817	126,519	135,666	100	4.00

\*Porcentaje de participación.

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE

La producción de gas natural en esta región en el período mencionado tuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 11.9%, al pasar de 13,394 mm<sup>3</sup>d en 1991, a 29,393 mm<sup>3</sup>d en 1998. Evolución que confirma el objetivo planteado por PEP de ampliar la producción nacional de este hidrocarburo a través del desarrollo de programas y proyectos de expansión para hacer frente al rápido aumento de la demanda interna del producto. En este sentido, el desarrollo de la Cuenca de Burgos para incorporar nuevas reservas e incrementar su potencial productivo han sido altamente satisfactorios.

Del total nacional del hidrocarburo extraído durante el período especificado, el 83% corresponde al gas asociado (véase Gráfica 3.1).

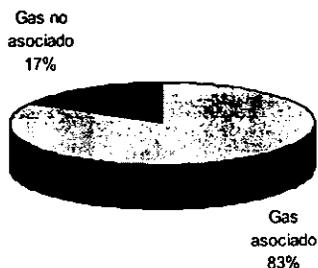
Uno de los indicadores usados para determinar el número de años en los que se tiene asegurado el abastecimiento de gas es el coeficiente de reserva-producción, el cual alcanza actualmente una relación de 39 años.

<sup>6</sup> Uno de los principales objetivos establecidos en PGPB, posterior al accidente en el complejo Procesador de Gas Cactus en 1996, es el restablecimiento de la capacidad de procesamiento la cual se incrementa en 14% en 1998 en relación a la capacidad instalada que se tenía antes del accidente.



### GRÁFICA 3.1

#### EXTRACCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL POR TIPO, 1991-1998



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

La participación de la región Sur pasó de 55% en 1991 a 43% en 1998, la Norte aumentó de 13% a 22%; y las Marinas de 31.9% a 35.2% respectivamente (véase Gráfica 3.2). Se espera que la región Norte siga aumentando su participación porcentual, como consecuencia del incremento esperado en la perforación de pozos de gas no asociado ubicados en la Cuenca de Burgos, ya que es el principal campo de gas natural de la región. En el futuro, se espera también una importante aportación de Macuspana en el Sur del país.

En promedio, el monto de gas amargo<sup>7</sup> ha representado el mayor porcentaje de las entregas anuales, en 1998 fue de 76% .

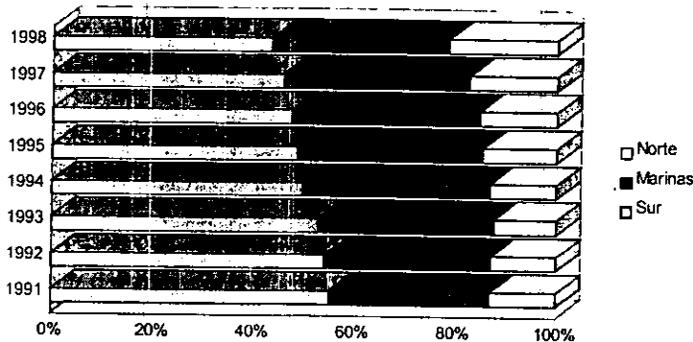
Con el desarrollo de la Cuenca de Burgos el gas seco de campos tuvo el incremento más importante, pues sus entregas se incrementaron 57.2% entre 1997 y 1998.

<sup>7</sup> Del proceso de extracción de gas natural se obtiene: gas húmedo amargo, gas húmedo dulce y gas seco de campos. Los dos primeros se entregan a PGPB para procesarlo y obtener gas seco y líquidos del gas, el tercero se entrega directamente a gasoductos para su comercialización.



### GRÁFICA 3.2

EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN, 1991-1998  
(Porcentaje de participación)



FUENTE: Elaboración propia, con base a información de Pemex.

#### 4.3.2 Distribución y transporte

La industria del gas natural en México ha experimentado un cambio estructural muy importante, debido a que las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, se han abierto a la participación de terceros. Este cambio regulatorio tiene como finalidad fortalecer a la industria y propiciar el desarrollo de un mercado competitivo, que se espera se traduzca en un beneficio para los usuarios de este combustible.

Las funciones de regulación se asignaron a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual pasó de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación del gas natural y energía eléctrica en México.

En el nuevo ambiente regulatorio, los comercializadores (quienes se dedican a la compra-venta de gas natural, sin ser poseedores de infraestructura de transporte) y los usuarios finales, podrán importar gas o bien comprarlo a precio regulado (a la salida de las plantas de procesos o entregado en el punto de consumo). Una vez adquirido el gas podrá



revenderlo a terceros (con la posibilidad de agregar otros servicios como administración de la capacidad de transporte o cobertura de precios), o destinarlo para el autoconsumo.

La nueva regulación prohíbe la integración vertical en la industria del gas natural; es decir, la participación de un mismo agente en dos actividades reguladas relacionadas; por ejemplo, transporte y distribución. Por esta razón, las autoridades requirieron a PGPB desincorporar sus activos de distribución (alrededor de 2,000 Km de ductos de diversos diámetros), ya que conservó la propiedad y operación de los activos de transporte existentes.

Actualmente se encuentran en proceso de privatización los activos de distribución existentes en las zonas geográficas definidas por la CRE para finales de 1999 (a un ritmo de 5 a 8 zonas por año), y se espera que para el año 2000, el 100% del negocio de distribución de gas natural se encuentre en manos de la iniciativa privada.

Asimismo se prevé que el consumo de este energético se incremente como resultado de la mayor penetración que la expansión de las redes de distribución traerá consigo.

No obstante lo anterior, PGPB conservará su participación activa en la industria del gas natural, no sólo como habilitador del proceso de transición hacia un nuevo entorno de mercado, sino como un participante competitivo de la actividad de comercialización de gas natural (actividad no regulada).

De 1996 a 1998 se observa un incremento de 13.98% en la red de ductos troncales en las regiones Noroeste y Noreste, mientras que los ramales reportan un incremento de 80%; en las regiones Occidente y Centro el crecimiento, en el mismo período, resultó ser negativo: -15.22% en los ductos troncales y -62.37% en los ductos ramales; por su parte en la región Sur se reportó también una reducción en el crecimiento de -40% en los ductos troncales y un crecimiento de 433.3% por parte de los ductos ramales. A nivel nacional se tiene una disminución de 12.16% en el tendido de ductos troncales y una reducción de 39.13% en los ductos de gas ramales.

Hacia finales de 1998 la infraestructura de gas existente en México contaba con dos sistemas de gasoductos: el sistema Naco-Hermosillo y el *Sistema Nacional de Gasoductos* (SNG), cuya longitud alcanzó 10,034 km. De este total, 9,043 km corresponden a transporte (90.1%) y 991 km a la red de distribución (9.9%).



En la región Noroeste y Noreste del territorio nacional, se localiza aproximadamente 52% de los ductos de transporte; 25% en la región Occidente y Centro, y 23% en la Sur. El 55% de los ductos de transporte y ramales específicos están ubicados en las regiones Occidente y Centro del país, como se puede observar en el cuadro 3.9.

CUADRO 3.9

RED DE DUCTOS DE GAS NATURAL 1996-1998 (Kilómetros)						
Región	Troncales			Ramales		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998*
Noroeste y Noreste	4,120	4,158	4,696	130	130	234
Occidente y Centro	2,701	2,701	2,290	1,459	1,459	549
Sur	3,428	3,428	2,057	39	39	208
Total	10,298	10,278	9,046	1,628	1,628	991

\*Esta información esta en proceso de revisión por parte de la CRE y PGPB; es precisa hasta octubre de 1998.

Estos datos se modificarán a medida que se desincorporen de PGPB los activos de distribución y la CRE, en su conjunto con sus clientes, decida la situación de los ramales específicos.

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de PGPB.

En la red de gasoductos de transporte sobresale el de Cactus-San Fernando-Los Ramones, con una longitud de 1,253 km, con dos tramos: Cactus-San Fernando de 48 pulgadas de diámetro (") y 1,106 km de extensión, y el tramo San Fernando-Los Ramones de 42" y 147 km; El de Reynosa-Chihuahua de 24" y de una longitud de 966 km; el de Cosoleacaque-Estación 3 a Venta de Carpio de 30" y 546 km de longitud (véase Mapa 3.1)

La infraestructura de transporte de gas natural del país conecta las áreas de producción de la región del Golfo con las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara, Monterrey y de otras ciudades del norte y centro del país, donde los sectores eléctrico e industrial son los principales demandantes.

Sin embargo, el transporte de gas natural por ductos continua siendo insuficiente debido a su costo, en comparación con el de los productos petrolíferos. "Los gasoductos requieren de unidades compresoras muy costosas y tienen que fabricarse más resistentes que otro tipo de ductos para soportar las altas presiones a que serán sometidos. Lo anterior supone mano de obra y materiales más caros. Además dado que la demanda de gas





natural es más acentuada sólo en algunas regiones, se hace difícil el uso pleno y óptimo de los gasoductos.”<sup>8</sup>

### 3.4.4 Importaciones

México cuenta con siete puntos de interconexión con los ductos de transporte de E.U.A. (único país con el que se mantienen relaciones de comercio exterior en materia de gas natural) las cuales son Argüelles, Reynosa, Piedras Negras, Ciudad Juárez, Hueco, Naco.

Las importaciones de México se llevan a cabo por distintas situaciones:

- a) Las importaciones denominadas como logísticas<sup>9</sup> son las que se realizan por Piedras Negras, Naco y Mexicali, sin ninguna opción económicamente viable de sustitución por gas nacional, debido a que estos puntos se encuentran aislados de las Red Nacional de Ductos.
- b) En el caso de Ciudad Juárez y Samalayuca, las importaciones se justifican cuando su costo es inferior a la transportación de gas natural desde los campos de extracción en el área de Reynosa.
- c) Finalmente, las importaciones por Reynosa y Argüelles tienen lugar sólo cuando se dan circunstancias extraordinarias, es decir, cuando hay picos de la demanda o bajas de la oferta de gas natural en los centros procesadores en el sureste del país.

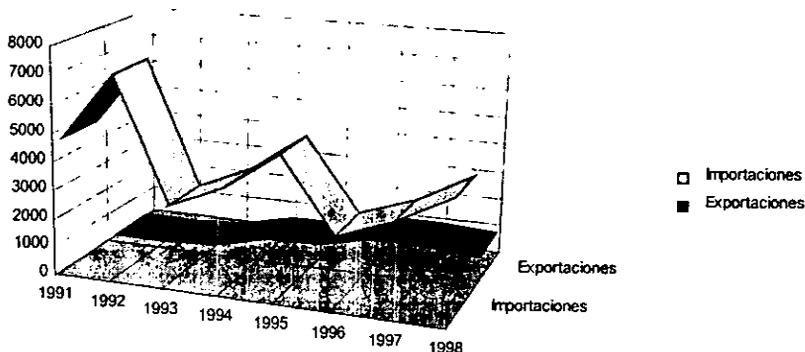
Las importaciones de gas natural del país fueron de 3.5% del total de la oferta en 1998. El incremento que se observa en los últimos años se debe principalmente a la utilización de gas natural en el sector eléctrico (véase Gráfica 3.3). Del total de las importaciones, 86% fueron logísticas, la diferencia se hizo por Reynosa para compensar el nivel de empaque alcanzado por menor oferta de gas seco.

<sup>8</sup> Martínez Salinas, Daniel. *El mercado nacional del gas natural y su rumbo hacia la privatización, 1991-2000*. Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 1995, p. 46.

<sup>9</sup> Estas importaciones se realizan para satisfacer la demanda de gas natural en el norte del país, porque resulta más económico suministrar el gas de EUA que transportarlo desde los centros productores ubicados en el sureste del país.



## GRÁFICA 3.3

COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 1991-1998  
(miles de metros cúbicos diarios)

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

### 3.5 La demanda nacional de gas natural

Durante el período 1991-1998, el consumo de gas seco creció a una tasa anual promedio de 3.6%. La mayor TCPA (6.8 %) la presenta el sector petrolero, la segunda posición la ocupa el sector eléctrico con una TCPA de 5.7%, en tercer lugar, se encuentra el sector industrial con 0.4% y por último el sector residencial y de servicios que presenta una TCPA de -0.3% (véase Cuadro 3.10).

La mayor participación de la demanda de este producto fue la del sector industrial (incluyendo Pemex Petroquímica), al alcanzar un volumen promedio en el período de 43,876 mm<sup>3</sup>d, que representó más de 45.3% del consumo. La segunda posición la mantiene el sector petrolero con una participación promedio de 38%; el sector eléctrico ha contribuido con 14.4% en promedio y el sector doméstico con 2.6% (véase Gráfica 3.4).



CUADRO 3.10

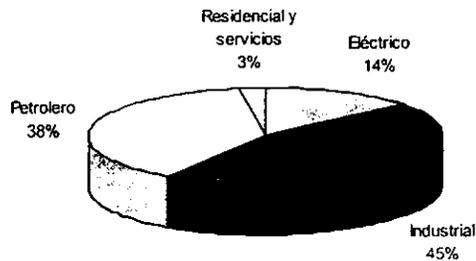
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR, 1991-1998 (miles de metros cúbicos diarios)										
Sector	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 PP*	TCPA
Eléctrico	12,261	11,327	10,896	13,187	14,000	13,932	15,226	18,103	16	5.7
Industrial	43,861	44,568	40,695	41,940	44,930	45,683	44,242	45,086	39	0.4
Industrial	24,211	24,494	22,747	23,305	25,664	27,068	27,824	29,894	26	3.1
Petroquímica	19,650	20,074	17,948	18,635	19,267	18,615	16,418	15,192	13	-3.6
Petrolero	30,797	29,839	31,873	34,252	34,122	39,827	44,276	48,961	43	6.8
Autoconsumos	19,580	19,370	20,893	21,265	19,692	20,808	21,359	23,359	20	2.6
Recirculaciones	11,217	10,469	10,980	12,987	14,429	19,019	22,917	25,601	22	12.5
Residencial y servicios	2,718	2,832	2,605	2,254	1,790	2,631	2,820	2,656	2	-0.3
Total nacional	89,637	88,565	86,070	91,633	94,841	102,073	106,564	114,806	100	3.6

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.

TCPA: Tasa de crecimiento promedio 1991-1998

GRÁFICA 3.4

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 1991-1998  
(promedio)



FUENTE: Elaboración propia con base en información de la SE.

### 3.5.1 Demanda por sector

A continuación se analizará detalladamente la demanda de gas natural de cada uno de los estos sectores.



## Sector industrial.

El sector industrial está integrado principalmente por empresas manufactureras y extractivas como la minería, siderurgia, química, etc., y mostró una tasa de crecimiento promedio anual de 3.1%, al pasar de 24,211 mm<sup>3</sup>d en 1991 a 29,894 mm<sup>3</sup>d en 1998 (véase Cuadro 3.10). La mayor demanda se explica por el crecimiento que muestra el sector industrial a lo largo de este período, ya que el PIB manufacturero creció a una tasa promedio de 4.4% de dicho lapso. Se debe también al proceso de sustitución de diesel por combustóleo creado por la tecnificación y modernización de los procesos productivos y por los nuevos requerimientos de la normatividad ambiental en Nuevo León, Tamaulipas, México, Jalisco y el Distrito Federal, principalmente.

Las industrias básicas de hierro y acero son las principales consumidoras, 23.5% en 1998, ya que registraron un incremento de 14.5% respecto a 1997. La química básica es la segunda rama más importante, 12% en 1998, pero por la disminución de los precios, el consumo del gas natural mostró una reducción de 2.2% (véase Cuadro 3.11)

El sector industrial en conjunto con Pemex Petroquímica presentó una tasa de crecimiento promedio anual de 0.4% (véase Cuadro 3.12). Particularmente la petroquímica es el sector de menor crecimiento en el período 1991-1998, pues se presentó una contracción en el consumo de gas natural de 3.6% anual, debido principalmente por problemas en el mercado de amoniaco.



CUADRO 3.11

CONSUMO INDUSTRIAL DE GAS NATURAL POR RAMA, 1993-1998								
(miles de metros cúbicos diarios)								
Rama	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 PP*	TCPA
Industrias básicas del hierro y el acero	4834	5362	5985	6121	6134	7022	23.5	7.8
Química básica	3057	2815	3401	3646	3678	3598	12.0	3.3
Papel y Cartón	1367	1404	1790	1880	2044	2074	6.9	8.7
Vidrio y productos del vidrio	1795	1740	1790	1876	2012	1999	6.7	2.2
Productos a base de materiales no metálicos	987	1021	1066	1300	1416	1391	4.7	7.1
Molienda de Maíz	608	653	713	815	1006	1010	3.4	10.7
Cemento	882	1062	859	829	900	824	2.8	-1.3
Electricidad, gas y agua**	7	7	7	60	83	766	2.6	-
Cerveza y malta	491	529	546	560	630	606	2.0	4.3
Extracción y beneficio de otros	384	338	524	597	626	579	1.9	8.6
Minerales no metálicos	289	318	363	436	482	498	1.7	11.5
Hilados y tejidos de fibras blandas	250	277	257	290	348	379	1.3	8.7
Carrocerías, motores, partes y accesorios para vehículos automotores	300	305	274	296	333	326	1.1	1.6
Otros productos metálicos, excepto maquinaria	214	217	235	244	308	317	1.1	8.2
Otros productos químicos	181	186	183	228	268	306	1.0	11.1
Industrias básicas de metales no ferrosos	231	245	255	327	334	289	1.0	4.5
Otras industrias manufactureras	139	158	161	212	277	256	0.9	13.1
Otros productos alimenticios	186	198	232	262	289	255	0.9	6.5
Vehículos automotores	295	311	265	281	272	250	0.8	-3.3
Productos de hule	4291	4342	4404	4694	4835	4799	16.1	2.3
Distribuidoras industriales <sup>1</sup>	1961	1816	2354	2113	1551	2353	7.9	3.7
Otras ramas*	22747	23305	25664	27068	27824	29894	100.0	5.6

<sup>1</sup> Se refiere a las distribuidoras de gas natural que existían antes del Reglamento de Gas Natural.

<sup>2</sup> Incluye jabones, detergentes, resinas sintéticas y fibras petroquímicas, preparación de frutas y legumbres, molienda de trigo y fertilizantes.

\*Porcentaje de participación.

\*\* No contempla el sector eléctrico.

PP\*= Porcentaje de participación.

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.

CUADRO 3.12

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL, 1991-1998										
(miles de metros cúbicos diarios)										
Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 PP*	TCPA
Industrial	24,211	24,494	22,747	23,305	25,664	27,068	27,824	29,894	66	3.1
Pemex Petroquímica	19,650	20,074	17,948	18,635	19,267	18,615	16,418	15,192	34	-3.6
Materia prima	6,497	6,473	4,696	5,385	5,556	5,261	4,160	3,879	9	-7.1
Combustible	13,153	13,601	13,253	13,250	13,771	13,354	12,258	11,313	25	-2.1
Total	43,861	44,568	40,695	41,940	44,930	45,683	44,242	45,086	100	0.4

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.



## Sector petrolero

El sector petrolero está representado por el consumo de Pemex y subdividido en dos segmentos:

- ∅ **Autoconsumo:** volumen de gas empleado como combustible para la operación de los equipos de las empresas subsidiarias de Pemex.
- ∅ **Recirculaciones internas** que se refiere a:
  - El consumo de gas natural para bombeo automático, inyectado en los pozos para impulsar el aceite a la superficie.
  - El gas residual para sellos de compresores.
  - Los vapores de planta de líquidos de Cactus.

**Pemex Exploración y Producción (PEP)** fue la subsidiaria que demandó mayor volumen de gas seco, para utilizarlo en sus procesos, con un volumen promedio de 9,650.8 mm<sup>3</sup>d, lo que representa 46% del total del autoconsumo del sector petrolero. Las recirculaciones han aumentado normalmente en los últimos tres años por la extracción del crudo (véase Cuadro 3.13).

CUADRO 3.13

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 1991-1998										
(miles de metros cúbicos diarios)										
Tipo de consumo	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 PP*	TCPA
Autoconsumo	19,580	19,370	20,893	21,265	19,692	20,808	21,359	23,359	48	2.6
PEP	8,831	8,279	9,501	9,672	9,201	10,309	10,117	10,577	22	2.6
Refinación	3,500	3,729	3,690	3,865	3,811	3,970	5,103	5,496	11	6.6
Corporativo	28	28	31	34	34	34	28	28	0	-
PGPB	7,221	7,334	7,671	7,694	6,646	6,502	6,111	7,258	15	0.1
Recirculaciones internas	11,217	10,469	10,980	12,987	14,429	19,019	22,917	25,601	52	12.5
Bombeo neumático	10,738	9,972	10,608	11,693	13,149	17,833	21,883	24,687	50	12.6
Residual para sellos	-	-	-	869	868	875	920	915	2	-
Vapores de planta de líquidos	479	479	373	425	413	311	113	-	0	-
Total	30,797	29,839	31,873	34,252	34,122	39,827	44,276	48,961	100	6.8

PP\*= Porcentaje de participación.

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.

La demanda de **Pemex Refinación** fue en promedio de 4,145.5 mm<sup>3</sup>d (19.9% en el período) y creció a una tasa promedio anual de 6.6%, en virtud de que a partir de 1997 se requirió más gas seco para ser utilizado como



combustóleo por gas natural en zonas críticas, así como la entrada en operación Planta H-Oil de Tula y de la Planta de Azufre de Cadereyta.

Por su parte, **Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)** consumió en promedio 7,054.6 mm<sup>3</sup>d (33.9% del total); si bien en los últimos años observó una reducción en su consumo debido a las medidas adoptadas para dar cumplimiento al programa de ahorro de energía, implantado en 1995, y al accidente ocurrido en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Cactus en julio de 1996; se registró en 1998 un repunte (15.4% del total del sector), que se debió a la entrada en operación de las nuevas plantas como Criogénica no. 3, Fraccionadora no. 2 y Endulzadora no. 3 de Nuevo Pemex, así como el incremento en la capacidad instalada de las Criogénicas de Ciudad Pemex y Poza Rica.

### Sector eléctrico

El sector eléctrico está integrado por el consumo de plantas de generación eléctrica, propiedad de la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** y de **Luz y Fuerza del Centro (LFC)**.

Este sector ocupa el tercer lugar en importancia en la demanda nacional de gas natural. En el período que se ha venido analizando, el Producto Interno Bruto (PIB) del sector eléctrico creció 3.8%, lo que permitió que la demanda de gas seco mostrara una tasa de crecimiento promedio anual de 5.7%.<sup>10</sup>

La tendencia cada vez más creciente, es resultado, tanto de la reconversión a gas natural de plantas de generación eléctrica a base de combustóleo (cogeneración) en zonas críticas donde el gas natural se utiliza por cuestiones ambientales (en las centrales ubicadas en el área metropolitana del Valle de México y Monterrey); como de la ventaja relativa de su precio. De las unidades de ciclo combinado destaca Samalayuca II con 521.7 MW de capacidad bruta, la cual entró en operación durante 1998. Además las adiciones de capacidad de generación de turbinas de gas de El Sauz y Hermosillo se reflejaron en una mayor consumo de gas natural en el sector eléctrico en los últimos años.

<sup>10</sup> SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008*, p. 36.



### Sector residencial y de servicios

La demanda de gas seco, por parte del sector está representada por las unidades habitacionales y, en menor número, por empresas de servicios como hoteles y restaurantes.

