

**FACULTAD LATINOAMERICANA DE CIENCIAS SOCIALES**



**FLACSO**  
**MÉXICO**

**PETRÓLEOS MEXICANOS  
REDIMENSIONAMIENTO DE LA  
POLÍTICA Y PROLONGACIÓN DE  
LA RIQUEZA PETROLERAS**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA EN  
GOBIERNO Y ASUNTOS PÚBLICOS, PRESENTA:**

**OSWALDO GÓMEZ CRUZ**

**VII PROMOCIÓN MAESTRIA EN GOBIERNO Y ASUNTOS PÚBLICOS**

**DIRECTOR DE TESIS: DRA. ALICIA PUYANA MUTIS**

**MÉXICO D.F., 17 DE ENERO DE 2008**

## Tabla de Contenido

I. Introducción	I
Capítulo 1. La importancia del petróleo	1
1.1 La importancia del petróleo	2
1.1.1 Funciones del petróleo	2
A. Fuente de energía	3
B. Materia prima	4
C. Fuente de ingresos	5
1.2 Intensidad energética	6
1.2.1 Intensidad petrolera	9
1.3 Organización de la Actividad Petrolera	11
Conclusiones al Capítulo I	15
Capítulo 2. El mercado petrolero internacional de crudo, un caso de mercado con limitada competencia. El papel de México en su funcionamiento	17
2.1 Clasificación de las reservas de crudo	19
2.2 El Mercado Petrolero Internacional y el papel de la OPEP, la ruta hacia la creación del mercado petrolero mundial.	23
2.3 El papel de las reservas: ¿dónde están y quién las posee?	29
2.4 Análisis del Mercado Petrolero.	34
2.4.1 La vida útil de las reservas.	36
2.4.2 Trayectoria de la oferta.	40
2.4.3 Evolución de la producción	41
2.4.4 Evolución de la demanda	42
2.4.5 El intercambio global de crudo	46
2.4.6 Evolución de las importaciones	48
2.4.7 Evolución de las exportaciones	49
2.4.8 Evolución reciente de los precios	53
Conclusiones al Capítulo 2	
Capítulo 3. Petróleos Mexicanos: la gestación de una relación anacrónica entre economía política y petróleo	
3.1 Petróleo y política económica en México	56
3.1.1 El marco normativo de la actividad petrolera y el monopolio de Estado. Las etapas de la actividad petrolera en México	56
A. 1901-1937 La ruta hacia la nacionalización	57
B. 1939-1958 La creación de una industria petrolera en México	61
C. 1958-1973 PEMEX catalizador de la economía mexicana	63
D. 1973 el cambio hacia el mercado externo	65
E. 1992 el paso a la desmonopolización	70
3.2 Reformas ¿el quiebre de un monopolio?	71
3.2.1 Reformas Petroquímica	72
3.2.2 Reformas Gas	74
3.2.3 Reformas Refinería	76
3.3 El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y el petróleo	80
Conclusiones al Capítulo 3	