La participación de este segmento ha estado muy limitada en el consumo nacional, ya que representó 2.8% del promedio total nacional. Esto responde a la escasa infraestructura y distribución para este segmento del mercado durante el período de análisis.

En 1998 el consumo de gas registró una disminución de 6% debido al invierno menos severo que se presentó en relación con 1997.

#### 3.5.2 Demanda por región

La República Mexicana se dividió en ocho regiones de consumo de gas natural (véase Cuadro 3.14), siendo la de mayor demanda la Región del Golfo. Su tasa de crecimiento promedio anual fue de 2.1% con una participación de 38.4% (véase Cuadro 3.15), ocasionado principalmente por una mayor captación de clientes del sector industrial en los últimos años, así como por una mayor demanda del sector eléctrico en esta región.

CUADRO 3.14

REGIONALIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO							
Peninsular Norte	Noroeste	Noreste	Occidente	Centro	Golfo	Sur	Peninsular Sureste
Baja California	Chihuahua	Coahuila	Agascalientes	Distrito Federal	Tabasco	Chiapas	Campeche
Baja California Sur	Durango	Nuevo León	Colima	Hidalgo	Veracruz	Guerrero	Quintana Roo
	Sinaloa	San Luis Potosí	Guanajuato	México		Oaxaca	Yucatán
	Durango	Tamaulipas	Jalisco	Morelos			
		Zacatecas	Michoacán	Puebla			
			Nayarit	Querétaro			
				Tlaxcala			

FUENTE: Secretaría de Energía.

La región Centro, tuvo una tasa de crecimiento promedio anual de 3.1% debido a mayores demandas en los sectores industrial y eléctrico.



La región Peninsular sureste, en 1991, presentó una participación de 5.2 % en el consumo nacional. Para 1998 su participación fue de 12.3% observándose una tasa de crecimiento anual de 17%.

La región Noroeste, manifiesta una tasa de crecimiento anual promedio de 8.7%, la segunda por regiones, debido al aumento en los consumos del sector de electricidad por la puesta en servicio de su planta en Samalayuca y en menor medida por la demanda del sector industrial en la zona.

La región Occidente observa una baja participación con respecto al consumo nacional (6.4% en 1998), y una tasa de crecimiento promedio anual de 2.7%, por el consumo del sector industrial principalmente.

CUADRO 3.15

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR REGIÓN 1991-1998										
(miles de metros cúbicos diarios)										
Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1998 (PP)	TCPA
Golfo	38,049	37,177	36,251	37,814	39,120	42,563	40,703	43,927	38	2.1
Noreste	19,816	20,017	19,046	19,692	20,816	22,331	22,535	23,868	21	2.7
Centro	15,231	14,242	13,795	15,260	15,639	15,558	17,228	18,809	16	3.1
Peninsular Sureste	4,684	4,904	5,966	7,331	6,779	8,563	13,153	14,097	12	17.0
Occidente	6,124	6,201	5,527	5,865	6,241	6,357	6,773	7,364	6	2.7
Noroeste	2,742	3,169	2,866	3,235	3,939	4,548	4,517	4,925	4	8.7
Sur	3,002	2,858	2,609	2,436	2,308	2,123	1,627	1,785	2	-7.2
Peninsular Norte	-	-	-	-	-	-	28	28	0	
Total Nacional	89,637	88,565	86,070	91,633	94,841	102,073	106,564	114,804	100	3.6

\*Porcentaje de participación.

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual

FUENTE: Elaboración propia, con base en datos de la SE.

La región Sur y la región Peninsular Norte son las menos representativas en términos de consumo de gas, en virtud de su pequeña infraestructura en gasoductos.

### 3.5.3 Exportaciones

Los volúmenes de exportación de gas natural dependen del grado de sobrecarga que se presente en el ducto que va de Cactus a Los Ramones. Cuando PGPB registra una sobrecarga, es necesario colocar los excedentes en los mercados del sur de Texas, ofreciendo un precio diferenciado. Es



decir, las ventas externas de gas natural han sido una variable de ajuste a las fluctuaciones en el Sistema Nacional de Ductos.

En 1993, (después de ocho años) se observa la reanudación de las exportaciones de gas natural a EUA (véase Gráfica 3.3), debido al incremento de la producción de gas natural por parte de PGPB, al recuperar su capacidad de procesamiento y al inicio de operaciones del proyecto Burgos en años recientes. La tasa de crecimiento promedio anual desde 1993 hasta 1998 ha sido de 47.5% (véase Cuadro 3.16).

CUADRO 3.16

BALANZA COMERCIAL DEL GAS NATURAL								
(Miles de metros cúbicos diarios)								
Concepto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Importaciones	4,644.0	7,079.0	2,735.0	3,542.0	4,896.0	2,370.0	3,067.0	4,120.0
Exportaciones	0.0	0.0	130.0	544.0	609.0	1,025.0	1,042.0	912.0
Déficit	-4,644.0	-7,079.0	-2,605.0	-2,998.0	-4,287.0	-1,345.0	-2,025.0	-3,208.0

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.

### 3.6 El precio del gas natural

Hasta marzo de 1991, Pemex cobraba un precio fijo y uniforme en todo el país. En abril de 1991, el Comité de Precios estableció por primera vez una fórmula para el cálculo del precio del gas natural a partir del esquema de *netback* de importación, que consiste en ajustar los precios de importación por costo de transporte. Para ello, se determinaron once zonas distintas.

Estas acciones tuvieron como fin establecer un precio competitivo para el gas natural y hacer más transparente su aplicación. Asimismo, se buscó que los precios reflejarán los costos de oportunidad<sup>11</sup> en los mercados extranjeros de los principales productos que comercializa Pemex.

Sin embargo, a solicitud del sector industrial se realizaron estudios sobre la competitividad de los combustibles industriales. Como resultado de éstos se emitió la metodología del 27 de mayo de 1994.

<sup>11</sup> Se definen como los ingresos que obtendría la Pemex por vender sus productos en el mercado de referencia, en vez de venderlo en el mercado nacional.



En ella se definieron cinco zonas de distintos precios. Se utilizó por primera vez el principio de punto de arbitraje<sup>12</sup> para determinar el precio del gas, que consiste en asignar precios tales que el costo del gas de las distintas procedencias coincidan en este punto.

Se decidió utilizar un escenario de equilibrio comercial para la aplicación de la fórmula *netback*. Se acordó conservar este escenario siempre y cuando los promedios móviles de 6 meses sobre las importaciones/exportaciones de Reynosa se mantengan dentro de una banda de 300 millones de pies cúbicos diarios.

A partir de la expedición de tal metodología, se empezó a utilizar el escenario de equilibrio comercial, que es el que se emplea hasta la fecha (marzo del 2000).

Así en 1994 se autorizaron las siguientes fórmulas, utilizando el principio de *netback* y el principio de arbitraje:

### **Precio de Referencia de Reynosa = Precio de Referencia Internacional**

$$\begin{aligned} \text{Precio de Referencia en Cd. Pemex} &= \text{Precio de Referencia en} \\ \text{Reynosa} &+ \text{Costo de Transporte de Reynosa a Los Ramones} \\ &- \text{Costo de Transporte de Cd. Pemex a Los Ramones} \\ &= \text{Precio de Referencia Internacional} - 0.151 \text{ Usd/mpc} \end{aligned}$$

Esta metodología representaba la desventaja de que los precios de referencia utilizados (Tennessee, Tetco y Valero)<sup>13</sup> llevaban un rezago de un mes con respecto al mercado estadounidense.

#### **3.6.1 Mecanismos para la formación del precio**

En julio de 1995, se autorizó una metodología, operada todavía hasta nuestros días (marzo del 2000) para calcular el precio en ventas de primera mano<sup>14</sup> del gas natural. Esta es un refinamiento de la metodología de 1994.

<sup>12</sup> El punto de arbitraje es aquel donde convergen los flujos de gas de distinto origen. Hasta 1998, el punto de arbitraje se localizaba en Los Ramones, Nuevo León.

<sup>13</sup> Con los índices Tetco (Texas Eastern Transmission Corp. South Texas Index) y Valero (Valero Transmission L.P. Texas Index) se igualaba el precio de Cd. Pemex con el precio en el sur de Texas.

<sup>14</sup> Venta de primera mano se define como la enajenación de gas de origen nacional que lleva a cabo Pemex para entregar a un tercero en territorio nacional. Como consecuencia no se consideran ventas de primera



Las zonas de precios se fraccionaron en sectores más pequeños. Además fue posible eliminar el rezago de un mes, debido al cambio de los precios del referencia (Tetco y Valero<sup>15</sup>), y se actualizaron las tarifas de transporte, con lo que el precio de referencia en Cd. Pemex cambio a:

Precio de Referencia en Cd. Pemex = Precio de Referencia Internacional - 0.187 USD/mpc.

La Comisión Reguladora de Energía decidió que las ventas de primera mano se sujeten a la metodología de 1995 hasta que se aprueben los términos y las condiciones generales a que se sujetarán las ventas de primera mano, mismos que estarán regidos por la Directiva sobre la materia.

Una vez que entren en vigor los instrumentos de regulación mencionados, las ventas de primera mano se sujetarán a la nueva metodología estipulada en la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.

De acuerdo con esta Directiva, el mercado de referencia relevante para determinar el precio de ventas de primera mano pasa a ser el Houston Ship Channel (HSC). La elección del HSC como mercado de referencia relevante se debe a que éste cumple con tres condiciones importantes:

- ✓ Mantiene márgenes de liquidez apropiados
- ✓ Ofrece instrumentos financieros de cobertura
- ✓ Constituye un mercado representativo para México
- ✓ Por su ubicación geográfica, no está tan influenciado por la tendencia estacional (muy marcada en los Estados Unidos)

La fórmula autorizada por la Directiva de Precios y Tarifas para las ventas de Primera Mano es la siguiente:

$$VPM_i = B_o + (HSC_{i-1} - HSC_o) + (TP_i^F - TP_o^F) - (TP_i^{CP} - TP_o^{CP})$$

Donde:

$VPM_i$  = Precio máximo de venta de primera mano en el período  $i$  (el período puede ser un mes o un día).

---

mano las ventas de gas importado, las ventas de gas que previamente hayan sido objeto de una venta de primera mano, las ventas que haga Pemex y/o organismos subsidiarios, y las exportaciones de gas.

<sup>15</sup> En el mes de julio de 1998, el índice de Valero cambió de nombre por Pacific Gas & Electric (PG&E).



$B_0 =$  Precio de Ventas de Primera Mano en Cd. Pemex al 1º. De marzo de 1996, de acuerdo con la metodología aplicada por Pemex en esa fecha.

$HSC_i =$  Índice (mensual o diario, según sea el caso) del Houston Ship Channel del período i.

$HSC_0 =$  Índice (mensual o diario, según sea el caso) del Houston Ship Channel del periodo 0, el cual se calcula como la suma de:  
 a) el promedio de los índices de Tetco y Valero de marzo de 1996; y  
 b) el diferencial histórico de 7 centavos de dólar de este promedio con respecto al HSC.

$TP_i^F =$  Tarifa autorizada de transporte entre el punto de arbitraje y la frontera de Reynosa para el período i.

$TP_i^{CP} =$  Tarifa autorizada de transporte entre el punto de arbitraje y Ciudad Pemex para el período i.

$TP_0^F =$  Tarifa autorizada de transporte entre el punto de arbitraje y la frontera de Reynosa par el período 0.

$TP_0^{CP} =$  Tarifa autorizada de transporte entre el punto de arbitraje y Ciudad Pemex para el período 0.

CUADRO 3.16

PRECIOS REPRESENTATIVOS DEL GAS NATURAL SECO AL PÚBLICO 1991-1997 (pesos por metro cúbico)									
Año	Uso industrial								Uso doméstico
	Sector Monterrey	Sector Chihuahua Sur	Sector Naco	Sector Cárdenas	Sector Venta de Carpio	Sector Salamanca	Sector Piedras Negras	Sector Chihuahua Juárez	
1991	0.73	0.76	0.87	0.64	0.70	0.73	0.90	n.d.	0.70
1992	0.75	0.80	0.83	0.73	0.75	0.78	0.83	0.93	0.93
1993	0.63	0.67	0.67	0.60	0.63	0.65	0.63	0.60	1.30
1994	0.49	0.56	0.52	0.45	0.52	0.56	0.47	0.47	1.24
1995	0.80	0.93	0.50	0.69	0.78	0.83	0.65	0.92	1.40
1996	1.35	1.48	0.66	1.24	1.33	1.38	0.72	1.39	1.83
1997	0.81	0.92	0.78	0.71	0.79	0.83	0.81	0.90	1.33

1 Precios al cierre del año con base 1997 (incluye IVA. Deflactado con el IPC de diciembre correspondiente a cada año)

2 Sector Monterrey: Tampico, Altamira, Reynosa, Río Bravo, Matamoros, Nuevo León, Monterrey, Monclova, Ramos Arizpe y Saltillo

Sector Chihuahua Sur: Parras, Chávez, Torreón, G.Palacio, Laguna del Rey, Jiménez, Camargo, Delicias, Chihuahua y Ciudad Cuahutémoc.

Sector Chihuahua Sur: Parras, Chávez, Torreón, G.Palacio, Laguna del Rey, Jiménez, Camargo, Delicias, Chihuahua y Ciudad Cuahutémoc.

Sector Naco: Caransea y Hermosillo.

Sector Cárdenas: Ciudad Pemex, Cactus, Nuevo Pemex, Villahermosa, Coatzacoalcos, Minalitlán Cosoleacaque y Jáltipan

Sector Venta de Carpio: Tierra Blanca, Veracruz, Córdoba, Orizaba, Puebla, Atlixco, Poza Rica, Valle de México, Tula y Toluca

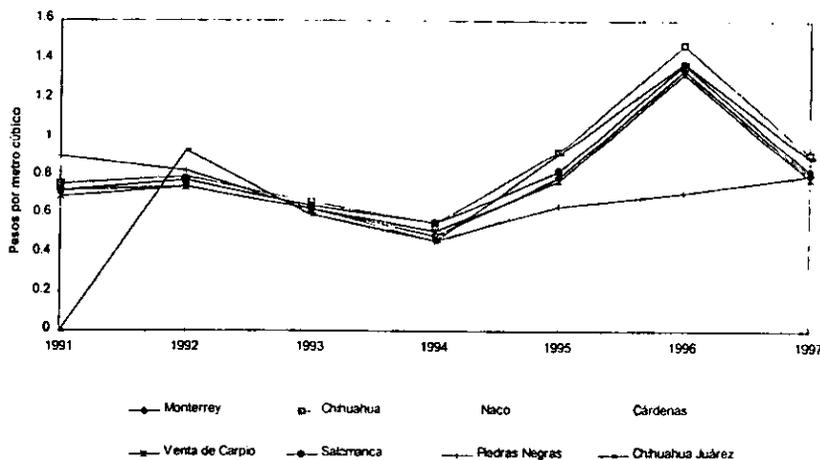
FUENTE: SE



Como puede observarse, los precios en los diferentes sectores presentan una tendencia armónicamente acompañada y esto se debe a la metodología antes expuesta. Únicamente, los sectores de Piedras Negras y Naco presentan precios muy por debajo de las demás regiones a partir de 1995 (véase Gráfica 3.5).

## GRÁFICA 3.5

PRECIOS REPRESENTATIVOS DEL GAS NATURAL SECO AL PÚBLICO DE USO INDUSTRIAL, 1991-1997



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE.

Lo que está haciendo la CRE, es utilizar la experiencia de los efectos de competencia que se desarrolla en el sur de Texas, pero especialistas y asociaciones consideran que esta referencia no es factible para todas las zonas del país y que sería conveniente considerar otros mercados de referencia y adecuarlos a las necesidades de las propias empresas consumidoras del energético. Para las empresas o industrias ubicadas en el noroeste del país, como Sonora y Sinaloa, la mejor referencia es el precio cotizado en Arizona, en tanto que para Baja California Norte, la referencia



apropiada sería California,<sup>16</sup> el precio, afirman, no refleja una competencia mexicana.

En el primer semestre del 2000, el precio del gas natural ha aumentado su precio en 100%, a nivel internacional<sup>17</sup>, dicho incremento se debe tanto a causas estructurales como a causas coyunturales.

#### CAUSAS ESTRUCTURALES:

- ↻ Se está cambiando la tecnología de las núcleoeléctricas, hidroeléctricas y carboníferas por nuevas centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural.
- ↻ La sobreexplotación y el envejecimiento de los pozos de gas natural, ya que no tienen la capacidad de reaccionar a la demanda.
- ↻ La influencia de las altas cotizaciones del petróleo.

#### CAUSAS COYUNTURALES:

- ↻ Las fuertes ondas cálidas que se presentan en el sur de EUA y en el norte del país que se traducen en una mayor utilización de aire acondicionado y, por ende, de gas natural.<sup>18</sup>
- ↻ Problemas de abasto y daños ocasionados por huracanes.
- ↻ La reactivación del sector de la construcción, el inicio de las operaciones de ciclo combinado en Canadá y Estados Unidos.

<sup>16</sup> EL FINANCIERO, 28 de agosto del 2000

<sup>17</sup> El precio internacional del gas se encuentra en el nivel más alto de los últimos 11 años: alrededor de 4.5 dólares por millón de unidades térmicas británicas, y se proyecta que en lo que resta del año, el precio del gas natural en los mercados internacionales se mantendrá elevado y continuará su tendencia ascendente. En México se informa que el precio de referencia para calcular los precios de venta de primera mano de gas natural en territorio nacional durante octubre del presente año es de 5.11 dólares por millón de BTU equivalentes a 20.28 dólares por gigacaloría.

<sup>18</sup> EL FINANCIERO, 22 de julio del 2000.



⇒ El cambio climático del mundo

⇒ El incremento en el precio del crudo en el último año y la baja en los almacenamientos de este producto en EU y Canadá.

En EUA, la EIA estima que los precios del combustible de ubicarán hasta un 55% por encima de las cotizaciones registradas el invierno pasado; éstos podrían alcanzar un promedio anual en el presente año de 3.1 dólares por millón de unidades térmicas británicas (BTU por sus siglas en inglés)

Asimismo, a pesar de que el precio internacional del gas natural ha subido más del 100% desde su nivel mínimo en febrero de 1999, en caso de validar un rompimiento alcista de 4.65 dólares se tendría un objetivo en los 5.60 dólares.<sup>19</sup>

A nivel nacional, el aumento del 111% que presentaron los precios del gas natural en el primer semestre del 2000 perjudicaron a sectores relacionados con el vidrio, cerámica, hierro y acero. Ello ocasiona que en México, los proyectos de largo plazo con un uso intensivo de gas natural y sus derivados, tendrán que ser revisados, para adecuarse a los nuevos precios de gas natural.

Los industriales han atribuido el impacto negativo del gas natural a la posición dominante de PGPB en las actividades de comercialización y transporte de ese combustible, así como a la falta de opciones para hacer frente a dicho incremento. Se afirma que el problema de fondo es la falta de una competencia efectiva.

En el mismo sentido afirman que, "si una empresa privada, como Enron, Kinder-Morgan o El Paso, entrara a México con sus propios ductos y costos, y aplicara su propia fórmula de precios existiría en México una competencia en el mercado y los precios del energético bajarían, pero en el país el costo BTU está controlado."<sup>20</sup>

<sup>19</sup> EL FINANCIERO, 11 de agosto del 2000.

<sup>20</sup> Baker, George especialista energético de la consultoría George Baker y Asociados en EL FINANCIERO, 16 de agosto del 2000

## **CAPÍTULO 4: EL AUMENTO DE LA INVERSIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL COMO UNA ALTERNATIVA PARA QUE MÉXICO SE AJUSTE AL CAMBIO ESTRUCTURAL DEL MERCADO PETROLERO**

### **4.1 Estrategias para promover el mercado nacional de gas natural.**

La reforma estructural de la industria de gas natural en México es emprendida en 1995 y se desarrolla en dos vertientes: promueve la participación de los particulares en un mayor número de actividades a partir de la desincorporación de empresas paraestatales y la apertura a la inversión privada y social en actividades reservadas anteriormente al Estado; establece un marco regulatorio que proporciona mayor certidumbre a la inversión privada y reduce los costos de intervención gubernamental en la actividad productiva. Esto con la finalidad de mejorar la asignación de los recursos nacionales, elevar la productividad y alentar la inversión para conformar una industria nacional competitiva.

#### **4.1.1 Marco regulatorio**

La reforma estructural del sector mexicano de energía ha introducido gradualmente la competencia a sectores que anteriormente eran monopolios estatales. Los cambios al marco legal llevados a cabo en mayo de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la expedición del Reglamento de Gas Natural en noviembre del mismo año permiten la inversión privada en la comercialización, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural.

El Reglamento de Gas Natural establece los principios básicos de regulación y marca las disposiciones que norman la participación de Petróleos Mexicanos y de los particulares en la industria.



La Comisión Reguladora de Energía (CRE), como ya se mencionó en el Capítulo 3, se transformó en un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, constituyéndose como autoridad reguladora en materia de energía eléctrica y gas natural, a partir de 1995.

Desde 1996 se iniciaron los procesos de licitación para otorgar permisos de distribución de gas natural en la República Mexicana.

La CRE cuenta con diversos instrumentos como son las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), las directivas, las resoluciones y los permisos, véase Cuadro 4.1

CUADRO 4.1

MARCO JURÍDICO EN MATERIA DE NORMAS MEXICANAS		
Número	Título	Fecha de publicación en el DOF* como Norma
NOM-SECRE-001-97	Norma Oficial Mexicana sobre la calidad del gas natural	27 de enero de 1998
NOM-SECRE-002-97	Norma Oficial Mexicana sobre las instalaciones para el aprovechamiento del gas natural	26 de enero de 1998
NOM-SECRE-003-97	Norma Oficial Mexicana sobre la construcción y mantenimiento de sistemas de distribución de	15 de mayo de 1998
NOM-SECRE-004-98	Norma Oficial Mexicana sobre gas natural licuado e instalaciones vehiculares	26 de enero de 1998
NOM-SECRE-005-99	Norma Oficial Mexicana sobre gas natural licuado y estaciones de servicio	28 de enero de 1998

\*Diario Oficial de la Federación.

FUENTE: CRE.

#### 4.1.2 Estrategia general para el mercado de gas natural

El Plan Nacional de Desarrollo establece líneas estratégicas para impulsar el crecimiento económico sostenido y sustentable. En este contexto, el sector energético promueve el uso eficiente de los recursos.

En particular se señala que la competitividad de la economía nacional requiere el acceso de los productores nacionales a los insumos básicos para la producción, incluyendo los combustibles en condiciones adecuadas de calidad y precio. En este sentido, señala el Plan, se fortalecerá la capacidad de respuesta estratégica y la eficiencia operativa de Pemex



para apoyar el crecimiento y la generación de empleos, concentrando su esfuerzo en la exploración y la producción primaria.

Así mismo, se propone emprender acciones para que el suministro de combustibles industriales sea oportuno, confiable, a precios competitivos y en las cantidades requeridas por los consumidores nacionales. Para ello se promueve la activa participación del sector privado en el almacenamiento, transporte, distribución y comercialización del gas natural.

En este mismo sentido, el *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía 1995-2000* establece una política energética que considera, entre otros, tres elementos estratégicos:

- lograr una rápida y eficiente expansión eliminando los rezagos existentes;
- impulsar las inversiones clave para el crecimiento de largo plazo, y
- fortalecer y mejorar la operación de las empresas públicas que la entregan.

En materia de generación de energía eléctrica, se fomentará en las plantas termoeléctricas el uso de combustibles que satisfagan los requerimientos ambientales, además de favorecer el empleo de tecnologías eficientes.

La tendencia es cambiar el perfil del consumo de combustibles industriales reduciendo la demanda de combustóleo y aumentando significativamente la participación del gas natural, debido a que este último representa una reducción de contaminantes a la atmósfera, y también menores costos de operación. Aunado a ello, se realizarán inversiones de exploración y desarrollo de fuentes internas de suministro que aseguren el mediano y largo plazo.

Otra estrategia es la relacionada con la preocupación por la volatilidad en los precios de este hidrocarburo. En este sentido, se publicó el 3 de julio de 1998, el proyecto de Directiva sobre coberturas de precios de gas natural.

Los instrumentos de cobertura deberán ser contratados por los distribuidores, en tanto que el precio a proteger será el de referencia, determinado para cada zona geográfica específica, y sólo deberán ser contratados con oferentes especializados en coberturas de precios de gas natural.



“Los distribuidores no podrán trasladar los costos derivados de la contratación de los instrumentos de cobertura como parte del precio máximo de adquisición de gas natural. Por lo tanto, se espera que los distribuidores ofrezcan instrumentos de cobertura cuyo costo de adquisición sea cero (v.gr., swaps de precio fijo, collares de costo cero, etc.)”<sup>1</sup>

El precio máximo que los distribuidores podrán trasladar a los usuarios será igual al precio máximo de adquisición, más el ajuste por cobertura para el volumen de gas, y el costo financiero derivado de la contratación.

### 4.1.3 Oportunidades de inversión

Como ya se mencionó anteriormente, la nueva regulación prohíbe la integración vertical en la industria del gas natural; es decir, la participación de un mismo agente en dos actividades reguladas relacionadas; por ejemplo, transporte y distribución. Por esta razón, PGPB está desincorporando sus activos de distribución, conservando solamente la propiedad y operación de los activos de transporte existentes.

### Producción

La producción de gas natural está a cargo de Pemex a través de PEP y PGPB, y hasta el momento no se ha abierto a la iniciativa privada, aunque el gobierno ha manifestado su interés porque ésta realice inversiones que aumenten la producción.

Pemex Exploración y Producción invertirá en el 2000, 4100 millones de pesos. Esta cantidad servirá para realizar pruebas sísmicas y de exploración, con el objetivo de aumentar en el 2008 la producción a 7.6 mmpcd, lo que representará más de tres millones adicionales a la producción de 1999.

<sup>1</sup> SE. Circular sobre la Resolución que promueve la cobertura generalizada de instrumentos financieros de cobertura de riesgos para hacer frente a la volatilidad del precio del gas natural (RES/148/2000), 8 de agosto del 2000.



Dentro de este total, 2500 millones de pesos se destinarán a la exploración, para perforar 27 pozos exploratorios en cuatro proyectos integrales, mientras que 1600 millones serán para el desarrollo de campos.

780 millones de pesos corresponden al desarrollo de la Cuenca de Burgos, ubicado en la Región Norte de Pemex, que es el Complejo Productor de Gas no Asociado más grande del país y que en los últimos años ha quintuplicado su producción.<sup>2</sup>

Del total de la producción, 3.2% será generado como resultado del Plan Estratégico de Gas Natural (PEG), el cual está conformado por cinco paquetes de proyectos y uno de ellos es el de Tampico-Misantla-Sur de Burgos. Y tienen como objetivo incrementar la oferta de producción de gas en 60% al final de la década.

Estamos hablando de 4,000 millones de pies cúbicos diarios para el 2000, hasta poco más de 7,500 millones hacia el 2008.

Con esto, lo que pretende Pemex es sostener o ampliar la inversión para los siguientes años con el objetivo de continuar la ampliación y modernización de su planta productiva en todas sus actividades.<sup>3</sup>

Sin embargo, este proyecto se podrá realizar siempre y cuando se cuente con los recursos suficientes, por lo que se esperan inversiones para este año de 4,105 millones de pesos, de los cuales se cuenta con una autorización de 665, que sirve para justificar una mayor apertura que se está dando en el sector cuando las inversiones en el país son limitadas.<sup>4</sup>

Una de los grandes retos del sector energético mexicano en la próxima década será el de invertir en la búsqueda y producción de gas natural suficiente para cubrir las necesidades nacionales de crecimiento económico y fabril con gas propio.

De otra manera el país podría convertirse en un importador masivo de ese combustible, debido al consumo ascendente en residencias, comercios e industrias, sobre todo en la generación eléctrica. Existe la necesidad de duplicar la producción de gas natural en la próxima década, lo cual implica enormes retos de infraestructura.

El objetivo de la política energética del gobierno es generar la mitad de la electricidad con gas natural hacia el año 2007.<sup>5</sup>

<sup>2</sup> EL FINANCIERO, 9 de febrero del 2000.

<sup>3</sup> Idem, 2 de mayo del 2000.

<sup>4</sup> Idem, 9 de mayo del 2000.

<sup>5</sup> Idem, 18 de enero del 2000.



## Distribución

Hasta el primer semestre de 1999, han concluido los procesos de licitación en igual número de zonas geográficas para la distribución de gas natural. El proceso de licitación consta de dos fases: la etapa técnica y la etapa económica. Sólo las empresas que superan la etapa técnica pueden presentar las ofertas económicas correspondientes a los proyectos de distribución de gas natural. El consorcio que logra la oferta económica más atractiva, es decir la oferta con menor tarifa de distribución, es el ganador de la licitación.

Las principales empresas extranjeras que han concursado son originarias de: EUA, Canadá, España, Francia, Argentina y Bélgica.

En los procesos de licitación, las empresas mexicanas han decidido asociarse con capital extranjero (norteamericano y francés). Así mismo, seis de ellas mexicanas obtuvieron el permiso para distribuir gas natural: Próxima Gas, Grupo MARHNOS, Corporación GUTSA, Bufete Industrial de Construcciones, Grupo Diavaz y Controladora Comercial e Industrial.

A la fecha, la CRE ha otorgado 18 permisos de distribución de gas natural, seis de regulación y 12 mediante proceso de licitación. En conjunto representan inversiones por 860 millones de dólares.

A las seis empresas que se les ha otorgado el permiso definitivo de distribución de gas natural, cuentan con una cobertura de 110 mil usuarios, sin embargo, estas empresas esperan tener una cobertura de 276,472 usuarios para el año 2002 (su quinto año de operaciones).

Los doce permisos de licitación que ha otorgado la CRE mediante proceso de licitación representan inversiones por 757 millones de dólares debido a que ya existía la infraestructura, los distribuidores ya están operando, a excepción de la zona del Bajío. Sin embargo en Toluca, norte de Tamaulipas y la Laguna aún no se cuenta con infraestructura para usuarios residenciales. Cabe destacar que los distribuidores están ampliando sus sistemas para hacer frente a los compromisos de cobertura de usuarios adquiridos por la CRE.

En el mismo sentido, México carece de gasoductos para alimentar a todas las nuevas centrales termoeléctricas de ciclo combinado construidas y operadas por empresas privadas, por lo que se deberá construir aproximadamente 13 mil kilómetros de ductos más de los ya existentes; ya



que la CFE se comprometió contractualmente a garantizar el suministro de gas natural.

Entre los proyectos que la CFE ha licitado, las centrales del Bajío, Río Bravo (Anáhuac), Colima y Rosarito no cuentan con ductos o los existentes no tienen la capacidad de presión para suministrar el combustible con que podrán poner en operación las plantas. Pronto entrarán en operación Río Bravo II, en Tamaulipas, ganada por Electricidad de Francia. En tanto, el Bajío (El Sauz), en Guanajuato, fue adjudicada a la empresa InterGen Azteca Energy.

Para tener una idea de la magnitud de la inversión que se requiere para cubrir la demanda del sector eléctrico, se estima que para interconectar un gasoducto de 150 km con la compresión adecuada a una termoeléctrica de 450 MV, que utiliza más o menos 80 mmpcd de gas natural, se requiere de una inversión de hasta 40 millones de dólares.

Del total de la red existente en México 10,287 kilómetros corresponden a transporte (86.3%) y mil 628 a la red de distribución (13.7%).

En infraestructura todavía habrá que hacer mucho, pues el ampliar la red dará mayor flexibilidad de operación a los transportistas de gas natural, ya que podrán ofrecer un costo más bajo en el servicio, principalmente a los industriales.

## Transporte

El Reglamento de Gas Natural define el servicio de transporte como la recepción de gas natural en un punto del sistema y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto.<sup>6</sup>

Pemex, a través de su filial PGPB, participa en la industria del gas natural como un permisionario transportista más<sup>7</sup>, sujeto a regulación, y continúa operando y manteniendo el *Sistema Nacional de Gasoductos* (SNG)

El SNG cuenta con 8,704 kilómetros de ductos interconectados de diferentes diámetros y longitudes, y se extiende en el territorio nacional a

<sup>6</sup> Este servicio difiere del transporte para usos propios, pues sólo se otorga a usuarios que adquieran y transporten gas natural con el objeto de satisfacer exclusivamente sus necesidades sin el derecho a prestar servicio a terceros.

<sup>7</sup> La CRE otorgó a PGPB el permiso definitivo de transporte con una vigencia de 30 años, dentro del *Sistema Nacional de Gasoductos*.



través de 19 entidades federativas, suministra gas a 1,049 usuarios industriales y comerciales en los sectores público y privado. La red tiene 15 puntos de inyección ubicados en centros procesadores de gas natural, pozos y puntos de importación (véase Mapa 3.1 ) y posee una capacidad máxima de 144,614 mm<sup>3</sup>d conforme a las cifras totales de volumen promedio transportado.

PGPB implementó el *Plan de Modernización de la Red Nacional de Gasoductos y ductos de gas LP*, con el cual se llevó a cabo un proyecto para automatizar todas las instalaciones estratégicas que le permitirán monitorear y controlar sus instalaciones en tiempo real y contar con la información necesaria para la toma oportuna de decisiones, ya sea en el ámbito operativo y de control del sistema o en el comercial.

Este *Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA)*, implementado por PGPB es uno de los más avanzados a nivel internacional, con él se podrá obtener una medición electrónica de flujos, el control remoto de las instalaciones y monitoreo de las variables del sistema.

PGPB invertirá 436.5 millones de dólares durante los próximos cinco años, que destinará a compresión, rehabilitación de ductos, SCADA, operación y mantenimiento, y otros conceptos. Con ello se garantizará capacidad suficiente y un servicio confiable y seguro para sus clientes.

PGPB tendrá la obligación de prestar el servicio de transporte en condiciones de acceso abierto y sin discriminación.

El permiso otorgado por la CRE a PGPB, establece como concepto prioritario las condiciones y mecanismos que deberá aplicar para la operación, mantenimiento y seguridad de su sistema. En consecuencia, deberá sujetarse a las normas oficiales mexicanas o a falta de ellas, a las especificaciones prácticas prudentes comúnmente aceptadas en la industria del gas natural.

El ingreso máximo (PO) autorizado para este sistema es de 0.94 dólares por gigacaloría. Asimismo las tarifas aprobadas del SNG se aplicarán en 19 zonas tarifarias identificadas en el permiso.

Se requerirá de un período de transición para aplicar las tarifas y llevar a cabo la temporada abierta en que los usuarios reserven la capacidad del SNG. Durante dicho lapso se aplicarán tarifas volumétricas equivalentes a las tarifas autorizadas para el servicio interrumpible en todo el sistema.



En consecuencia, se ajustará el valor de la tarifa neta de transporte (*netback*) de Reynosa a Ciudad Pemex incluida en la fórmula vigente de precios, para quedar en 1.49493 dólares por gigacaloría.

En cuanto a las inversiones en transporte de gas natural para servicio público a cargo de los particulares, a la fecha, se han otorgado 15 permisos, incluyendo el permiso definitivo para PGPB. Sin incluir las inversiones adicionales que tendrá que efectuar Pemex Gas, se destinarán 611 millones de dólares en los próximos cinco años a cargo de los particulares para el desarrollo de 2,274 kilómetros de ductos, que permitirán incrementar la capacidad en 56,973 mmpcd (véase Cuadro 4.2).

CUADRO 4.2

PERMISOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA SERVICIO PÚBLICO					
Permisionario	Proyecto	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (mm <sup>3</sup> d)	Inversión (mmd)
MidCon de México, S.A. de C.V.	Cd. Mier-Monterrey	148	24	7,600	45.0
Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L.	San Agustín Veldivía-Samatayuca	38	24	6,200	18.2
Igasamex Bazo, S. de R.L. de C.V.	Huimilpan-San José Iturbide	3	4.5	360	0.4
Energía Maynkan, S. de R.L. De C.V.	Cd. Pemex-Valladolid	710	24, 22, 16, 10, 6	8,070	276.9
Tejas Gas S. de R.L. de C.V.	Palmitas-Toluca	123	16	2,720	31.0
Transvado Gas, S. de R.L. de C.V.	Palmitas-Toluca	127	16.6	2,330	23.2
FINSA Energéticos	Matamoros	83	8, 7, 4, 3, 2	165	0.3
Compañía Mexicana de Gas	Apoadaca-Cerroto	73	12, 6, 4, 2	580	11.2
Transportadora de Gas Zapata	Puebla-Guerravaca	147	12, 6	1,300	19.6
TransCanadá del Bazo	Vattemita, Gto.-Aguascalientes	203	16, 12	2,550	56.5
Transportadora de Gas Natural de Baja California	San Diego-Rosario	36	30	22,920	28.2
Transportadora de Gas Natural del Centro	El Durazno-Pabellón de Artenoa	228	16	2,115	61.9
Midcoast del Bazo, S. de R.L. de C.V.	Vattemita, León	99	16, 6	1,700	12.6
PGPB Naco-Hermosillo	Naco-Hermosillo	339	16	3,113	22.1
Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sistema Nacional de Ductos	8,704	de 2 a 48	144,614	436.5
<b>Total</b>		<b>10,986</b>		<b>206,337</b>	<b>1,043.6</b>

FUENTE: SE

Aunado a lo anterior, en el sistema de transporte se han desarrollado los permisos de autoabastecimiento o de usos propios, enfocados en forma exclusiva a satisfacer las necesidades de suministro del usuario final. Bajo esta modalidad la CRE ha otorgado 32 permisos que representan 507.8 km en ductos con una capacidad de 44,343 mm<sup>3</sup>d.

Y de acuerdo con la prospectiva de consumo de gas natural para el año 2008, así como con las áreas definidas por la CRE como zonas geográficas con potencialidad para desarrollar sistemas de distribución de gas natural, existe la necesidad de ampliar la infraestructura de transporte, lo cual alienta a la inversión privada a que participe en la construcción de nuevos ductos. También existe la posibilidad de una expansión gradual de la capacidad de interconexión con los sistemas de transporte de EU, con el



fin de lograr una expansión del mercado nacional con el mercado norteamericano.

La evolución del transporte de gas natural deberá responder a las condiciones del mercado, en este sentido, PGPB y los particulares atenderán a las necesidades de expansión, rehabilitación, sustitución, modernización e interconexión del sistema de gas natural.

Algunos especialistas en energía, afirman que desde 1995 hasta la fecha, la CRE no logró cumplir con los planes de apertura de gas natural. No ha logrado motivar la inversión extranjera para que compita con la infraestructura (ductos y almacenamiento); ya que no sólo se requiere ampliar al doble la red de ductos para poder cumplir con los compromisos de gas natural, sino que no existe ningún almacenamiento de gas natural en el país y el crecimiento del energético está aumentando.

“Si una empresa privada como Enron, Kinder-Morgan o El Paso, entrara a México con sus propios ductos y costos, y aplicara su propia fórmula de precios existiría en México una competencia en el mercado y los precios del energético bajarían, pero en el país el costo BTU está controlado.”<sup>8</sup>

Se requieren mayores inversiones para la distribución de gas natural, insumo en el que México no es autosuficiente, por ello los industriales del país piden apertura a la inversión privada, para explotar, distribuir y almacenar gas.

### **Proyectos en la frontera norte**

Existen proyectos de interconexión en la frontera con E.U. con la finalidad de tener acceso a este mercado y tener capacidad de responder al aumento en los volúmenes de gas natural de importación/exportación que se espera manejar en los próximos años.

El 27 de septiembre de 1999 se inauguró el ducto internacional para transporte de gas natural que interconecta el Sistema Nacional de Gasoductos de PGPB con el sistema Tennessee Gas Pipeline, subsidiaria de El Paso Energy Corporation, de Estados Unidos. Se trata de un ducto bidireccional, de 24 pulgadas de diámetro y 15.3 kilómetros de longitud,

<sup>8</sup> George Baker, especialista energético de la consultoría George Baker y Asociados en EL FINANCIERO, 16 de agosto del 2000



con una capacidad máxima de 6,230 mm<sup>3</sup>d. La inversión que hará Tennessee será cercana a los 10 mdd, en tanto que PGPB invertirá 1.5 mdd en adecuación de medición de la estación Reynosa.

PGPB firmó con Tennessee Gas Pipeline un compromiso de reserva de capacidad por diez años, que inició el primero de octubre y concluirá el 30 de septiembre del 2009.

En febrero de 1999, se firmó un contrato con Tejas Gas y se espera iniciar operaciones en el año 2000. Su capacidad máxima es de 9,628 mm<sup>3</sup>d, de los cuales PGPB contrató 5,663 mm<sup>3</sup>d en base firme y quedan disponibles 2,832. Los 1,133 mm<sup>3</sup>d restantes son la base interrumpible. Tejas Gas hará una inversión cercana a los 50 millones de dólares. Por su parte, PGPB invertirá 3 mdd en la adecuación de la estación de medición Argüelles y en el ducto de interconexión del lado mexicano.

El 16 de agosto de 1999, el Presidente de la República Ernesto Zedillo Ponce de León decretó la suspensión del arancel 2711.21.01 de la fracción arancelaria de la tarifa de la *Ley del Impuesto General de Importación* correspondiente al gas natural de México.

Antes de 1994, este arancel era del 10% sobre las importaciones de gas natural, pero durante las negociaciones del *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*, se pactó que éste se redujera en un punto porcentual anual a partir de 1994 para llegar a su completa eliminación en el año 2003, por lo que alcanzó la cifra de 4% en 1999.

Esta medida se inserta en el marco de la política económica neoliberal. Con la eliminación de este arancel se persigue que México cuente con un abasto oportuno de gas natural al menor costo posible; dar una mayor competitividad a las empresas mexicanas y al mercado, al bajar los costos de producción para algunas industrias como la del acero, favorecer las inversiones en el sector energético, la calidad del medio ambiente y las oportunidades de negocios.

“La eliminación del impuesto general de importación correspondiente al gas natural permite fomentar el correcto desarrollo de la planta productiva nacional, traduciéndose en nuevas oportunidades de crecimiento económico para México”<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008*, p. 101.



## **Proyecto de gasoducto en la frontera sureste**

Originalmente México tenía interés en llevar a cabo un proyecto de interconexión de gas natural con los países de Centroamérica para abastecer a la región de este energético, pero el plan ha quedado en el olvido y se ha limitado a una negociación con Guatemala.

Especialistas del sector consideran que el proyecto de construcción del gasoducto México-Istmo Centroamérica, debería ser retomado, ya que no sólo tiene viabilidad, sino que también podría resultar rentable para nuestro país, ante las necesidades que existen del combustible en la zona de América Central: Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua y Costa Rica.

Por su parte, la CRE afirma que el proyecto de un gasoducto sólo se realizará con Guatemala, en una primera etapa desde Tabasco, con posibilidades de extenderse a otros lugares del país, ya que los yacimientos del sur de México se encuentran en situación privilegiada para comercializar en el istmo.<sup>10</sup>

### **Los activos de distribución de gas natural de las empresas paraestatales**

De acuerdo al marco regulador de 1995, las actividades del gobierno federal en materia de gas natural pueden solamente atender el transporte y las ventas de primera mano. Por tal motivo, en 1998 finalizaron las licitaciones para desincorporar los sistemas de distribución propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Monterrey, y de Petróleos Mexicanos en tres Zonas: Distrito Federal, Valle Cuautitlán-Texcoco y Querétaro.

La finalización de estos procesos de desincorporación es un paso más en la privatización de la industria del gas natural.

En las zonas geográficas del valle Cuatitlán-Texcoco y el Distrito Federal, se desincorporaron el sistema de distribución de Diganamex, propiedad de PGPB, y los activos de distribución de PGPB. Esta infraestructura se separó de acuerdo con su localización geográfica para

<sup>10</sup> EL FINANCIERO, 2 de octubre del 2000.



formar dos sistemas independientes y transferir cada uno al distribuidor correspondiente. Un proceso de consulta pública, llevado a cabo en 1997, apoyó el proceso de definición de zonas geográficas y de separación de esta infraestructura.

En esta misma zona, el sistema resultante se desincorporó a favor de la empresa Mexi-Gas, constituida por las empresas Gaz de France y Bufete Industrial. Mexi-Gas llevó a cabo una inversión de 89 mdd para la adquisición de un sistema que prestaba el servicio a través de 430 kilómetros de ductos. Esta empresa se comprometió invertir 110 mdd adicionales para los próximos cinco años y ampliar su cobertura a 374 mil usuarios.

Por su parte el sistema correspondiente a la zona geográfica del Distrito Federal se desincorporó a favor de Metrogas, empresa, constituida por Grupo Diavaz, Texas Utilities y Controladora Comerciales e Industrial. Metrogas invirtió 80 mdd para la adquisición de un sistema con 832 kilómetros de ductos y 100 mil usuarios, Adicionalmente se comprometió a invertir 29 mdd para ampliar el servicio a más de 439 mil usuarios en los próximos cinco años.

En la zona de Querétaro se desincorporaron el sistema de distribución de Digagro, propiedad de PGPB, y los activos de distribución e PGPB. El ganador de esta licitación fue la empresa belga Tracabel, que invirtió 30 mdd para adquirir un sistema con 256 kilómetros de ductos y más de 11 mil usuarios. Y como parte del proceso de licitación, la empresa se comprometió a invertir 17 mdd adicionales y a ampliar su cobertura a 50 mil usuarios en los próximos cinco años.

En Monterrey, la CFE desincorporó, el sistema de distribución de gas natural a favor de Gas Natural México, en cuyo capital participan las empresas españolas Gas Natural SDG y Repsol. Al momento de la desincorporación, el sistema contaba con 6,291 kilómetros de ductos y prestaba servicio a 320 mil usuarios.

Para adquirir el sistema de distribución, Gas Natural de México llevó a cabo una inversión de 156 mdd y se comprometió a realizar una inversión adicional de 28 mdd. También se comprometió a ampliar la cobertura a más de 550 mil usuarios en los próximos cinco años.



## Almacenamiento

En la actualidad, existen tres opciones para el almacenamiento subterráneo de gas natural:

- ❶ Yacimientos agotados
- ❷ Cavernas acuíferas
- ❸ Cavernas salinas

Los *yacimientos agotados* son formaciones de roca porosa. Sus costos de desarrollo, mantenimiento y operación son los más bajos y requieren de alrededor de dos años para iniciar operaciones; su capacidad de entrega diaria depende de factores como la porosidad y permeabilidad del yacimiento, el equipo mecánico de superficie, los niveles de carga base y las características de flujo dentro de la formación, por ello es considerada la opción más viable y mayormente utilizada a nivel internacional.