Capítulo 4. ¿Son los hidrocarburos propiedad de la nación?	85
4.1 ¿El petróleo un bien público? Lo que dicen la teoría y las leyes	87
4.1.1 Actores e intereses	89
4.2 El Sindicato petrolero un poder de facto	90
A. Un sector privilegiado: el contrato colectivo en PEMEX	91
B. Prestaciones	93
4.3 El sector privado y la renta petrolera	96
A. Baja carga impositiva	97
B. Gastos fiscales ¿repartición de la renta petrolera?	100
4.4 Los Estados y Municipios	101
A. Participaciones Federales	101
B. Fideicomiso para la Infraestructura de los Estados	103
Conclusiones al Capítulo 4	105
 Capítulo 5. Renta Petrolera	107
5.1 Marco Teórico de la Renta Petrolera.	107
5.2 Renta económica.	110
5.2.1 ¿Cómo funciona la renta en el petróleo?	116
5.2.2 Régimen Propietorial y no propietorial	117
5.3 México y la renta petrolera.	120
5.3.1 Mecanismo de Captación de la Renta.	121
5.3.2 Nuevo régimen fiscal de PEMEX	124
5.3.3 Cálculo de la Renta Petrolera	132
5.3.4 La Renta Petrolera en los Ingresos Totales del Estado.	138
5.3.5 La dependencia del gasto fiscal respecto de los ingresos de PEMEX	139
5.3.6 La petrolización de las cuentas fiscales	147
Conclusiones al Capítulo 5	152
 Capítulo 6. La situación de la industria petrolera en México. Del deterioro financiero a la inseguridad petrolera.	155
6.1 Situación Financiera.	155
6.1.1 Estados de resultados	
6.1.2 Balance General	
6.2 PEMEX: inversión y deuda	171
6.2.1 Distribución de las Inversiones.	176
6.2.2 Costos de Exploración por barril	177
6.3 El Problema de las Reservas. Del manejo político de las reservas a la cuantificación técnica en México. Capacidad productiva y reservas.	178
Conclusiones al Capítulo 6	185
 Capítulo 7. Restitución de reservas	187
7.1 Ritmo de extracción de reservas.	187
7.2 Tasa de restitución de reservas.	188
7.3 Escenarios Prospectivos	192
7.3.1 Escenario 1.	195
7.3.2 Escenario 2.	201
7.3.3 Escenario 3	205
7.4 Capacidad productiva y escenarios propuestos.	209
7.5 Las inversiones requeridas.	210
Conclusiones al capítulo	218

Capítulo 8. ¿Hacia la apertura de las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos mexicanos?	215
8.1 La tendencia privatizadora	216
8.2 Urgencia de una reforma en la industria petrolera mexicana	220
8.3 El difícil cambio del Status Quo de la industria petrolera mexicana.	223
8.4 ¿Qué traba la Reforma de PEMEX, la fiscalidad o la ideología?	239
Conclusiones al capítulo 8	245
Conclusiones Finales	246
Anexo	
Bibliografía	

## **Petróleos Mexicanos: redimensionamiento de la política y prolongación de la riqueza petroleras.**

### **Introducción.**

El tema del petróleo es quizá uno de los tópicos que genera mayor interés en cualquier ámbito, sobre todo luego de que se ha concebido como un sostén del nacimiento y desarrollo de la sociedad moderna. Tanto en el contexto nacional como en el internacional el abasto de petróleo es relevante porque es garante del flujo energético que las naciones necesitan para su funcionamiento y su probable interrupción puede provocar crisis de todo tipo.

El petróleo es el componente energético máximo de la sociedad moderna, en éste se ha basado el desarrollo de la economía industrial de los últimos 60 años. No existe, de manera natural, sustancia alguna que tenga las propiedades energéticas del petróleo, ni que cuente con las mismas facilidades para su almacenamiento y transporte, ni que pueda ser modificada de manera tan versátil para aprovecharla en una enorme variedad de usos. Es tal la dependencia de la energía derivada de los hidrocarburos que no existe actividad humana que no involucre su uso; el petróleo está presente en todo, en la minería, en la industria, en el comercio, en la generación eléctrica y en la industria agroalimentaria.

Un ejemplo de su importancia lo constituye la sofisticada red de transporte mundial de carga y de pasajeros por donde se mueve casi totalmente los productos que se consumen todos los días en todo el mundo, incluidos los alimentos, cuya distribución depende casi totalmente de los combustibles derivados del petróleo. Gasolinas, combustóleo, diesel y turbosinas comprenden el 95% de los combustibles necesarios para mover el transporte global. Según estimaciones de la *Auto & Truck International Magazine*, la cantidad de vehículos automotores que circula en todo el mundo es aproximadamente de 750 millones, que a su vez consumen alrededor de 3000 millones de litros de gasolina cada 24 horas. Por lo tanto, el comportamiento del mundo tal y como lo conocemos depende en gran medida de la disponibilidad de petróleo y de los combustibles que de éste emanan. De esta manera, el petróleo se ha posicionado como uno de los elementos más importantes de los sectores energéticos de todo el mundo.