El uso de las *cavernas acuíferas* se lleva a cabo cuando los yacimientos agotados no son viables o cuando existen algunas restricciones legales para su efecto; debido a que su desarrollo y mantenimiento son elevados y requieren de más de cuatro años para iniciar operaciones. Tienen la ventaja de obtener una capacidad mayor de suministro diario, la desventaja es que al no existir gas natural residual dentro de la formación, deberá mantenerse una importante carga a base de gas que facilite la extracción de gas almacenado.

Las *cavernas salinas* se caracterizan por su gran capacidad para adecuar sus inventarios en forma rápida, además de ser impermeables al gas, lo que las convierte en sitios apropiados y seguros para el almacenamiento. Además poseen de tres a cuatro ciclos de extracción por temporada, por lo cual su operación es ideal para hacer frente a fuertes fluctuaciones de la demanda.

En México se ha contemplado hasta el momento el desarrollo de un proyecto de almacenamiento de gas natural, considerando básicamente la factibilidad técnica y económica. A nivel técnico se han realizado avances en la identificación de los sitios potenciales donde podría desarrollarse el almacenamiento: en Monterrey, Nuevo León (cavernas salinas), Reynosa, Tamaulipas (yacimientos agotados) y Coatzacoalcos, Veracruz (yacimientos agotados).



De incrementarse la oferta y la demanda de gas natural, de acuerdo a los resultados de las diferentes prospectivas, se tendrá que estimar la viabilidad económica de estos proyectos de almacenamiento.

#### **4.1.4 El gas en el desarrollo industrial mexicano**

Por lo expuesto hasta el momento, el potencial del mercado nacional de gas natural es muy amplio, las principales razones se fundamentan en las ventajas económicas y ambientales en el uso de este combustible, así como en el nuevo marco regulatorio.

Es indudable que el paso cuantitativo en el desarrollo del mercado mexicano de gas natural esta siendo posible en primer lugar al desarrollo de tecnologías avanzadas y en segundo lugar a la inversión que se destine a la adquisición de ésta.

En los próximos tres años, el sector del gas natural requerirá inversiones por 50,600 millones de pesos, de los cuales 37,000 millones serán utilizados por PEP para la explotación de nuevos yacimientos de gas no asociado al petróleo y el resto serán aportados por PGPB para las áreas de procesamiento y ductos, informó la SE.<sup>11</sup>

Por otro lado, el aumento en el precio del gas natural ha tenido un efecto negativo para la industria, cuyo principal insumo es este combustible, ya que los costos de operación se han incrementado hasta en un 25% en el presente año, en este sentido, los industriales proponen al Gobierno mexicano, la reducción de los precios del gas natural a las empresas mexicanas, ya que afirman al gobierno no le cuesta nada obtener el gas natural, porque es una gas asociado que no requiere de perforación para ser extraído; esta ventaja competitiva, se afirma podría compensar el costo-país que significan las altas tasas de interés, el bajo rango del crédito, la falta de infraestructura y de servicios.<sup>12</sup>

#### **En la industria eléctrica**

Como ya se señaló en el Capítulo 3, las tendencias internacionales en la generación de energía eléctrica apuntan hacia el uso cada vez mayor de

<sup>11</sup> EL ECONOMISTA, 13 de julio del 2000.

<sup>12</sup> EL FINANCIERO, 21 de julio del 2000.



gas natural, debido a su carácter de combustible poco contaminante y a la alta flexibilidad en su manejo.

Una de las tecnologías que permite el uso más eficiente del combustible para la generación de energía eléctrica es la cogeneración (mencionada en el capítulo 2), que es definida por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Artículo 36, fracción II y a su reglamento, Artículo 103, como:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas.
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate.
- III. La producción directa e indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

El objetivo de la cogeneración es la reducción de costos de operación a través de una mejor transformación de los energéticos primarios (en este caso, el gas natural) utilizados para la generación de energía eléctrica y térmica requerida, aplicando sistemas con diseños eficientes, económicos y de calidad. De otra manera con un sistema convencional para generar por separado la misma cantidad de energía térmica y eléctrica se consume mayor cantidad de energía primaria. Con la cogeneración, el ahorro de energía es de 31%.

Otra ventaja importante se tiene en la disminución de pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica, debido a que los sistemas de cogeneración se ubican en los centros de consumo y no a gran distancia como ocurre con las grandes plantas generadoras de electricidad por lo que no es necesario transportar la energía eléctrica. Según la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), la disminución de este renglón se estima en el orden de 1.10 a 2.08 terrawat hora (TWh) anuales, es decir, entre 0.7% y 1.4% de la oferta interna bruta de energía eléctrica de 1997.

En la industria, los sistemas de cogeneración reducen los gastos de energía, lo que incide positivamente en los costos de producción y aumenta, por lo tanto, la competitividad de la empresa<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Según la CONAE, las reducciones en la facturación energética total (factura por energía eléctrica más factura por combustibles) llegan hasta el 30% en algunos casos.



El beneficio para el medio ambiente con el uso de esta tecnología es significativo, ya que la emisión de contaminantes se reduce al consumir menos combustible para generar la misma cantidad de energía útil.

“El incremento en la generación de energía eléctrica a partir del gas natural es el principal disparador del crecimiento de la demanda por este producto”<sup>14</sup>

Las principales cuatro compañías que controlan el mercado de distribución de gas natural en el país (Gaz de France, Gas Natural de México, Sempra y Tractabel) buscarán fortalecerse mediante la generación de electricidad bajo el esquema de cogeneración, tienen planes de largo plazo, pero están a la espera de que las autoridades modifiquen el Reglamento al Servicio Público de Energía Eléctrica, consideran que la reforma tiene que hacerse porque la demanda de gas natural crece y el usuario requiere de costos más baratos y de un servicio más confiable.

Las compañías extranjeras transportadoras de gas natural en nuestro país, afirman que la red de ductos es insuficiente para generar confianza en el inversionista que pretende edificar nuevas plantas generadoras de electricidad.

La CFE ha licitado algunas centrales eléctricas<sup>15</sup> que no cuentan con los ductos o los existentes no tienen la capacidad en la presión para suministrar el combustible con que podrán poner en operación las plantas. Aquí el problema es que la CFE se comprometió contractualmente a garantizar el suministro de gas natural.

“Para hacer frente a la creciente demanda de energía eléctrica que plantea el desarrollo nacional, será indispensable aumentar aceleradamente la oferta de electricidad, así como modernizar y ampliar los sistemas de transmisión y distribución”<sup>16</sup>, afirma la CFE, asegura que enfrentar estas necesidades de inversión exclusivamente con recursos del Estado implicará estar dispuestos a afectar el gasto social.

El esquema a seguir es pasar de un monopolio integrado de manera vertical en donde la inversión pública, las decisiones de inversión son centralizadas, con precios administrados y aval gubernamental, a un mercado en que el Estado controle el despacho y la transmisión. Lo anterior implicaría que existan diferentes compañías en generación y distribución.

<sup>14</sup> Pemex, PEP.

<sup>15</sup> Entre éstas se encuentran las centrales el Bajío, Río Bravo, (Anáhuac), Colima y Rosarito.

<sup>16</sup> El FINANCIERO, 30 de julio del 2000.



La SE espera que para el año 2008 la energía bruta requerida sea de 291.6 TWh, es decir que tendrá una tasas de crecimiento anual de 5.4% en promedio durante el período 1999-2008. Energía que mayoritariamente requerirá el gas natural como principal combustible., por ello el consumo de este combustible se elevará a los 96 millones 294 mil metros cúbicos diarios en el 2008, partiendo de 19 millones 968 mil metros cúbicos diarios.

Es decir, que mientras el crecimiento de energía se calcula en menos de un 6 %, el promedio de incremento anual de consumo de gas natural será de 18.3 % , véase Cuadro 4.3

CUADRO 4.3

DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR ELÉCTRICO (GENERACIÓN PÚBLICA), 1999-2009												
(miles de metros cúbicos diarios)												
Generador	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA*
Comisión Federal de Electricidad	18,949	22,837	26,993	29,212	27,160	26,563	27,768	28,646	27,532	28,138	27,537	3.8
Luz y Fuerza del Centro	1,019	4,869	3,977	4,316	4,765	4,396	3,671	3,863	3,865	3,642	3,631	13.6
Productores Independientes	-	1,147	4,782	14,592	21,781	29,061	37,465	44,300	56,245	64,515	76,361	-
Total nacional	19,968	28,852	35,752	48,120	53,706	60,020	69,905	76,810	87,642	96,294	107,529	18.3

FUENTE: SE, *Prospectiva de Gas Natural 2000-2009*.

El 89.6 % del total de gas natural que se consumirá dentro de ocho años lo utilizará el servicio público para la generación de energía, en tanto que el resto será requerido por las empresas privadas para el mismo fin.<sup>17</sup>

México cuenta con una capacidad instalada de generación de electricidad de 35 mil megavatios (mv), y requiere, según datos oficiales, incrementar en un 72 % su capacidad en los próximos diez años.

La Secretaría de Energía afirma que de los 22 mil 248 mv de capacidad eléctrica adicional que requiere el país, únicamente se tienen en proceso de construcción o licitación 6,444 mv, lo que resulta en un déficit de por lo menos 15,804.

Lo anterior representa instalar 2, 224 mv de capacidad adicional por año en promedio, lo que equivale a instalar casi diez plantas de 225 mv que representan inversiones por 5,000 mdd cada 12 meses.<sup>18</sup>

En este sentido, el Gobierno Federal se declara incompetente para alcanzar estos montos de inversión. Y por ello propone una reforma a la

<sup>17</sup> EL FINANCIERO, 26 de julio del 2000.

<sup>18</sup> EL FINANCIERO, 17 de julio del 2000.



industria eléctrica para abrir el sector a los capitales privados nacionales y extranjeros.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) afirma que se requiere invertir en el sector 5,000 mdd anuales; aunque algunos especialistas<sup>19</sup> afirman que solamente se requiere un monto de 2,500 mdd anuales para producir el energético, esto es, la mitad de lo que enuncian las autoridades de la CFE, éstos indican que se inflan las proyecciones para magnificar el problema y así sacar adelante la propuesta de privatización del sector eléctrico nacional.<sup>20</sup>

En este sentido, la política económica de corte neoliberal propone la preservación de la industria pública sólo en función de garantizar un manejo de excelencia y de hacer de ésta una empresa con calidad competitiva que les permita en los próximos años, tener la capacidad de hacer frente a otras firmas internacionales.

### En la industria petrolera

De acuerdo con proyecciones de la SE, el sector petrolero mantendrá un alto nivel de consumo con relación a los demás sectores de uso final. Se estima que para el presente año este sector registre una demanda cercana a los 55,900 mm<sup>3</sup>d, incrementándose a un ritmo de 6.3% en promedio anual hasta alcanzar los 84,304 mm<sup>3</sup>d en el 2009, véase Cuadro 4.4.

CUADRO 4.4

DEMANDA DE GAS NATURAL DEL SECTOR PETROLERO, 1999-2009												
(miles de metros cúbicos diarios)												
Empresa	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA*
Pemex Exploración y Producción	11 280	12 907	14 533	15 648	16 332	17 668	19 634	21 412	22 357	22 921	22 981	7.4
Pemex Gas y Petroquímica Básica	7 006	7 754	7 425	8 067	8 370	8 608	9 064	9 412	10 403	10 394	10 521	4.1
Pemex Refinación	5 619	6 485	9 061	11 072	11 695	11 667	13 932	13 960	13 989	14 215	14 130	9.7
Pemex Corporativo	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	0
Total autoconsumos	23 296	27 167	31 040	34 807	36 417	37 863	42 651	44 805	46 769	47 550	47 652	7.1
Recirculaciones <sup>1</sup>	22 016	28 734	35 891	39 343	38 765	38 266	36 772	35 703	35 486	36 012	36 652	5.2
Total nacional	45 942	55 900	67 030	74 151	75 182	76 229	79 423	80 508	82 225	83 563	84 304	6.3

<sup>1</sup> Incluye bombeo neumático

\*Tasa de crecimiento promedio anual para el periodo 1999-2009

FUENTE: SE, *Prospectiva de Gas Natural 2000-2009*.

<sup>19</sup> Campos, Leticia. Investigadora del Instituto de Investigaciones Económicas de la UNAM, en EL FINANCIERO, 17 de julio del 2000.

<sup>20</sup> Idem.



La subsidiaria que mayor consumo registra en esta proyección es PEP con 72% del total, debido a que se requiere un volumen importante de gas para inyectarlo en aquellos pozos donde se ha perdido la presión necesaria para mantenerlos activos.

Como resultado de la aplicación de las normas ambientales (NOM-085-ECOL-1994) Pemex Refinación no sólo reducirá su consumo de combustóleo, sino también tendrá que producir combustibles de mayor calidad, valor agregado y aceptación. Es por ello que tiene como proyecto la reconfiguración de sus refinerías (Salamanca, Tula, Cd. Madero, Cadereyta, Minatitlán, Salina Cruz) y se perfila como el segundo consumidor de gas natural a partir del 2001.

Como tercer consumidor potencial del sector petrolero se encuentra PGPB con una participación media de 12.2% y un autoconsumo de 7,754 mm<sup>3</sup>d en el año 2000, manteniendo un crecimiento promedio anual de 4,1%<sup>21</sup> hasta alcanzar una demanda de 10,521 mm<sup>3</sup>d.

Para Pemex Corporativo se estima un consumo constante de 21 mm<sup>3</sup>d durante todo el periodo de proyección, realizado por las unidades habitacionales, hospitales y comedores adscritos al Corporativo.

### En la industria

En el pronóstico de la demanda de gas natural del sector industrial se incluyeron los siguientes elementos:

- ⌘ Una proyección econométrica en base en la tendencia histórica
- ⌘ Nuevos proyectos de infraestructura para la distribución industrial de gas natural
- ⌘ La demanda esperada por autogeneración de energía eléctrica<sup>22</sup>
- ⌘ El efecto de la aplicación de la norma ecológica
- ⌘ La estimación de la demanda de Pemex Petroquímica (PPQ)

<sup>21</sup> Este incremento en la demanda se refiere básicamente al señalado por PEP, ya que los autoconsumos en plantas de procesamiento de PGPB estarán en función directa del volumen y tipo de gas que reciban por parte de PEP.

<sup>22</sup> Con el fin de evitar duplicación en los agregados de consumo y lograr una estimación más acertada del sector industrial, las cifras de demanda omiten el gas natural identificado en procesos de autogeneración de energía eléctrica en el sector industrial y le asigna al sector eléctrico.



Las proyecciones econométricas se desarrollaron bajo el supuesto de que el mercado de combustibles industriales se encuentra intergrado principalmente por el gas natural y el combustóleo. La demanda de cada combustible se estructuró en función de los siguientes elementos:

- a) PIB industrial manufacturero real
- b) Exportaciones nacionales reales de la industria manufacturera
- c) Precios relativos del combustóleo con respecto a los del gas natural
- d) Factores estacionales

En cuanto a la demanda esperada por la creación de nueva infraestructura de distribución industrial, es notable el estado de Baja California, en donde hasta 1997 no existía infraestructura de distribución de gas natural y donde se espera que en los próximos años se sustituya prácticamente todo el consumo de combustóleo en este estado por gas natural, por lo que la demanda industrial de las dos Zonas Geográficas (ZG) locales llegaría a 1,477 mm<sup>3</sup>d en el 2009. (Véase Anexo)

Otra ZG importante en este contexto será la del Bajío Norte, donde se prevé una demanda futura superior cercana a los 200 mm<sup>3</sup>d.

La construcción del ducto de Ciudad Pemex-Valladolid permitirá iniciar la distribución de gas natural en la región Peninsular Sureste. En las ZG Mérida y Cancún se proyecta por tal motivo un consumo industrial de gas natural a partir del 2002, alcanzando un volumen de 401 mm<sup>3</sup>d en el 2009.

La demanda industrial esperada para este conjunto de ZG al año 2000 es de 3,352 mm<sup>3</sup>d. A partir de una tasa media de crecimiento anual (TMCA) del 25%, la demanda por este concepto será de aproximadamente 3,197 mm<sup>3</sup>d en el año 2009 (véase Anexo).

Los resultados de la proyección se calcularon en el marco de un escenario de crecimiento base y considerando la aplicación de los niveles regionales de emisión establecidos en la NOM-085-ECOL-1994 en el año 2002. Por ello, al hacer las proyecciones se utilizó un mecanismo de sustitución de combustóleo por gas natural, que en zonas críticas reducirá el consumo de combustóleo después de la aplicación de las normas ambientales.

La estimación de los resultados de la demanda de gas natural del sector industrial en función del escenario base propuesto por la SE y



considerando el año 2002 como fecha de ingreso y ejecución de la norma ecológica, son los siguientes:

Sin considerar la demanda anexa de PPQ, se estima que en el año 2000 la demanda de este sector se ubicará en un nivel cercano a los 30,326 mm<sup>3</sup>d de gas natural.

Asimismo, a un ritmo de crecimiento del 7.7% anual, este nivel de consumo se duplicará en tan sólo diez años, esperando alcanzar niveles de demanda nacional cercanos a los 50,550 mm<sup>3</sup>d.

Este elevado nivel de demanda se explica por dos razones básicas: a) el alto nivel de aceleración que manifiestan los escenarios de proyección en lo relativo al crecimiento económico y exportaciones y b) el efecto de la aplicación de la norma ecológica.

En el año 2001 la demanda de gas natural representará el 63.3% del total de la demanda de combustibles industriales, mientras que en el 2009 aumentará su penetración a 85.3%. Es decir, dentro de diez años, sólo el 14.7% de los combustibles empleados en el sector serán distintos a gas natural. Esto se puede evaluar al identificar las tasas de crecimiento negativas que muestra el combustóleo durante el período de proyección. En el 2002 la demanda de gas natural se incrementará en un 26% y, por el contrario, la demanda de combustóleo disminuirá en un 35.6%

La importancia relativa del combustóleo ha disminuido en los últimos años: mientras que en 1993 representaba el 48.7% del total de la demanda industrial de gas natural y combustóleo, en 1999 esta participación se había reducido a 38.8%. Véase Cuadro 4.5.

Esta disminución se debe distintos factores, entre los cuales destacan:

- ✓ La sustitución de equipo de combustóleo por equipo de gas natural, con la finalidad de mejorar la eficiencia de los mismos y disminuir la emisión de contaminantes, y
- ✓ la menor importancia relativa del sector industrial de ramas que suelen usar combustóleo.

Es notable que mientras el consumo nacional tiende a disminuir considerablemente, en las regiones Centro y Golfo existe una demanda estable o ligeramente creciente de este combustible. Si persisten estas tendencias, la participación del combustóleo bajaría a 26.8% en el 2009. Tomando en cuenta los efectos de la entrada en vigor de la norma en el 2002 y la construcción de la nueva infraestructura de distribución industrial de gas natural, el porcentaje correspondiente sería 14.7%.



CUADRO 4.5

DEMANDA NACIONAL DE COMBUSTIBLES DEL SECTOR INDUSTRIAL 1999-2008 (Miles de metros cúbicos diarios)							
Año	Gas natural	Combustóleo	Total	Penetración del gas natural %	Tasa de crecimiento (%)		
					Gas natural	Combustóleo	Total
1993	22,887.0	21,492.0	44,379.0	51.6	-	-	-
1999	28,713.0	18229	46,942.0	61.2	-	-	-
2000	30,326.0	18,500.0	48,826.0	62.1	5.6	1.5	4
2001	31,664.0	18,371.0	50,036.0	63.3	4.4	-0.7	2.5
2002	39,866.0	11,832.0	51,698.0	77.1	25.9	-35.6	3.3
2003	42,607.0	11,339.0	53,946.0	79	6.9	-4.2	4.3
2004	45,618.0	10,899.0	56,517.0	80.7	7.1	-3.9	4.8
2005	48,698.0	10,820.0	59,517.0	81.8	6.8	-0.7	5.3
2006	51,347.0	10,741.0	62,087.0	82.7	5.4	-0.7	4.3
2007	53,765.0	10,636.0	64,401.0	83.5	4.7	-1	3.7
2008	56,671.0	10,562.0	67,233.0	84.3	5.4	-0.7	4.4
2009	60550	10,476.0	71026	85.3	6.8	-0.8	5.6

FUENTE: SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

En este modelo de la demanda, se agregó toda la demanda de gas natural (como combustible y materia prima) por parte de PPQ a la demanda del sector industrial.

La demanda de gas natural por parte de PPQ se concentrará en un 87.9% en la región Golfo del país: petroquímicas Cosoleacaque, Cangrejera, Morelos, Pajaritos y Escolín; le sigue en importancia la región Centro: Petroquímicas Independencia y Tula (8.5%); por su parte, la región Noroeste registrará los consumos de la unidad petroquímica Camargo (3.6%), véase Anexo.

La estimación de la demanda de gas natural del sector industrial, considerando todos los elementos de la proyección, indica que la demanda esperada para el año 2000 será de 43,430 mmm<sup>3</sup>d, misma que se incrementará en un 6.3% en promedio anual hasta alcanzar un total de 76,159 mmm<sup>3</sup>d para el año 2009. Véase Cuadro 4.6 y Gráfica 4.1.



CUADRO 4.6

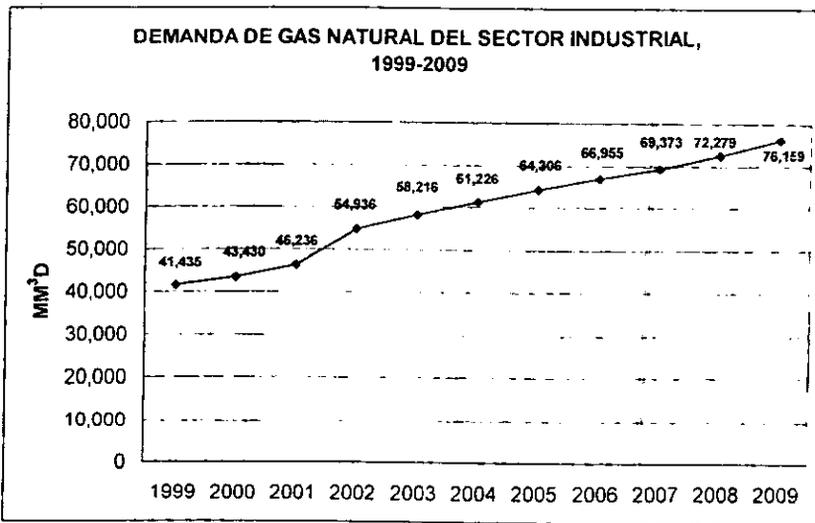
DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL POR REGIÓN 1999-2008												
(Miles de metros cúbicos diarios)												
Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA
Peninsular Norte	304	334	366	419	606	841	963	1,058	1,161	1,275	1,400	16.5
Noroeste	848	1,735	1,808	2,390	2,483	2,587	2,695	2,820	2,965	3,131	3,336	14.7
Noreste	11,592	11,755	12,210	14,122	14,685	15,329	16,148	16,822	17,412	18,147	19,146	5.1
Occidente	5,482	6,054	6,485	8,201	8,843	9,613	10,583	11,437	12,227	13,214	14,580	10.3
Centro	8,655	9,158	9,679	12,571	13,590	14,648	15,564	16,337	17,036	17,826	18,868	8.1
Golfo	14,553	14,393	15,686	17,170	17,811	17,922	18,040	18,152	18,235	18,334	18,447	2.4
Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peninsular Sureste	-	-	-	63	198	286	312	329	338	352	380	-
Total Nacional	41,434	43,429	46,234	54,936	58,216	61,226	64,305	66,955	69,374	72,279	76,157	6.3

Incluye el consumo de PPQ

TCPA: Tasa de crecimiento promedio anual para el periodo 1999-2009

FUENTE: SE, *Prospectiva de Gas Natural 2000-2009*.

GRÁFICA 4.1



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE



## El gas natural y el gas LP

El gas licuado de petróleo (LP) se obtiene principalmente a partir del procesamiento del gas natural, por lo que los pronósticos sobre las necesidades de gas natural, deberán tomar en cuenta las de gas LP.

Para abastecer la demanda nacional de energía, el gas natural y el gas LP tienden a ser complementarios. El aumento del consumo del gas LP ha sido del orden de 4.4 % anual, según PGPB, sin embargo, en 1999 llegó a superar el 8%.

El gas natural será el combustible de primera elección en los lugares donde se tiendan ductos, mientras que el gas LP seguirá siendo, durante muchos años, el de uso masivo de los hogares mexicanos.

Como resultado de la política económica de apertura a la inversión privada en las redes de distribución de gas natural, en los próximos diez años se presentará una tendencia creciente en el consumo de gas natural, pero en el sector residencial y de servicios el gas licuado seguirá siendo un combustible importante. Se prevé que durante el periodo 1999-2009 una tasa de crecimiento promedio anual (TCPA) de 19.8% que en el último año tendrá un volumen de 12,893 mm<sup>3</sup>d.<sup>23</sup>

Según esta proyección, a pesar del crecimiento acelerado del gas natural, en el sector residencial y de servicios el gas LP seguirá siendo el principal combustible del sector, y representará 94.2% del total del consumo en 1999, y 76.2% en el 2009. A pesar de la disminución de su participación, el gas LP muestra en esta proyección un crecimiento en el largo plazo. El gas natural pasará de una penetración de 5.8% en 1999 a 23.7% en el 2009. Véase Cuadro 4.7 y Gráfica 4.2

La iniciativa privada nacional y extranjera ya pueden participar en el transporte y almacenamiento de gas LP, la distribución es limitada a empresas mexicanas, mientras que Pemex, continuará siendo una empresa monopólica en producción, sometiéndose en las demás áreas a las reglas emitidas por la CRE.

<sup>23</sup> SE. *Prospectiva del mercado de gas natural 1999-2008*. p.68.

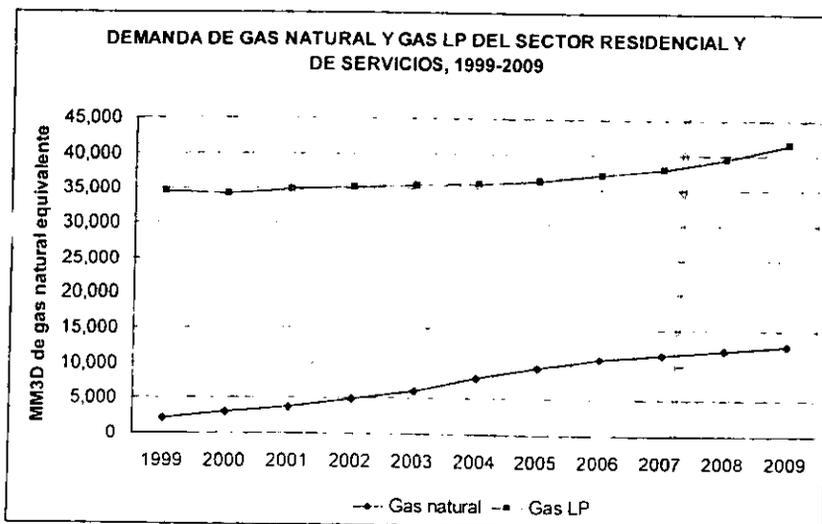


CUADRO 4.7

DEMANDA DE GAS NATURAL Y GAS LP NACIONAL DEL SECTOR RESIDENCIAL Y SERVICIOS 1999-2008 (miles de metros cúbicos diarios de gas natural equivalente)							
Año	Gas natural	Gas LP	Total	Penetración del gas natural (%)	Habitantes (miles)	Total por cada mil habitantes	Tasa de crecimiento (%)
1999	2,110	34,534	36,643	5.8	97,744	0.3749	-
2000	3,015	34,193	37,209	8.1	99,199	0.3751	0.1
2001	3,773	34,804	38,577	9.8	100,646	0.3833	2.1
2002	4,870	35,190	40,061	12.2	101,985	0.3928	2.4
2003	6,112	35,645	41,757	14.6	103,335	0.4041	2.8
2004	7,872	35,783	43,656	18	104,644	0.4172	3.1
2005	9,516	36,308	45,823	20.8	105,900	0.4327	3.6
2006	10,708	37,115	47,824	22.4	107,127	0.4464	3.1
2007	11,537	37,990	49,527	23.3	108,318	0.4572	2.4
2008	12,197	39,433	51,629	23.6	109,474	0.4716	3.0
2009	12,893	41,456	54,349	23.7	110,595	0.4914	4.0

FUENTE: SE, *Prospectiva de Gas Natural 2000-2009*.

GRÁFICA 4.2



FUENTE: Elaboración propia, con base a información de la SE.



En 1999 fue publicado el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, el cual reemplazó a los reglamentos de 1993. Con estas reglas, los inversionistas pueden construir, tener en propiedad y operar ductos e instalaciones de almacenamiento para vender los servicios a terceros.

Asimismo, introducen la competencia en el suministro por medio de importaciones, que ahora pueden realizarse libremente, pero que durante el 2000 no se permitirá por parte de particulares, de acuerdo con lo dispuesto por la SE y Pemex, hasta que sea modificada la Ley de Inversión Extranjera.

La mayor parte de la producción de gas LP se genera en el Sureste para abastecer al Centro y al Bajío, mientras que el transporte del energético al Norte se refleja en el precio.

Pemex produce 70% de la oferta de gas LP que llega a 19.7 millones de hogares del país, los cuales representan el 82% de la cobertura total nacional, e importa el 30% restante del energético.

Para este año se espera un crecimiento de la demanda del combustible de 5%, para llegar a los diez millones de toneladas de gas.

Durante 1998 la demanda interna del energético llegó a 8.7 millones de toneladas y para 1999 la demanda nacional registró un crecimiento de 8%, ubicándose en 9.5 millones de toneladas.

Durante este año 2000, la demanda y la oferta de gas LP crecerá a una tasa de 3% para llegar a las diez mil toneladas del energético, lo cual justifica las inversiones por más de 500 mdd durante el 2000 por parte de las 370 compañías que conforman el sector.

La industria de gas LP en el país está compuesta por 370 empresas que cuentan con 910 plantas de almacenamiento, más de 24 millones de cilindros portátiles y dos millones de tanques estacionarios.<sup>24</sup>

Un problema al que se enfrenta la producción de gas LP es que el 15% de las casi mil plantas de este combustible existentes en nuestro país, se encuentran fuera de la norma, al no cumplir con las distancias de seguridad correspondientes, con respecto a la población cercana, debido a ello la SE inició 150 oficios de reubicación de las plantas almacenadoras de dicho combustibles, por lo que los distribuidores de gas LP consideraron que de continuar con esta medida, perderían sus inversiones tan necesarias

<sup>24</sup> EL FINANCIERO, 13 de abril del 2000.



para el crecimiento del almacenamiento de este producto de primera necesidad y hasta tenderían a desaparecer algunas de ellas por los altos costos que significa dicho traslado.<sup>25</sup>

En el período de 1998-2000 la industria organizada de los gaseros invertirá 1,210 millones de dólares, lo que los mantiene como uno de los sectores más dinámicos de la economía nacional.

La mayoría de estos recursos se canalizará a la compra de equipo de almacenamiento y de transporte, lo que ayudará a modernizar las más de 900 plantas que integran el sector.

El uso de gas LP como carburante vehicular representa 8% del consumo nacional. Existen en la República Mexicana más de 35 mil autos, principalmente de flotillas empresariales, que se abastecen en tres mil 500 estaciones privadas y públicas, de las cuales 850 de ubican en el Distrito Federal.<sup>26</sup>

No obstante la producción de gas LP en Pemex ha sido cada vez más insuficiente ante el rápido crecimiento de la demanda, y sus importaciones han alcanzado niveles sin precedente.

A finales de 1999 y principios del 2000 se presentaron problemas de abasto en gran parte del país (Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, Jalisco, Michoacán, Veracruz, Chiapas y el Estado de México), ya que la producción de gas LP en Pemex cayó desde 295 a 225 mb/d en 1998 y 1999, debido a la falta de inversión y las explosiones en plantas del centro procesador de gas Cactus en 1996.

Las importaciones han venido aumentando desde entonces. En 1995 México era autosuficiente en la materia, porque la producción nacional era igual al consumo nacional, a últimas fechas, el país importa alrededor del 30% del consumo nacional.

Las empresas que exportan gas LP de EUA a México son: Penn Octane Corporation (quien a sextuplicado sus ingresos desde 1995), BP Amoco, Phillips Petroleum, y Huntsman).

Penn Octane Corporation afirma que aspira a desplazar a Pemex y dominar las ventas al mayoreo directamente a los distribuidores nacionales en cuanto se de la luz verde para importar libremente el energético<sup>27</sup>.

<sup>25</sup> EL FINANCIERO, 5 de mayo del 2000.

<sup>26</sup> Asociación Nacional de Gas LP en EL FINANCIERO, 4 de mayo del 2000.

<sup>27</sup> EL FINANCIERO, 12 de enero del 2000.



El reto, entonces, no es sólo lograr una mayor generación de gas natural, sino un mayor procesamiento del mismo.

En la próxima década el sector transporte podría generar una demanda enorme y difícil de predecir, tanto de gas natural como de gas LP. La demanda de este combustible para vehículos aumentará de 3 mpcd en 1999 a 138 mpcd en el 2008, indican las proyecciones de la SE.

Ello reflejará el crecimiento exponencial en el número de automotores, que será de 1,976 en 1999, 10,697 en el 2000, 33,135 en el 2002 y 140,259 en el 2007, sólo en el Valle de México.

Diversas empresas integrantes de la AMGN piden a la SE, SHCP, y SECOFI eliminar el impuesto especial sobre productos y servicios (IEPS) a la venta de gas natural vehicular, que fluctúa entre 60 y 150 %, ya que estos gravámenes limitan el desarrollo del sector.

Además, la imposición del IEPS al gas natural ocasiona una práctica desleal en relación con las ventas de gas LP, debido a que éste combustible carece de dicho impuesto.

Se argumenta que el negocio de las grandes empresas mexicanas y extranjeras de comercializar gas natural para uso vehicular en el país podría ser obstaculizado si las autoridades de la SHCP no eliminan el IEPS del combustible.

Actualmente el litro de gasolina Magna cuesta alrededor de 5 pesos, mientras que el equivalente a esta medida en gas natural es 35% más barato, pero si se elimina el impuesto, el precio al público se reduciría a 50%, lo cual permitirá ofrecer mejores costos al usuario.

Los motores de los automóviles reducen, en comparación con la gasolina, 90% de sus emisiones de monóxido de carbono y de hidrocarburos reactivos, 30% los óxidos de nitrógeno, 60% los gases de efecto invernadero y elimina las emisiones de partículas de plomo y azufre.

En 1998, la Secretaría del Medio Ambiente del Distrito Federal implantó el Programa Demostrativo de Gas Natural de Uso Vehicular que considera la sustitución y conversión de unidades de uso intensivo pertenecientes a la flotilla de la administración capitalina..

Actualmente existen 1,279 unidades que actualizan el gas comprimido y en el 2000 se concluye la conversión de 370 unidades y 860 microbuses, también entrarán en circulación tres recolectores de basura.<sup>28</sup>

<sup>28</sup> EL FINANCIERO. 30 de mayo del 2000.



Las ventas internas de combustibles industriales en 1999 (contra 1998) crecieron 1.1%, pero dentro de este renglón las de gas natural aumentaron 10%, compensando la caída de 3.7% en las ventas de combustóleo.

En tanto, la variación porcentual en las ventas nacionales de productos petrolíferos fue de 1.8 %, las gasolinas y diesel disminuyeron marginalmente, mientras que las de gas licuado mostraron un fuerte incremento de 8.4% el año pasado, lo cual se atribuye a su uso como carburante en sustitución de la gasolina sobre todo en el norte de país.

Las ventas internas de gas LP aumentarían de 311,000 barriles diarios en 1999 a 330,000 en el 2000.

Es así como el mayor uso de gas natural comprimido en el autotransporte, será uno de los factores claves en el futuro incremento de la demanda de gas natural.

#### **4.2 La inversión productiva en gas natural**

En este apartado se analizará la evaluación de las reservas de hidrocarburos, tanto de petróleo crudo como de gas natural a nivel nacional, la oferta y la demanda estimada para el período 2000-2010, con la finalidad de analizar los estimados de inversión que requiere el país.

A nivel institucional, Pemex Exploración y Producción (PEP) reporta los proyectos y estrategias llevados a cabo en el período 1996-2000, destacando:

- La organización de proyectos integrales de gran alcance que abordan el ciclo de vida de los yacimientos (Burgos, Cantarell y Delta Grijalva)
- La organización del Programa Estratégico de Gas (PEG) a partir de varios proyectos integrales con un enfoque común
- Crecimiento significativo de la producción a través de la ejecución de grandes proyectos con financiamiento extra-presupuestal
- Análisis y certificación de reservas de hidrocarburos para sentar las bases para el planteamiento de proyectos de inversión con mayor rigor analítico



- Reconfiguración del programa exploratorio alineándolo con las expectativas del mercado y aprovechando la identificación y caracterización de nuevas oportunidades que satisfacen los criterios mínimos de rentabilidad y solidez técnica.<sup>29</sup>

PEP tiene que seguir una política energética nacional que lo obliga a suministrar hidrocarburos al ritmo del crecimiento del perfil de la demanda nacional; sin embargo, la magnitud de sus proyectos requiere de condiciones especiales de financiamiento para poder llevar a cabo sus proyectos: altos niveles de inversión y proyectos multianuales.

Debido a estas necesidades, se ha enfocado recientemente en el desarrollo de yacimientos de alto valor (como Cantarell) y ha desarrollado programas integrales para los campos más importantes. El crecimiento de la demanda de gas natural ha provocado un enfoque reciente hacia la producción acelerada de este hidrocarburo, a costa de la maximización del valor económico.

PEP ha estructurado sus proyectos de tal manera que el financiamiento sea posible a través de los mecanismos ya existentes, lo que ha favorecido: proyectos de bajo riesgo, generación de flujos positivos en el corto plazo y el desarrollo conservador de algunos proyectos.

#### 4.2.1 Reservas

Las reservas de hidrocarburos de México terminaron de auditarse en 1998, de tal manera que las cifras de reservas que ahora se publican corresponden exclusivamente a aquellas que resultan de la aplicación de conceptos y clasificaciones de la SPE y de los WPC.

Las reservas de petróleo se concentran en crudo pesado, ligero y superligero y las de gas en asociado y no asociado.

Para enero del 2000 el total de reservas probadas de crudo (1P) es de 24,631 mmmb de los cuales 13,947 mmmb (56.6%) corresponden a crudo pesado, 8,104 mmmb (32.9%) de crudo ligero y 2580 mmmb (10.47%) de crudo superligero. (Véase Gráfica 4.3)

<sup>29</sup> Pemex, PEP.

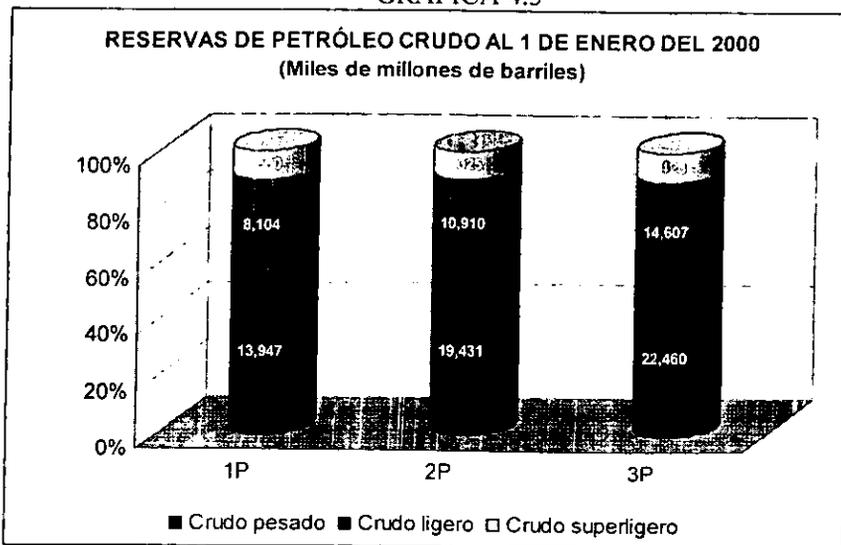


El monto de las cifras probadas más las probables (2P) es de 33,666 mmmb, de los cuales, 19,431 mmmb corresponden a crudo pesado, 10,910 mmmb a crudo ligero y 3,325 mmmb de crudo superligero, con porcentajes de participación de 57.7%, 32.4 % y 9.8% respectivamente.

Las reservas anteriores más las posibles (3P) ascienden a 41,495 mmmb, 22,460 mmmb (53.5%) de crudo pesado, 14,607 mmmb (35.20 %) de crudo ligero y 4,428 mmmb (10.67 %) de crudo superligero.

Las reservas probadas de petróleo tienen alta rentabilidad y son robustas ante cambios en el precio de la mezcla; sin embargo, según el pronóstico de PEP, las reservas 2P de petróleo podrían disminuir un 46.1% en el año 2015 hasta llegar a 18.1 mmmb, por ello, la exploración es prioritaria, ya que sin ella las reservas se verían disminuidas y no se podrían satisfacer los pronósticos de producción. Véase Gráfica 4.4

GRÁFICA 4.3

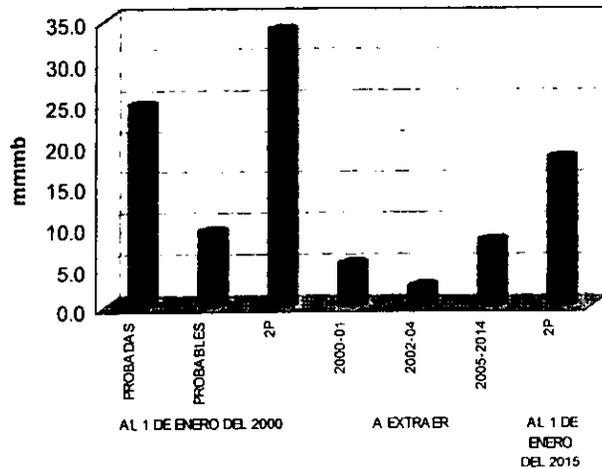


FUENTE: Pemex



GRÁFICA 4.4

PRONÓSTICO DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE

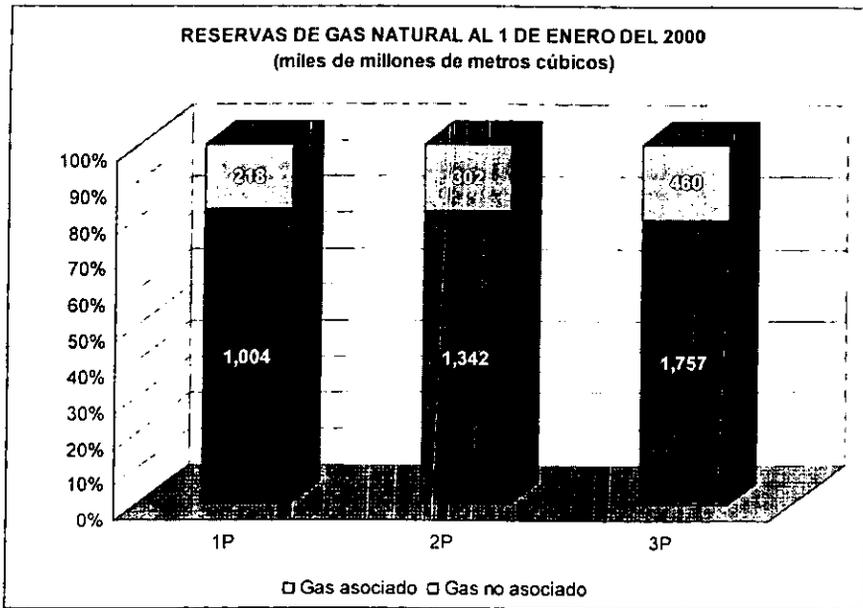


FUENTE: Pemex.

Por su parte, las reservas probadas de gas natural ascienden a 1,222.4 mmm<sup>3</sup>, de los cuales 1,004.1 mmm<sup>3</sup> (82.1 %) corresponden a gas natural asociado y 218.2 mmm<sup>3</sup> (17.8 %) a gas no asociado. Véase Gráfica 4.5



GRÁFICA 4.5



FUENTE: Pemex.

Las reservas 2P suman 1,643.8 mmmm<sup>3</sup>, siendo de gas asociado 1,341.7 mmmm<sup>3</sup> (81.6 %) y de gas no asociado 302.1 mmmm<sup>3</sup> (18.3 %).

Las reservas 3P suman 2,216.8 mmmm<sup>3</sup>, 1,757.0 mmmm<sup>3</sup> (79.2 %) de gas asociado al petróleo y 459.7 mmmm<sup>3</sup> (20.7 %) de gas no asociado. Véase Gráfica 4.5

Se observa que aunque la proporción de reservas de gas no asociado al petróleo va ganando terreno con respecto al asociado, este último continúa siendo de menor importancia, lo que resulta ser una desventaja si lo que se pretende es ser autosuficiente en el abastecimiento de gas natural dejando de depender de la extracción de petróleo.

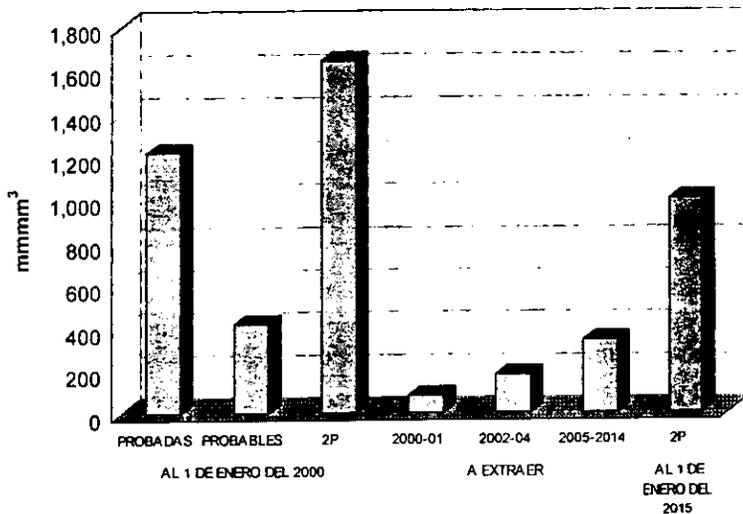
En este sentido, las reservas de gas no asociado requieren mayor inversión y mayor tiempo de desarrollo.



Y en el mismo sentido que el crudo, las reservas 2P de gas natural podrían disminuir en 39.2% hasta llegar a 999.6 mmmm<sup>3</sup> en el 2015, de no aumentar la inversión en exploración y explotación de este combustible. Véase Gráfica 4.6

GRÁFICA 4.6

PRONÓSTICO DE RESERVAS DE GAS NATURAL



FUENTE: Pemex.

Así los pronósticos, PEP ha propuesto una estrategia de exploración enfocada a la producción acelerada de gas a través del PEG que tiene como objetivo asegurar el incremento sustancial en la oferta de gas natural en los próximos 10 años a efecto de reducir al máximo posible el balance deficitario de este combustible. Tiene la intención de incrementar la oferta de gas no asociado en el corto y mediano plazo.

El PEG es el desarrollo de cuatro cuencas conocidas productoras de gas no asociado: Macuspana y Veracruz, así como las áreas productoras de gas no asociado poco exploradas: Tampico-Misantla, Sur de Burgos. Y



adicionalmente, considera activar en el mar campos no desarrollados de aceite superligero con alta relación gas-aceite (área de Crudo Ligero Marino).

El proyecto Veracruz presenta las mejores condiciones para incrementar la producción de gas en el año 2001; el proyecto Macuspana tiene el mayor potencial de producción de gas natural durante los próximos 7 años; el proyecto de la cuenca Tampico –Misantla Sur de Burgos, inicialmente es exploratorio con mayor riesgo asociado, el potencial de la zona se confirmará en los próximos años; el proyecto Crudo Ligero Marino contempla la explotación de reservas probadas de aceite superligero, gas y condensados con alto valor económico, su ejecución implicará una importante aportación a la oferta total de gas del país a partir del año 2001-2002. En el área se han detectado importantes oportunidades exploratorias a desarrollarse a partir del año 2005. Véase Cuadro 4.8

Para el desarrollo de estos campos se requerirá de inversiones cuantiosas en infraestructura especializada para el proceso del gas húmedo, equipos de perforación especializado, ductos, plataformas marinas e infraestructura de producción.

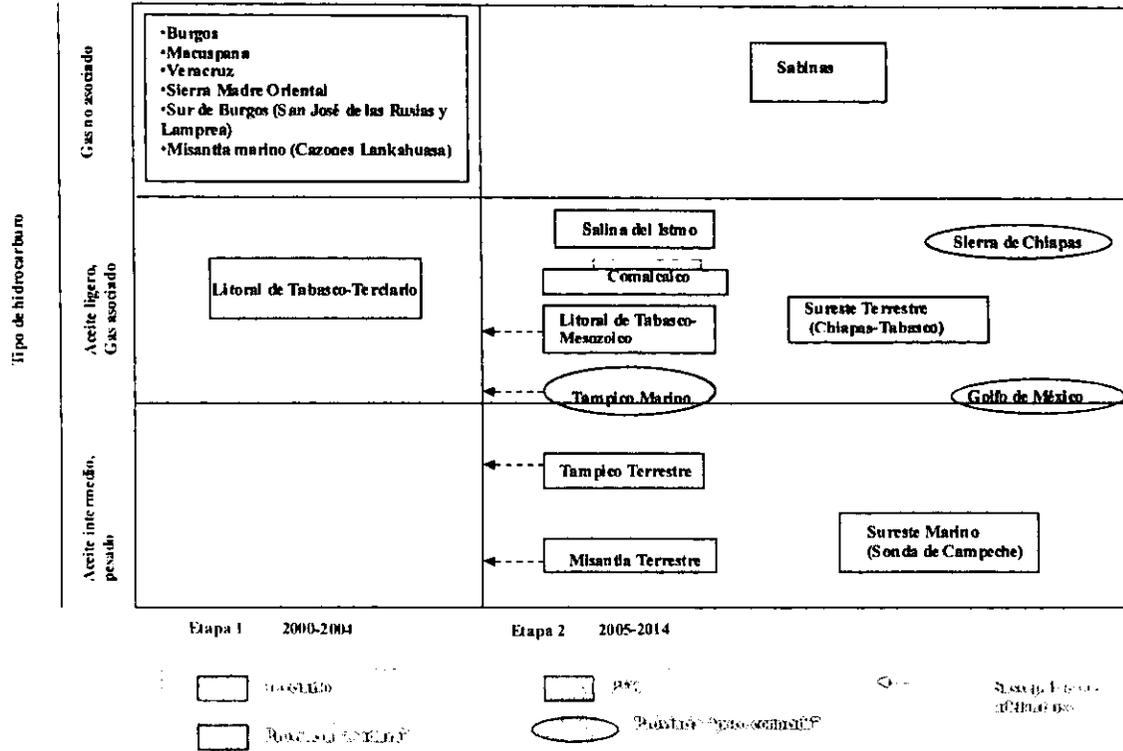
PEP se propone dar prioridad a proyectos para el desarrollo y optimización de los campos más importantes, lo que incluye la formulación y evaluación de aquellos que lleven a la explotación más allá de su fase primaria.

Actualmente la mayoría de la capacidad de producción de crudo y gas natural esta concentrada en pocos campos, la mayor parte de ellos en etapa de madurez. Véase Anexo. Así, la estrategia de desarrollo de PEP se ha caracterizado por un enfoque hacia dos grandes proyectos: Cantarell y Burgos.

Cantarell, el campo más importante de petróleo reportó una producción de 1,020 mb/d, 61.26% del total de la producción nacional en 1994, y se espera una producción para el 2000 de 1,519 mb/d (94.28% del total), lo que significaría un incremento del 7% en su producción y un 33% en su participación nacional. Véase Gráfica 4.7

### CUADRO 4.8

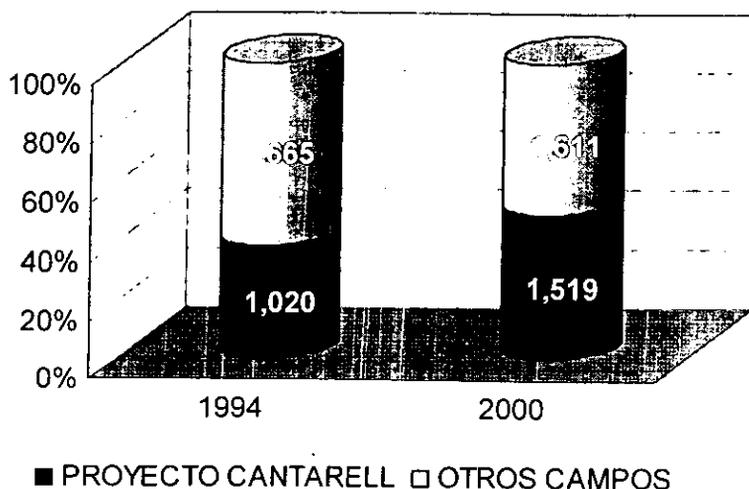
#### ESTRATEGIA DE EXPLORACIÓN DE PEP 2000-2014





GRÁFICA 4.7

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO  
(MBD)



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

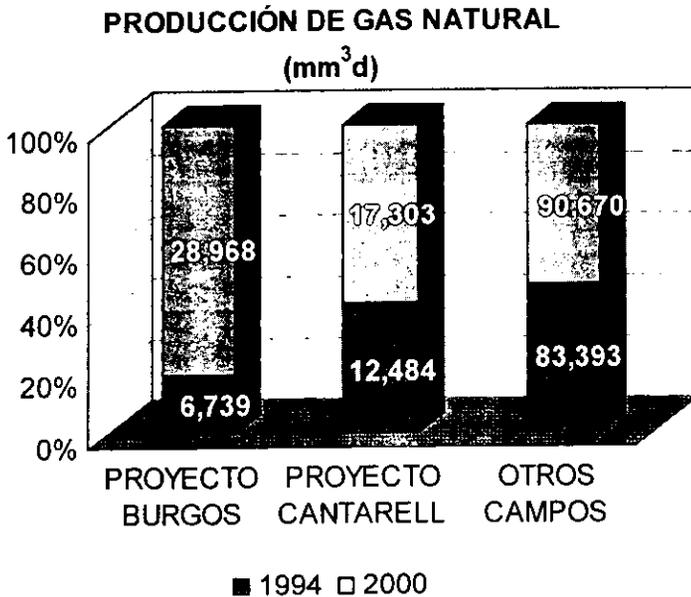
Por su parte, Burgos, considerado el mayor yacimiento de gas natural, consiguió un total de 6,739 mm<sup>3</sup>d en 1994, muy por debajo de la producción del proyecto Cantarell que sostuvo 12,487.7 mm<sup>3</sup>d; sin embargo, se espera que para el 2000, Burgos llegue a los 28,968 mm<sup>3</sup>d, incrementándose en un 28%, superando los 17,302.6 mm<sup>3</sup>d que se pronostican para Cantarell con un incremento de sólo 6%. Véase Gráfica 4.8

Es necesario destacar que después de Burgos, Macuspana podría convertirse en la cuenca gasífera más importante de México; ya que las condiciones geológicas de la zona prevén la presencia de importantes reservas de gas y condensados; sin embargo, existen restricciones ecológicas, puesto que en el área de la cuenca de Macuspana, se ubican la reserva de la biosfera de los pantanos de Centla y el área de protección



ecológica de la Laguna de Términos, esto es, el 17% de la superficie del área es reserva ecológica y el 40% se encuentra en la zona de amortiguamiento.

GRÁFICA 4.8



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

De esta forma, en la zona terrestre del proyecto Macuspana es posible iniciar actividades sin mayores restricciones; en la zona lacustre sur existe la necesidad de permisos especiales para operar en áreas de amortiguamiento y, en la zona lacustre norte se requiere de un esfuerzo considerable para tramitar los permisos ecológicos y de acceso. Además, la zona terrestre y el acceso a la zona lacustre norte se encuentra con poblaciones que tienen antecedentes de impedir al acceso a trabajos de PEP.



Los proyectos de PEP requieren de un financiamiento estable, lo cual se ha logrado a través del fondeo de PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público);<sup>30</sup> sin embargo, el programa actual de inversiones no sólo contempla montos crecientes en los próximos años por encima de los que históricamente han sido autorizados por PEP, sino que una parte incremental pudiera no ser financiable vía PIDIREGAS, ya que estos proyectos son compromisos fijos y al pagar su amortización a partir del presupuesto programable, éste se vería reducido en promedio 30%, restringiendo así la posibilidad de ejecutar la cartera de proyectos. Véase Gráfica 4.9

Resumiendo, la base de reservas contemplada en la cartera de proyectos de desarrollo para los próximos 10 años es robusta, incluso ante escenarios de precios de hidrocarburos bajos.

Sin embargo, es relevante considerar que una parte importante de los campos productores de PEP esta iniciando su fase de declinación en la producción, por lo que se requieren inversiones considerables para mantener los niveles actuales de recuperación de sus reservas mediante la aplicación de procedimientos de recuperación secundaria y mejorada.

Si bien, la rentabilidad asociada a los proyectos es muy atractiva, la cartera de proyectos para el periodo 2000-2010 implica inversiones importantes que derivan en una menor renta esperada para el Estado.

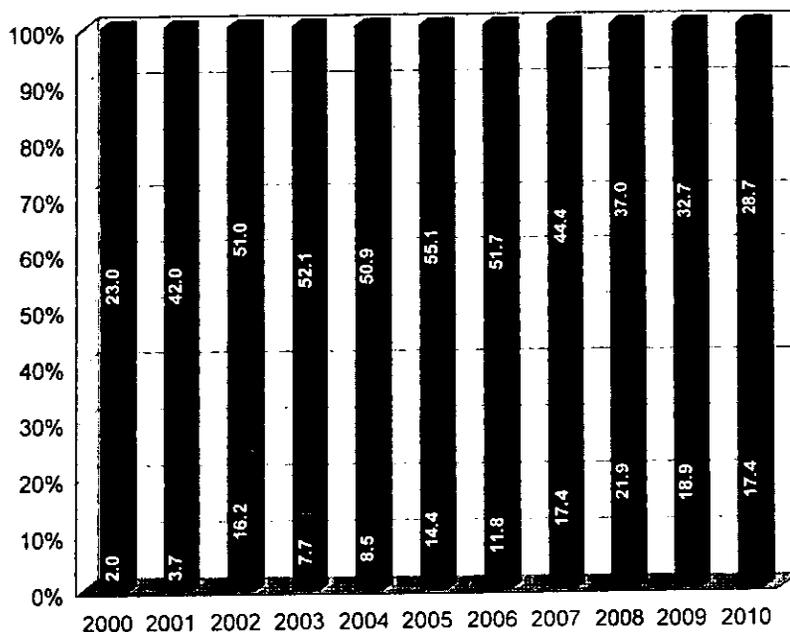
Adicionalmente, la demanda creciente de gas hace necesario respaldar la estrategia del PEG, enfocándose, en la medida de lo posible en la exploración y desarrollo de gas no asociado, y en el desarrollo integral de campos con alta relación gas-aceite.

<sup>30</sup> Son aquellas inversiones realizadas por algunas entidades del sector paraestatal bajo control presupuestario directo con financiamiento privado a largo plazo para construir activos generadores de ingresos, cuyo impacto presupuestario se difiere en los subsecuentes ejercicios fiscales. Su objetivo es el de proporcionar al gobierno un mecanismo que le permita controlar desde principio a fin la construcción de obras de infraestructura, sin afectar su conclusión por ajustes presupuestales.



GRÁFICA 4.9

REDUCCIÓN DEL PRESUPUESTO EN INVERSIÓN FÍSICA  
(Miles de millones de pesos a precios del año 2000)



■ Amortización PIDIREGAS preliminar ■ Presupuesto programable inversión física

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

#### 4.2.2 El mercado

La demanda nacional esperada por tipo de crudo podría verse afectada si se modifican algunas variables como la reconfiguración del sistema nacional de refinación y/o normatividad ambiental vigente.



Como resultado de la aplicación de las normas ambientales (NOM-085-ECOL-1994) se eliminará el uso de combustóleo pesado en aquellos territorios denominados como zonas críticas y Pemex Refinación tendrá que producir combustibles de mayor calidad, valor agregado y aceptación. Es por ello que tiene como proyecto la reconfiguración de sus refinarias.

En el año 2000 se espera una demanda de 587 mb/d de crudo pesado (41.7% del total), 795 mb/d (56.5%) de ligero y 23 mb/d (1.6%) de crudo superligero; se observa en el 2005 un aumento en la demanda de crudo pesado hasta llegar a los 762 mb/d (48.8%), acercándose a los 774 mb/d (49.5%) de ligero, hasta llegar a los 833 mb/d (56.2%) en el 2010, muy por encima de los 722 mb/d (45.6%) de producción de crudo ligero. Por su parte, la producción de crudo ligero se mantiene en una demanda constante de 25 mb/d desde el 2005.

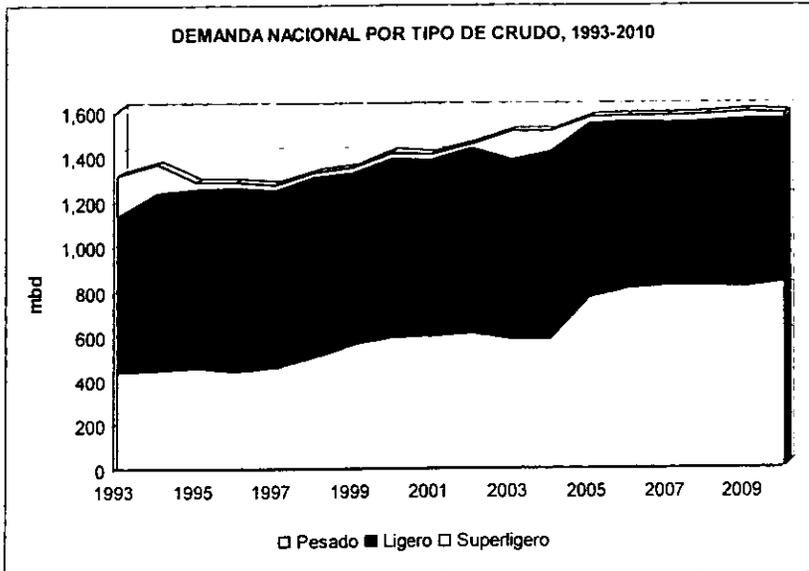
Por el lado de la oferta, la capacidad de producción de crudo se incrementará de manera importante en los próximos dos años, manteniéndose en el orden de 3,700 mb/d a lo largo de la década.<sup>31</sup> En el 2000 se espera una producción de total de 3,138 mb/d, 56.5% de crudo pesado, (1,774 mb/d), 29.4% de crudo ligero (925 mb/d) y 13.9% de crudo superligero (439 mb/d), para el 2005 se esperan producir 3,481 mb/d: 2,031 mb/d (58.3%) de pesado, 949 mb/d (27.2%) de ligero y 501 mb/d (14.3%) de superligero, y para el 2010 se producirían 1,699 mb/d (45.9%) de pesado, 1,359 mb/d (37.5%) de ligero y 560 mb/d (15.4%) de superligero, para alcanzar un total de 3,618 mb/d, véase Gráfica 4.10 y Cuadro 4.16 en el Anexo.

Como se puede observar, existe una superioridad en la producción de crudo pesado sobre el ligero a lo largo de la década, sin embargo, la brecha se reduce al final de la misma con 45.9% y 37.5% respectivamente.

<sup>31</sup> Pemex. PEP.



GRÁFICA 4.10

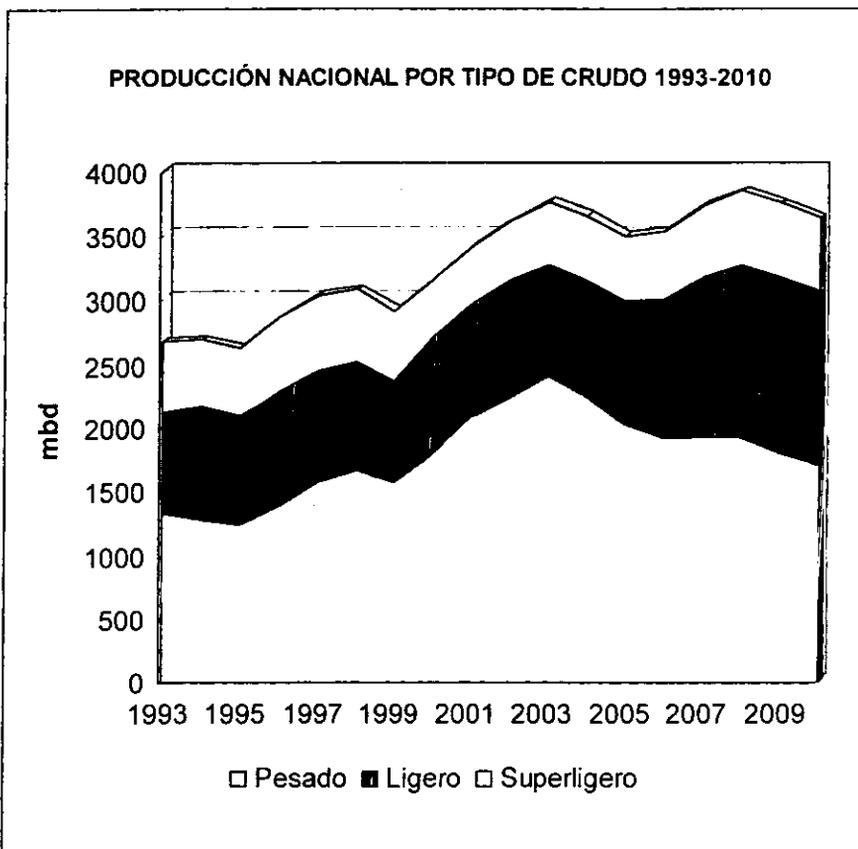


FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

Así, se prevén excedentes para exportación de los distintos tipos de crudo durante toda la década: de los 1,723 mb/d excedentes en el 2000, el 23.9% corresponde a crudo superligero, el 7.3% a crudo ligero y el 68.6% a crudo pesado; de 1,920 mb/d en el 2005, 24.7% corresponde a superligero, 9.1% a ligero y 66% a crudo pesado, en el año 2010, el 26.2% de las exportaciones será de crudo superligero, el 31.2% de ligero y 42.5% de pesado, para alcanzar un total de 2,037 mb/d. Véase Cuadro 4.17 anexo y Gráfica 11.



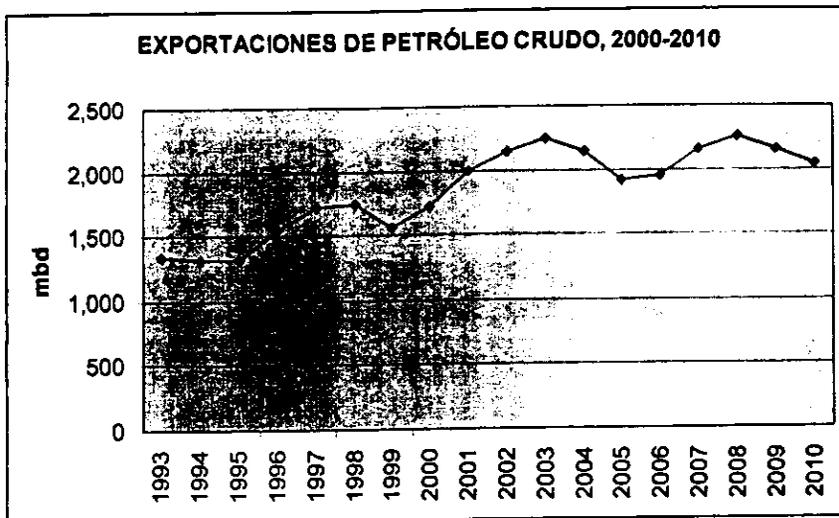
GRÁFICA 4.11



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.



GRÁFICA 4.12

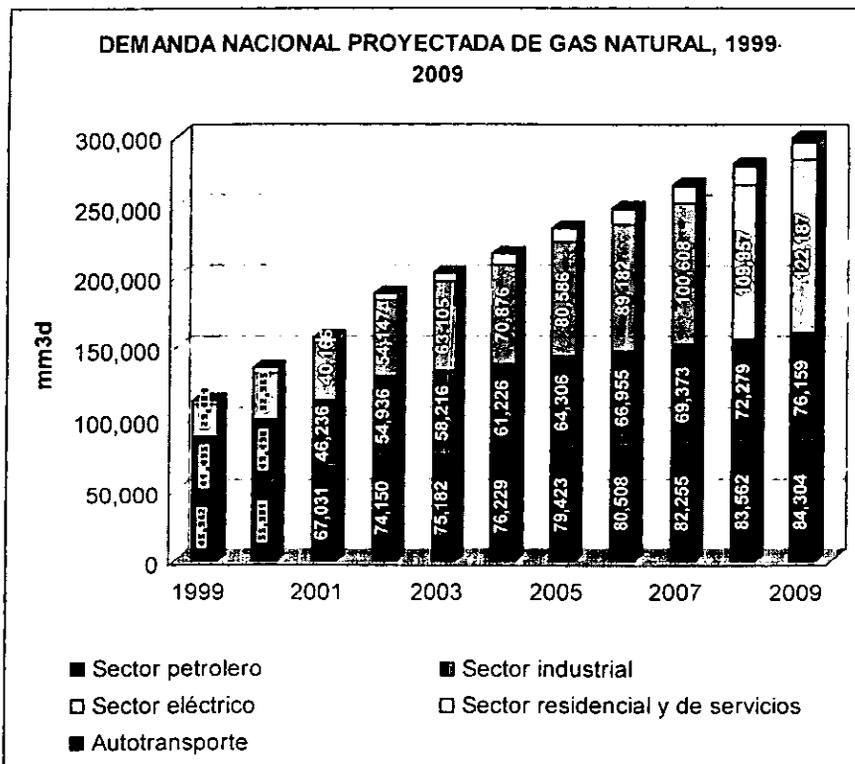


FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

Por lo que al gas se refiere, el incremento en la generación de energía eléctrica a partir de este combustible es el principal disparador del crecimiento de su demanda como ya se mencionó. Este sector representa el 26.5% de la demanda en 2000, siendo el tercer demandante después del sector petrolero y el industrial, pero en el 2005 ocupa el primer lugar con un porcentaje del 34.3 y se reafirma con una participación del 40.9% para el 2009. La demanda nacional proyectada de este combustible presenta una tasa de crecimiento promedio anual de 10.2% en el periodo de referencia, con un volumen de 112,918 mm<sup>3</sup>d en 1999 y 298,451 mm<sup>3</sup>d en el 2009, véase Gráfica 4.13



GRÁFICA 4.13



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

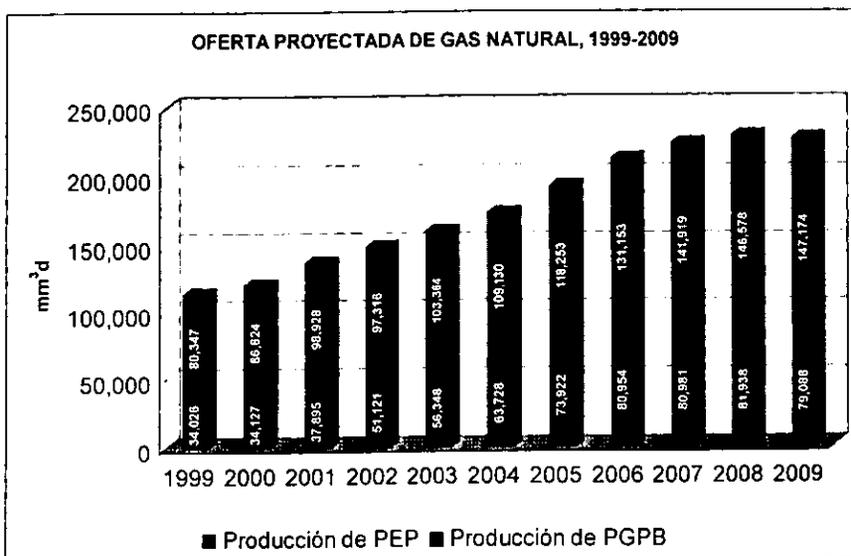
Por parte de la oferta, se sabe que la capacidad de producción de gas depende fundamentalmente del éxito de la estrategia exploratoria. Así, la producción proyectada conjunta de PEP y PGPB como se observa en la Gráfica 4.14 reporta una tasa de crecimiento promedio de 7.1% durante el periodo de 1999 a, 2009 iniciando con un monto de 114,372 mm<sup>3</sup>d y concluyendo con 226,263 mm<sup>3</sup>d al final del mismo.

Sin embargo, aún con el PEG que se inició este año 2000 con una inversión de 4,003 millones de pesos y cuya finalidad es hacer frente justamente al excedente de demanda presente y futura, se esperan



importaciones sustanciales de gas a partir del 2000, por 14,651 mm<sup>3</sup>d hasta llegar a compras por 72,189 mm<sup>3</sup>d en el 2009, creciendo en promedio a una tasa anual de 31.6%.

GRÁFICA 4.14



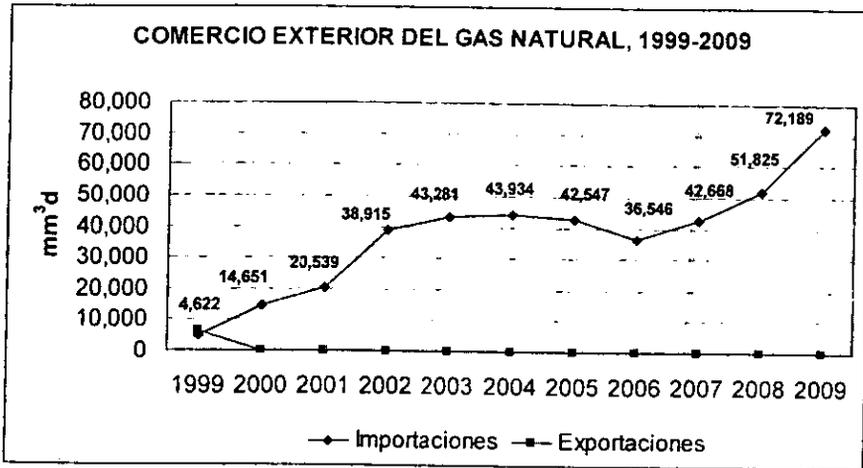
FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

Esta deficiencia del mercado nacional, hace vulnerable a nuestra economía, ya que el abastecimiento de la demanda nacional dependerá de las compras que por logística se realizarán al vecino país del norte, éstas pasarán de 3,975 mm<sup>3</sup>d en 1999 a 21,631 mm<sup>3</sup>d en el 2009, creciendo a una tasa promedio anual de 18.5%, se espera que el consumo de gas de origen estadounidense por parte del sector industrial, ascienda en forma anual a una tasa promedio de 15%, lo que colocaría esta demanda en el orden de los 3,886 mm<sup>3</sup>d para el año 2009. Por otra parte, el sector eléctrico importará gas natural a un ritmo de 19.7%, cerrando el fin del periodo con una demanda de 17,895 mm<sup>3</sup>d. Finalmente el sector residencial y de servicios realizará parte de la oferta externa a un ritmo de 14.5%, es decir, al final del periodo de proyección demandará del exterior cerca de 2,053



$\text{mm}^3\text{d}^2$ ; por lo tanto, se hace indispensable un aumento en la inversión productiva en gas natural, véase Gráfica 4.15

GRÁFICA 4.15



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE. *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

### 4.2.2 Inversión

En lo que a inversión se refiere, se analizarán los tres escenarios bajo los que se pronostican la capacidad de producción de PEP para los próximos 10 años y sus efectos.

En un *escenario base* se supone una disponibilidad presupuestal sin restricciones; en un *escenario de baja producción de gas* se ha considerado un criterio conservador para los perfiles de producción de gas de los proyectos exploratorios; en un *escenario de inversión restringida* se fijó un techo presupuestal para los proyectos de inversión programable de 23,000 millones de pesos anuales más la inversión para PEG, se desplazan los proyectos de exploración de manera importante y representa una reducción

<sup>32</sup> SE. *Prospectiva del mercado de gas natural, 2000-2009*, p. 29



promedio en la capacidad de producción de crudo de 556 mb/d y un promedio de 1,688.5 mmm<sup>3</sup>d de gas natural.

La tendencia histórica del total de inversiones de PEP tuvo una reducción del 11.6% en 1999 con respecto al año precedente; en un *escenario base* se proyecta para los años 2000-2001 se contempla un incremento importante de 29.8% y 28.1% respectivamente, debido principalmente a la implementación del PEG con 4,033 millones de pesos y de otros proyectos con 16,940 millones de pesos en el primer año y de 7,639 millones y 34,401 millones respectivamente en el segundo; en el 2002 se observa un crecimiento de tan sólo 8.5%, aunque es el año con el más alto presupuesto destinado a la inversión del período (78,769 millones de pesos), con una participación de 10,722 millones por parte del PEG y 40,327 de otros proyectos; la tendencia decreciente continua hasta una recuperación en el 2005 de 7.1% debido principalmente a un incremento en el presupuesto programable del 8.2% y del 28.9% de crecimiento del PEG y de las amortizaciones del 33.7%, esta tendencia se acentúa hasta concluir el periodo de proyección con un decremento del 10.1%. De esta manera se proyecta una tasa de crecimiento promedio de -0.01%, del 2000 al 2010. Véase Gráfica 4.16 y Cuadro 4.10.

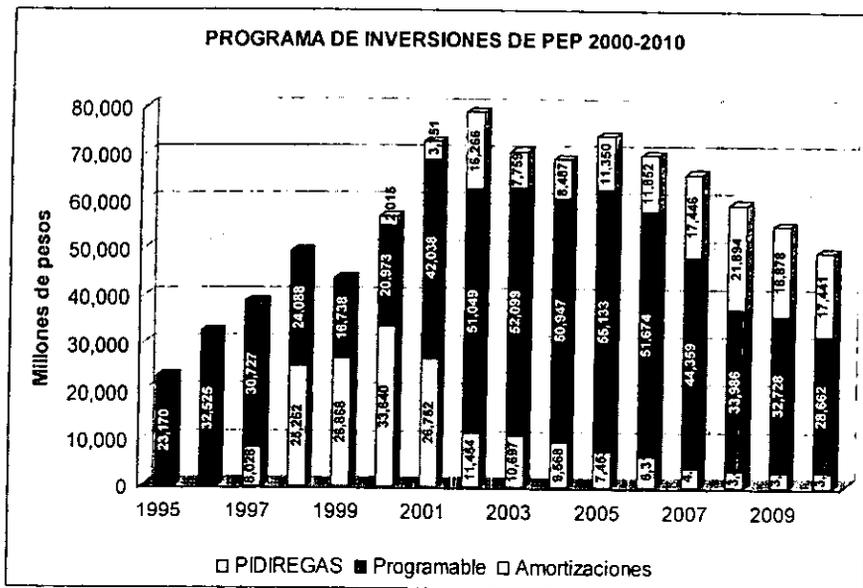
Como ya se mencionó el PEG, implementado por PEP para hacer frente al incremento de la demanda de gas natural, pretende incrementar la capacidad de producción de gas natural en 2,265.3 mmm<sup>3</sup>d para el año 2003 y en 9,910.8 mmm<sup>3</sup>d para el año 2008. Tiene un horizonte de 10 años y un costo aproximado de 120,000 millones de pesos.

#### *Inversión restringida*

Sin embargo, en un escenario de *inversión restringida*, tanto la capacidad de producción del crudo como de gas natural, se verían fuertemente dañadas.



GRÁFICA 4.16



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.

En el caso de la producción del crudo, esta se vería reducida en 5,586 mb/d del 2000 al 2010, 556 mb/d de exportación en promedio, con una tasa de crecimiento promedio anual de 3.42%, en la Gráfica 4.17 se observa claramente el ensanchamiento de la brecha entre la capacidad de producción proyectada en un escenario sin restricciones presupuestarias y un escenario restringido, de tal manera que en el 2008 se registra el rango más alto con 907 mb/d menos. Véase Cuadro 4.22

CUADRO 4.22

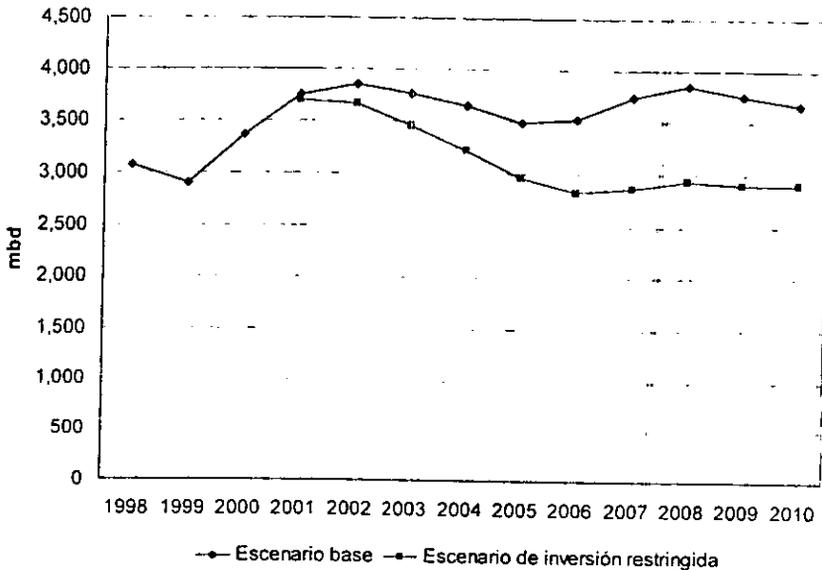
PROGRAMA DE INVERSIONES DE PEP 2000-2010																	
(Millones de pesos del 2000 devengable)																	
Concepto	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCPA
PIDREGAS			8,028	25,252	26,868	33,640	26,752	11,454	10,697	9,568	7,453	6,313	4,024	3,449	3,285	3,246	-0.21
Programable	23,170	32,525	30,727	24,088	16,738	20,973	42,038	51,049	52,099	50,947	55,133	51,674	44,359	33,986	32,728	28,662	0.03
PEG						4,033	7,638	10,722	13,476	13,670	17,621	16,954	12,950	9,222	7,533	3,617	-0.01
Otros Proyectos						16,940	34,401	40,327	38,623	37,277	37,512	34,720	31,409	27,764	25,194	25,044	0.04
Subtotal	23,270	32,525	38,755	49,340	43,606	54,613	68,790	62,503	62,796	60,515	62,586	57,987	48,383	37,435	36,013	31,908	-5.23
Amortizaciones						2,015	3,751	16,266	7,759	8,487	11,350	11,852	17,446	21,894	18,878	17,441	0.24
Total	23,270	32,525	38,755	49,340	43,606	56,628	72,541	78,769	70,555	69,002	73,936	69,839	65,829	59,329	54,891	49,349	-0.01

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de la SE, *Prospectiva del mercado de gas natural 2000-2009*.



GRÁFICA 4.17

INVERSIÓN BASE VS ESCENARIO DE INVERSIÓN RESTRINGIDA EN CRUDO



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

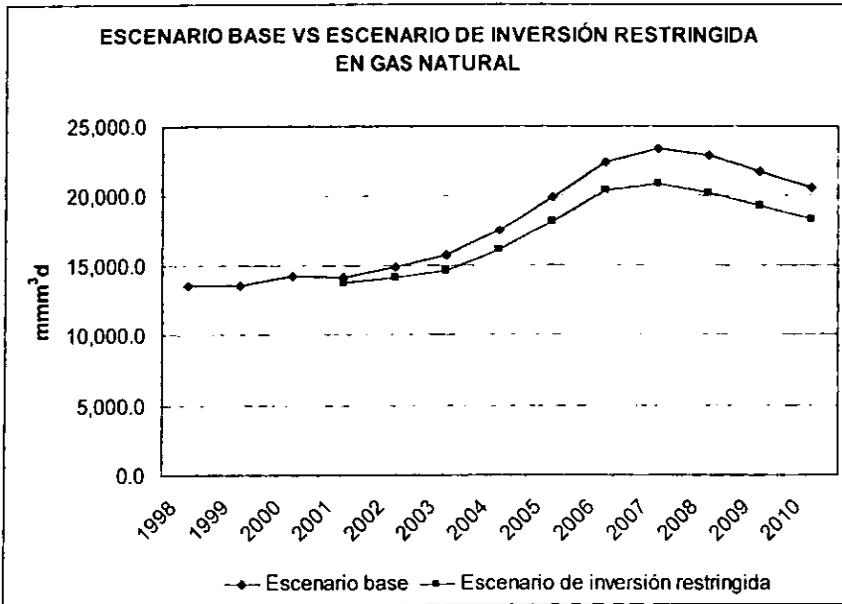
En este escenario, se tiene una capacidad de producción promedio en el período de 17,610.2  $\text{mm}^3\text{d}$  de gas natural y una tasa de crecimiento de 3.80%. Las importaciones bajo este escenario mantienen una tasa de crecimiento promedio anual de 3.57%, y un incremento promedio de 5,776.1  $\text{mm}^3\text{d}$ , reportando abastecimiento del exterior por 11,284.2 en el 2010. Véase Gráfica 4.18.

Los efectos de una disminución en la producción en gas natural sería en primer lugar, la elevación de su precio y en segundo lugar, afectando el costo de producción de las industrias demandantes e incrementando los precios de sus productos, trayendo como consecuencia un incremento acelerado de los precios que aumentaría el grado de inflación en nuestro país, con el consecuente deterioro del ingreso nacional y el ingreso per cápita. Y la



deteriorando cada vez más la balanza comercial y en consecuencia la balanza de pagos, incrementando el déficit presupuestal y su posible financiación incrementando los adeudos con el exterior.

GRÁFICA 4.18



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

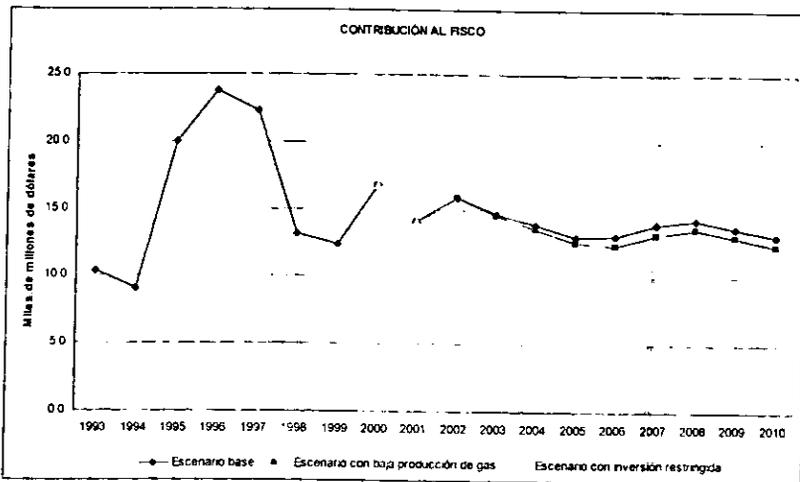
Una de las implicaciones de la reducción en la producción de hidrocarburos es que la contribución de PEP al Gobierno Federal se vería reducida para el período 2000-2010 en 20,600 millones de dólares en un escenario de inversión restringida y 4,400 millones de dólares en un escenario de baja producción de gas.

En la tendencia histórica observamos que el mayor incremento se presenta en 1996 con 23.8 miles de millones de dólares (mmdd). Registrándose una tendencia decreciente hasta alcanzar un mínimo en 1999 de 12.5 mmdd, en el 2000 se da la más alta participación de PEP a los ingresos gubernamentales con 16.8 mmdd. Así, el escenario de baja



12.5 mmdd, en el 2000 se da la más alta participación de PEP a los ingresos gubernamentales con 16.8 mmdd. Así, el escenario de baja producción del gas representa una reducción promedio de 3.2 mmdd con respecto al escenario base y una reducción de 13.4 mmdd como promedio en el caso de una restricción en el presupuesto. Véase Gráfica 4.19 y Cuadro 4.26

GRÁFICA 4.19



FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

CUADRO 4.26

CONTRIBUCIÓN AL FISCO EN TRES ESCENARIOS															P*	TCPA**				
(Miles de millones de dólares)																				
Derechos e impuestos en	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Escenario base	10.3	9.0	20.0	23.8	22.3	13.2	12.5	16.8	14.1	15.9	14.7	13.9	13.0	13.1	13.9	14.3	13.7	13.1	15.7	-0.02
Escenario con baja producción de gas								16.8	14.1	15.9	14.8	13.6	12.6	12.4	13.2	13.6	13.0	12.4	15.2	-0.03
Escenario con inversión restringida								16.8	14.1	15.1	13.6	12.4	11.2	10.6	10.7	10.8	10.4	10.3	13.6	-0.05

FUENTE: Elaboración propia, con base en información de Pemex.

P\* = promedio

TCPA\*\* = Tasa de crecimiento promedio anual del periodo 2000-2010.



Por otra parte, la disminución de los ingresos de PEP por la baja en la producción de hidrocarburos, disminuye no sólo las aportaciones de PEP a las finanzas públicas vía impuestos sino de todo el corporativo de Pemex, lo que acentuaría el déficit del sector público repercutiendo a nivel nacional en el Presupuesto de Ingresos de la Federación y su consecuente aplicación en el gasto programable sobre todo en los sectores de educación, salud y vivienda, afectando a los sectores más desprotegidos de la sociedad mexicana, y reduciendo la inversión pública en el mismo sector energético.

En resumen, la cartera de negocios de PEP esta orientada a la maximización de valor económico de largo plazo, reconociendo, sin embargo, compromisos de política energética; requiere montos de inversión muy significativos a lo largo de toda la década lo cual constituye un reto en términos de financiamiento ya que el fondo PIDIREGAS no es viable para los proyectos de exploración debido a los montos que para su amortización se destinan; la naturaleza exploratoria de los proyectos de gas, a pesar de tener una rentabilidad robusta, da lugar a una incertidumbre en la oferta esperada; ésta se disminuye, pero no se elimina, aún en los parámetros conservadores en las estimaciones que se presentan; es inevitable una disminución de los ingresos petroleros, debido a la imposibilidad de incrementar la producción de los proyectos en los próximos cinco años por el tiempo de maduración que necesitan (largo plazo) aún bajo un escenario de cero restricciones presupuestarias, esta situación se agravaría en un escenario de mínima inversión.

Por las razones antes expuestas, es indispensable buscar mecanismos de fondeo que impulsen la exploración de yacimientos de gas no asociado al petróleo debido al mayor volumen a extraer en comparación con los campos de gas asociado a éste, y por otra parte, aseguren la explotación de mayor capacidad de producción de gas natural para hacer frente al déficit de oferta que se proyecta en los próximos años y evitar la dependencia del abastecimiento exterior al máximo posible, ya que como se ha expuesto, existen importaciones que por problemas de logística se llevan a cabo en la frontera norte para abastecer la demanda de la industria en ese lugar.

En nuestro país, la inversión nacional a cargo del gobierno federal esta siendo reducida cada vez más como consecuencia de la aplicación de políticas económicas neoliberales que tiene como uno de sus objetivos reducir los gastos gubernamentales, deprimiendo la inversión pública como un medio para reducir el déficit del sector público, contraer la expansión monetaria y controlar la inflación.



En este sentido, la tendencia a nivel internacional, como se expuso en el Capítulo 2, en materia de inversión es permitir la participación del capital privado nacional y extranjero en proyectos de inversión, ya sea en exploración o explotación de hidrocarburos implementando mecanismos como los *buy back*, *joint venture* (alianzas estratégicas), acuerdos de producción compartida, etc; para hacer frente a la falta de presupuesto público destinado a la producción de hidrocarburos, lo que nos indica que las autoridades en materia energética de nuestro país, no están lejos de proponer alguna de las alternativas de inversión antes descritas, las cuales habría que estudiar más a fondo, así como sus posibles repercusiones sobre la distribución del ingreso y en materia de soberanía nacional.

### 4.3 Crecimiento económico sostenido y sustentable

En la época de los años 70, una de las nuevas visiones del desarrollo afirma que la acumulación de capital no es necesariamente el principal factor de crecimiento y menos de desarrollo.

Según el Prof. Dennis Meadows<sup>33</sup> los límites del crecimiento de la población humana y la economía global durante el presente siglo son:

☞ Si las actuales tendencias de crecimiento en la población mundial, industrialización, contaminación, producción de alimentos y explotación de recursos continúan sin modificaciones, los límites de crecimiento en nuestro planeta se alcanzará en algún momento de los próximos cien años.

El resultado más probable será una declinación súbita e incontrolable tanto de la población como de la capacidad industrial.

☞ Es posible alterar estas tendencias de crecimiento y establecer condiciones de estabilidad económica y ecológica capaces de ser sostenidas en el futuro. El estado del equilibrio global puede ser diseñado de tal forma que las necesidades materiales básicas de cada persona sobre la tierra sean satisfechas y que cada persona, mujer u

<sup>33</sup> En 1972, bajo el auspicio del Club de Roma, el Prof. Dennis Meadows del Massachusetts Institute of Technology elaboró un informe titulado *Los límites del crecimiento* en el que se describen las perspectivas de crecimiento de la población humana y la economía global durante el siguiente siglo.



hombre, tenga igualdad de oportunidades para realizar su potencial humano individual.

- ↻ Si la población del mundo decidiera encaminarse en este sentido y no en el primero, cuanto antes se inicien esfuerzos para lograrlo, mayores serán sus posibilidades de éxito. En la década de los 80, en los países de América Latina principalmente, prácticamente se abandonó la perspectiva del desarrollo pues la atención se desplazó hacia los conflictos a corto plazo: el ajuste, la estabilización, la crisis de la deuda, etc. Esto trajo como consecuencia impactos sociales y productivos que profundizaron la brecha frente a los países desarrollados y se ampliaron las desigualdades internas con el consecuente aumento de la pobreza.

El reto es cómo lograr hacer una sociedad materialmente más suficiente, socialmente equitativa y ecológicamente perdurable y más satisfactoria en términos humanos que la sociedad de nuestros días, obsesionada por el crecimiento.

El desarrollo sustentable plantea que es posible satisfacer plenamente las necesidades actuales sin poner en riesgo la capacidad de las generaciones futuras para cubrir sus propios requerimientos, pues vincula dos grandes visiones: la superación de la pobreza y el freno del deterioro ambiental, articulándolas por primera vez como parte del proceso del desarrollo.

Dos son los aspectos verdaderamente novedosos de este nuevo modelo de desarrollo: la preocupación por una equidad intergeneracional y el concepto de expansión distributiva. Se parte de que no es posible la superación de la pobreza en el mundo sin la modificación de los patrones de consumo y los estilos de vida. Los países industrializados deben frenar sus pautas de producción y consumo debido a que son insustentables. Sostiene la necesidad de articular el crecimiento, la pobreza y sustentabilidad ambiental con nuevos patrones tecnológicos, mecanismos de gestión interinstitucional y con la participación social, entre otros.

Sin embargo, el modelo entraña un enorme desconocimiento de algunos aspectos como los culturales y sociales que están íntimamente relacionados con la sustentabilidad. Podríamos decir entonces que este proceso de integración conceptual no está del todo acabado.

Aunado a los fenómenos de globalización, el reto inicial sigue siendo vigente; algo que hemos aprendido es lo relativo a la complejidad, magnitud y cantidad de interacciones de todos los elementos involucrados,



respuestas serán igual de complejas e integradoras, dejando a un lado respuestas simplistas que en nada favorecen para lograr un desarrollo sustentable<sup>34</sup>

En el marco de la globalización económica y la aplicación de normas más estrictas para la emisión de contaminantes, es obligación de los países productores como México, mantener una oferta de energéticos que favorezca el crecimiento sostenido y la protección del medio ambiente mediante el mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

Por esta razón, es necesario hacer de la industria del gas natural, un factor que coadyuve al crecimiento económico, vigoroso, sostenido y sustentable, en beneficio de los mexicanos y establecer la infraestructura adecuada, moderna y necesaria para lograrlo.

---

<sup>34</sup> [www.insp.mx/salvia/966/sal9663.html](http://www.insp.mx/salvia/966/sal9663.html)

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La presente investigación concluye que efectivamente se está dando una reestructuración en el mercado de los energéticos, en el que existe una tendencia a sustituir el uso del petróleo por otros menos contaminantes como el gas natural.

Dentro del mercado internacional del petróleo, la oferta presenta abundantes recursos, 77.7 % de las reservas probadas de petróleo al 1° de enero de 1999, están bajo la hegemonía de la OPEP, y de 1979 a 1999, han aumentado sus reservas de 434 mmb a 740.4 mmb, con lo cual se demuestra que existe una gran disponibilidad de este recurso en el planeta. Los grandes hallazgos petrolíferos y la intensiva explotación de los mismos, a través de tecnología especializada ha incrementado la capacidad de producción y reducido los costos de extracción.

Así mismo, se observa un proceso de recomposición en la inversión, ya que en la mayoría de los países de la OPEP existe participación del capital privado nacional y extranjero en actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural.

La disminución en la producción de petróleo en 1999 se debe principalmente a acuerdos por parte de la OPEP para provocar la recuperación de los precios y no a factores estructurales de la oferta. La demanda se deprime con la consecuente desaceleración de las economías importadoras del insumo y un alza en la inflación.

A nivel estructural, el mercado de los energéticos tiende a sustituir el consumo del petróleo por el uso de gas natural, en primer lugar, impulsado por el desarrollo económico de los países más fuertes que les permite hacer uso de tecnología avanzada en sus procesos productivos; en este mismo sentido, de acuerdo con proyecciones hechas por la IEA se espera que los países en vías de desarrollo incrementen la demanda de dicho combustible, como consecuencia de un crecimiento económico esperado, medido en términos del PIB, en el siglo XXI.

En segundo lugar, debido a que las emisiones de CO<sub>2</sub> de la combustión del petróleo forman parte del fenómeno atmosférico denominado de efecto invernadero, el cual está provocando un cambio peligroso en el clima. Debido a esto, se están llevando a cabo cambios tecnológicos, como la co-generación que disminuye considerablemente las



emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y reduce los costos de capital en la generación de electricidad a través del uso de gas natural.

Es decir, se observa un mercado con excedente en la oferta de petróleo y una disminución gradual en la demanda, lo que nos indica una tendencia decreciente de los precios del energético a largo plazo, solamente capaz de ser controlada por los países hegemónicos en el mercado. Como se ha observado en el corto plazo, las caídas en el precio del petróleo han tenido que ser controladas con recortes a la oferta por parte de la OPEP.

Bajo estas condiciones en el mercado internacional de los energéticos, se prevé un aumento de la inversión en exploración y explotación de reservas de gas natural para incrementar su producción, así como en infraestructura que posibilite el desarrollo de los mercados industriales y domésticos, y aunque por el momento, la distribución del gas natural es menor que la de sus competidores, debido al costo de la red de ductos, se espera que el desarrollo tecnológico permita romper este obstáculo.

La liberalización del mercado de gas natural se ha venido aplicando en mayor o menor medida en un número importante de países con la finalidad de aumentar los recursos efectivos en el sector, implicando importantes cambios en los sistemas legales, en algunos casos, se ha dejado por completo el control y la administración a los particulares (como Inglaterra, por ejemplo), en otros, se han generado programas con la finalidad de otorgar cierta autonomía en algunos segmentos del mercado. En ambas políticas, el Estado se reserva la capacidad de regular esta industria. De cualquier forma, la tendencia mundial es la de liberar completamente el mercado para que resulte más competitivo, de acuerdo con la teoría neoliberal.

Dentro del mercado regional, el hecho de que EUA se haya visto en la necesidad de triplicar sus importaciones de Canadá, con el fin de garantizar la satisfacción de su demanda, así como la disminución de la relación reservas-producción de ambos países, podría resultar una ventaja comparativa para México si se desarrollan más proyectos de exploración y explotación de este recurso, que permitan no sólo la satisfacción de la demanda del mercado nacional, sino la exportación en la frontera norte y sur de nuestro país; sin embargo, la inversión realizada hasta el momento es limitada, ya que se realizan cuantiosas importaciones para cubrir la demanda de la industria de la Región Norte del país, debido a que se carece de una red de ductos para abastecer desde las puntos de producción.



Esta situación ha traído como consecuencia la supresión del arancel para permitir la libre importación del gas natural en la frontera norte y el abastecimiento de la planta productiva en la región, lo que desalienta la producción del energético y la inversión en infraestructura para proveerlo a esa parte del país e incrementa la dependencia del desarrollo industrial mexicano al mercado de EUA.

En el análisis del mercado mexicano de los hidrocarburos se hace presente la tendencia ecológica internacional a reducir la emisión de gases contaminantes a la atmósfera en la aplicación que tendrá la norma ecológica NOM-085-ECOL-1994 en el año 2002, que supone un proceso de sustitución del combustóleo por el gas natural en las zonas geográficas declaradas como críticas. En consecuencia, se proyecta una penetración del 85.3% del gas natural en el sector industrial para el año 2009. Es de enorme peso la demanda pronosticada del sector eléctrico, con una tasa de crecimiento promedio de 18.3% del 2000 al 2009 principalmente por el desarrollo de plantas de ciclo combinado a gas natural, observándose una expansión casi exclusivamente a cargo de los particulares en las modalidades de producción independiente, autoabastecimiento y cogeneración.

En este sentido se pronostica un cambio en la constitución del mercado del petróleo nacional, ya que PEP se verá obligado a producir combustible más ligero y a impulsar el desarrollo de las cuencas gasíferas más importantes hasta el momento: Burgos y Macuspana.

El nivel de reservas probadas de gas seco ha venido disminuyendo debido a la limitada incorporación de las mismas y a su continua extracción, por lo que se hace necesario un aumento de la inversión en la exploración de yacimientos de gas no asociado que permitan el desarrollo de la oferta del energético sin tener que depender de la capacidad de extracción de petróleo asociado al gas natural.

En este sentido, la inversión proyectada para los próximos diez años en la exploración y explotación de gas natural en escenarios base y de restricción presupuestaria arrojan resultados desalentadores, ya que las importaciones siguen estando presentes, debido a la insuficiente producción para satisfacer la demanda.

La disminución en la producción de este combustible, reduce los ingresos fiscales del gobierno por este concepto y también el presupuesto gubernamental destinado a inversiones públicas de corte social.



Es de importancia resaltar que la reducción de la inversión pública es una medida de corte monetarista para hacer frente al déficit público y sobre todo, controlar la inflación y permitir el pago oportuno de los adeudos externos.

Al mismo tiempo, esta política de inversión pública austera, facilita las condiciones para echar a andar iniciativas de apertura en la exploración y explotación del gas natural a los grandes capitales privados tanto nacionales como extranjeros, que aporten los recursos necesarios para hacer frente a este déficit, siguiendo con la tendencia internacional de privatizar el sector, impuesta a nuestro país a través de las condicionantes de los acreedores internacionales agrupados en el FMI y el Banco Mundial.

Ya las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, se han abierto a la participación de terceros con la finalidad de fortalecer a la industria y propiciar el desarrollo de un mercado competitivo, que se espera se traduzca en un beneficio para los usuarios de este combustible. Así, se espera, por ejemplo que para el 2000 el 100% del negocio de distribución de gas natural este a cargo del capital privado.

La preservación de la industria pública, asegura el gobierno mexicano, depende de hacer de esta una empresa competitiva que permita en los próximos años, tener capacidad de hacer frente a otras empresas extranjeras, y en este sentido se proponen coinversiones entre el capital privado y la empresa pública.

Se concluye que ante un mercado internacional con sobreoferta de petróleo y una demanda creciente de gas natural, México debe incrementar la inversión en el desarrollo de proyectos de alta producción en gas no asociado al petróleo para hacer frente a estos cambios estructurales, lograr la autosuficiencia en primer lugar y en segundo la exportación en el largo plazo, diversificando así sus ingresos, dejando gradualmente de depender de la explotación intensiva del petróleo.

La recomendación que podemos hacer al respecto es que, dadas las bases para permitir la entrada de capital extranjero en la comercialización, transporte, distribución y almacenamiento del gas natural; se enfatice la prohibición a la formación de monopolios en dichas esferas de la cadena productiva, ya que las gigantescas empresas internacionales son las que introducen grandes capitales con los que adquieren el poder del mercado, manipulando a su conveniencia, no permitiendo que la libre acción de la oferta y la demanda determinen el precio del energético; ya que el principal argumento del gobierno para privatizar estas áreas ha sido la falta de capital



y la desarticulación del monopolio de Pemex, se espera en este sentido que la autoridad energética desarrolle un marco legal acorde, de lo contrario se estaría cayendo en un escenario de entreguismo que en el largo plazo podría traer más desigualdad en la distribución del ingreso y menor desarrollo económico en el país.

Se recomienda, darle mayor importancia a los proyectos de gas no asociado al petróleo para separar estos dos mercados y permitir el desarrollo del mercado de gas natural en nuestro país.

Y de acuerdo con la tendencia del mercado internacional, si se permite la inversión privada ya sea nacional o extranjera en exploración y explotación del gas natural para hacer frente a la creciente demanda del energético, deberán ser analizadas y reglamentadas minuciosamente con la finalidad de evitar problemas de soberanía nacional.



## ANEXO

### CUADRO 4.8

<b>RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO AL 1 DE ENERO DEL 2000</b> (Miles de millones de barriles)			
<b>Tipo</b>	<b>1P</b>	<b>2P</b>	<b>3P</b>
Crudo pesado	13,947	19,431	22,460
Crudo ligero	8,104	10,910	14,607
Crudo superligero	2,580	3,325	4,428
<b>Total</b>	<b>24,631</b>	<b>33,666</b>	<b>41,495</b>

FUENTE: PEMEX

### CUADRO 4.9

<b>PRONÓSTICO DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO</b> (Miles de millones de barriles)						
AL 1 DE ENERO DEL 2000			A EXTRAER			AL 1 DE ENERO DEL 2015
PROBADAS	PROBABLES	2P	2000-01	2002-04	2005-2014	2P
24.6	9.0	33.6	5.1	2.4	8.0	18.1

FUENTE: PEMEX

### CUADRO 4.10

<b>PRONÓSTICO DE RESERVAS DE GAS NATURAL</b> (Miles de millones de pies cúbicos diarios)						
AL 1 DE ENERO DEL 2000			A EXTRAER			AL 1 DE ENERO DEL 2015
PROBADAS	PROBABLES	2P	2000-01	2002-04	2005-2014	2P
43.2	14.9	58.1	4.3	6.4	12.1	35.3

FUENTE: PEMEX

### CUADRO 4.11

<b>RESERVAS DE GAS NATURAL AL 1 DE ENERO DEL 2000</b> (Miles de millones de metros cúbicos)			
<b>Tipo</b>	<b>1P</b>	<b>2P</b>	<b>3P</b>
Gas asociado	1,004	1,342	1,757
Gas no asociado	218	302	460
<b>Total</b>	<b>1,222</b>	<b>1,644</b>	<b>2,217</b>

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.12

PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO (Miles de barriles diarios)		PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL (Miles de metros cúbicos diarios)	
Campo	1999 (volumen*)	Campo	1999 (volumen)
Cantarell**	1,519	Cantarell**	17,302
Ku	211	Culebra***	9,345
Caan	180	Caan	7,929
Chuc	147	Muspac	6,088
Abkatun	113	Arcos***	5,210
Pol	89	Chuc	5,210
Samana	81	Catedral	3,653
Jujo	59	Cuitlahuac	3,625
Malob	52	Luna	3,625
Laratunich	47	Ku	3,455
Inde	46	Carmito	3,426
Tecominoacan	31	Samaria	3,228
Uech	31	Agave	2,917
Och	30	Arcabuz***	2,747
Sen	28	Pol	2,633
Zaap	28	Giraldas	2,605
Cunduacan	24	Abkatun	2,520
		Otros	23,814
Total	2,716	Total	109,331

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.13

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Miles de barriles diarios		
	1994	2000
Proyecto Cantarell	1020	1519
Otros Campos	1665	1611
Total	2685	3130

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.14

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL Miles de metros cúbicos diarios		
	1994	2000
Proyecto Burgos	6,739	28,968
Proyecto Cantarell	12,484	17,303
Otros Campos	83,393	90,670
Total	102,616	4,836

FUENTE: PEMEX



CUADRO 4.15

REDUCCIÓN DEL PRESUPUESTO EN INVERSIÓN FÍSICA (Miles de millones de pesos a precios del año 2000)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amortización PDIREGAS preliminar	2	3.7	16.2	7.7	8.5	14.4	11.8	17.4	21.9	18.9	17.4
Presupuesto programable inversión física	23	42	51	52.1	50.9	55.1	51.7	44.4	37	32.7	28.7
Porcentaje reducción del presupuesto programable	9%	9%	32%	15%	17%	26%	23%	39%	59%	58%	61%

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.16

DEMANDA NACIONAL POR TIPO DE CRUDO 1993-2010 (Miles de barriles diarios)																		
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Pesado	432	437	449	433	449	500	560	587	591	606	580	590	762	803	815	817	811	833
Ligero	696	794	799	823	796	798	760	795	786	818	793	828	774	741	728	732	748	722
Superligero	177	127	31	20	21	19	19	23	20	20	125	90	25	25	25	25	25	25
Total	1,305	1,358	1,279	1,276	1,266	1,317	1,339	1,405	1,397	1,444	1,498	1,498	1,561	1,569	1,568	1,574	1,584	1,580

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.17

PRODUCCIÓN NACIONAL POR TIPO DE CRUDO 1993-2010 (Miles de barriles diarios)																		
Tipo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Pesado	1,320	1,270	1,220	1,371	1,567	1,659	1,563	1,774	2,088	2,225	2,402	2,241	2,031	1,909	1,919	1,916	1,790	1,699
Ligero	791	890	864	910	881	848	806	925	869	911	862	898	949	1,082	1,242	1,350	1,376	1,359
Superligero	562	525	533	578	574	563	538	439	439	457	485	499	501	528	561	568	575	560
Total	2,673	2,685	2,617	2,859	3,022	3,070	2,905	3,138	3,397	3,583	3,749	3,638	3,481	3,519	3,722	3,834	3,741	3,618

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.18

EXISTENTES POR TIPO DE CRUDO 1993-2010 (Miles de barriles diarios)																		
Tipo de crudo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Pesado	216	328	423	482	481	470	438	419	418	433	351	408	476	533	533	543	500	500
Ligero	268	181	199	188	216	208	193	128	82	94	70	70	175	340	514	618	628	633
Superligero	889	807	725	863	1,000	1,063	928	1,169	1,438	1,619	1,822	1,861	1,288	1,108	1,104	1,088	993	888
Total de exportaciones	1,339	1,316	1,316	1,544	1,721	1,741	1,554	1,723	2,011	2,151	2,252	2,140	1,890	1,941	2,149	2,261	2,151	2,018

FUENTE: PEMEX



CUADRO 4.19

DEMANDA PROYECTADA DE GAS NATURAL, 1999-2009												
(Miles de metros cúbicos diarios)												
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA
Sector petrolero	45,942	55,901	67,031	74,150	75,182	76,229	79,423	80,508	82,255	83,562	84,304	12
Sector industrial	41,435	43,430	46,236	54,936	58,216	61,226	64,306	66,955	69,373	72,279	76,159	6.3
Sector eléctrico	23,401	32,965	40,166	54,147	63,105	70,676	80,585	89,182	100,608	109,957	122,187	15
Sector residencial y de servicios	2,110	3,015	3,773	4,870	6,112	7,872	9,516	10,708	11,537	12,197	12,893	19.8
Autotransporte	30	92	156	247	378	587	893	1,299	1,795	2,347	2,909	58.2
Total	112,918	135,403	157,362	188,350	202,993	216,790	234,724	248,652	265,568	280,342	296,452	114

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.20

OFERTA PROYECTADA DE GAS NATURAL, 1999-2009												
(Miles de metros cúbicos diarios)												
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA
Producción de PEP	34,026	34,127	37,895	51,121	56,348	63,728	73,922	80,954	80,981	81,938	79,088	24
Producción de PCFB	80,347	85,624	98,526	97,316	103,364	109,130	118,253	131,153	141,919	146,578	147,174	10
Total	114,373	120,751	136,421	148,437	159,712	172,858	192,175	212,107	222,900	228,516	226,262	34

FUENTE: PEMEX

CUADRO 4.21

COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 1999-2009												
Miles de metros cúbicos diarios												
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TCPA
Importaciones	4,622	14,651	20,539	38,915	43,281	43,934	42,547	36,546	42,668	51,825	72,189	31.6
Exportaciones	6,076	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FUENTE: PEMEX



AMG	Asociación Mexicana de Gas Natural
BM	Banco Mundial
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EAU	Emiratos Árabes Unidos
EUA	Estados Unidos Americanos
ex-URSS	Ex Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas
FMI	Fondo Monetario Internacional
IEA	International Energy Agency
IEPS	Impuesto Especial Sobre Productos y Servicios
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
JVs	Joint Ventures
LGNs	Líquidos del Gas Natural
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económico
PEG	Programa Estratégico de Gas Natural
Pemex	Petroleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PIDIREGAS	Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público
PSAs	Production Sharing Agreements
PSCs	Production Sharing Contracts
SE	Secretaría de Energía
SPE	Society Petroleum Engineer
WPC	World Petroleum Congress
ZG	Zona Geográfica
b/d	Barriles diarios
mb/d	Miles de barriles diarios
mmb	Millones de barriles
mmb/d	Millones de barriles diarios
mmmb	Mil millones de barriles
bb	Billones de barriles
bb/d	Billones de barriles diarios
bdd	Billones de dólares
mm <sup>3</sup> d	Miles de metros cúbicos diarios
mmmm <sup>3</sup>	Miles de millones de metros cúbicos
mmmm <sup>3</sup> d	Miles de millones de metros cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
d/b	Dólares por barril
USD/mpc	Dólares por mil pies cúbicos
mdd	Millones de dólares
mmdd	Miles de millones de dólares
mg/l	Miligramos por litro
mv	Megavatios
tn	Toneladas métricas
Twh	Terrawat hora



## BIBLIOGRAFÍA

- ✍ **Almeida G. Galindo, Alejandro.** *Determinación del Precio Internacional del Petróleo*, México, FCE, 1994.
- ✍ **Bravo Anguiano, Ricardo.** *Metodología de la Investigación Económica*. México, Edi. Alhambra Mexicana, 1994.
- ✍ **British Petroleum Corporation.** *BP Statistical Review of World Energy*, Inglaterra, junio de 1995.
- ✍ **Denis, Henri.** *Historia del Pensamiento Económico*. España, Edi. Ariel, 1970.
- ✍ **D. Yerguin.** *La Historia del Petróleo*. México, Edi. J. Vergara.
- ✍ **García Reyes, Miguel y Djalma Ojeda.** *Nuevo Orden Petrolero Mundial*, México, 1999.
- ✍ **Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI).** *El Sector Energético en México*, México, varios años, 1995.
- ✍ **Márquez D. Miguel y Horacio Prieto Sotero.** *La Industria del Gas Natural en México*. Programa de energéticos, México, Colegio de México, 1988, 273 p.
- ✍ **Martínez Salinas, Daniel.** *El Mercado Nacional del Gas Natural y su Rumbo hacia la Privatización, 1991-2000*. Tesis de Licenciatura, México, UNAM, 1995.

### PUBLICACIONES OFICIALES

- ✍ **PEMEX.** *Indicadores Petroleros* (Publicación mensual), México, varios números. 26 p.
- ✍ **Secretaría de Energía (SE).** *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*, México, Diario Oficial de la Federación, 31 de octubre de 1995.



- ✍ **Secretaría de Energía (SE)** *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía 1995-2000*, México, Diario Oficial de la Federación, 19 de febrero de 1996.
- ✍ **Secretaría de Energía.** *Prospectiva del Mercado de Gas Natural*, México, varios años.
- ✍ **Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP)** *Programa de Medio Ambiente, 1995-2000*, México.
- ✍ **Diario Oficial de la Federación**, 1 de marzo de 1996.
- ✍ **Memoria de labores de PEMEX**, varios años.

## HEMEROGRAFÍA

- ✍ **El Financiero.** México, varios números.
- ✍ **El Economista.** México, varios números.
- ✍ **Secretaría de Relaciones Exteriores.** *Información Petrolera Internacional*, México, varios números.

## INTERNET

- [www.teorianeoliberal.com](http://www.teorianeoliberal.com)
- [www.bpamoco.com](http://www.bpamoco.com)
- [www.fe.doe.gov](http://www.fe.doe.gov)
- [www.energyconnect.com](http://www.energyconnect.com)
- [www.spe.org](http://www.spe.org)
- [www.ipaa.org](http://www.ipaa.org).