Los *Policy Makers* tienen al menos tres razones para poner particular atención en el sector energético. Primero, los sistemas de energía son esenciales para satisfacer las necesidades humanas básicas y un soporte para el crecimiento económico. Segundo, la extracción, conversión y uso de la energía son la causa de graves problemas en el medio

ambiente desde nivel local (como la contaminación de las ciudades) hasta el nivel global (como el cambio climático). Tercero, la dependencia preponderante de los combustibles fósiles y nuevos hechos y percepciones como el alza los precios del petróleo, o el estado y perspectivas de las reservas de hidrocarburos hacen que se preste la mayor importancia a *los cambios tecnológicos y las inversiones en la producción* de energía que requieren de largos periodos de maduración y que no pueden esperar hasta que los problemas energéticos se manifiesten en toda su magnitud. Nuestros gobiernos necesitan actuar ahora para resolver esos problemas en beneficio no sólo de las actuales generaciones sino también de las futuras (Johnston, 2006)

La sustentabilidad es el concepto que procura integrar el desarrollo económico, el cuidado del medio ambiente y la perpetuación de los recursos naturales en beneficio de las actuales y las futuras generaciones.

En nuestro país, la situación energética, particularmente la industria petrolera, está asociada a aspectos fiscales por lo que la problemática no está orientada hacia las razones de sustentabilidad y se inclina más hacia un contexto en donde prevalecen posicionamientos de poder y de pugna por capturar los recursos financieros generados por su comercialización. Desde la nacionalización de los hidrocarburos en 1938, el gobierno federal ha mantenido el monopolio en las áreas de alta rentabilidad, como es exploración y producción (E&P), pero no ha sido capaz de efectuar inversiones sustantivas que permitan el desarrollo eficiente de la empresa a través de la cual lleva a cabo estas actividades: Petróleos Mexicanos.

Más allá de la coyuntura actual, entendida como el incremento de los precios del petróleo de 1999 a 2005 en cuanto la mezcla Brent pasó de 21 a 54 dólares en términos reales,<sup>1</sup> la industria petrolera mexicana adolece de políticas claras en cuanto a su modernización. Las actividades *upstream* se mantienen como las más importantes de la empresa, sobre todo la producción de crudo, en cuyas ventas se sustenta el superávit comercial de la paraestatal. En este sentido, la industria petrolera permanece monopolizada en las actividades *upstream* y aquellas en donde se agrega valor al petróleo (refinación y petroquímica) se abrió a capitales privados sin que se hayan obtenido resultados satisfactorios<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Aunque en 2001 el precio cayó en poco más de 5 dólares, pasando de 32 dólares en 2000 a 27 dólares en 2001.

<sup>2</sup> Las actividades *upstream* o aguas arriba se refieren a la exploración y producción de hidrocarburos

En México, el petróleo ha sido un tema que se ha abordado constantemente, sobre todo después de 1976, año en que la política petrolera de este país sufrió un vuelco, cuando nuevos descubrimientos, aunados a una decisión política, van a convertir a México en un exportador neto relativamente importante de petróleo y derivados”(Meyer,1982)

La historia del desarrollo de la industria petrolera mexicana es, en esencia, una historia de economía política. Los cambios en la naturaleza del ejercicio del poder demarcaron la naturaleza de la actividad petrolera y en parte estuvieron determinados por ésta. Petróleo y economía son, en México, tan inseparables como petróleo y política (Meyer, 1991).

El marco legal expresado en la Constitución de 1917 explicitó que la intervención del Estado era necesaria para salvaguardar los intereses nacionales dentro de los cuales el petróleo sería un factor de desarrollo interno, la organización de la industria petrolera en México se convirtió en una construcción eminentemente política (De la Vega, 1999).

Tras la expropiación y la reivindicación de la nacionalización de los recursos del subsuelo en 1938 se creó por decreto, en junio de ese mismo año, Petróleos Mexicanos (PEMEX) como una institución *pública*, con el fin de centralizar en esta empresa todas las propiedades y funciones de la industria petrolera. Desde entonces, como lo acotó Székely (1983), varias generaciones de mexicanos han visto con orgullo el control de los recursos petroleros por parte del Estado en la figura de PEMEX. Desde su creación, PEMEX ha desempeñado un papel protagónico en la vida económica, social y política del país. Cuando las tasas de crecimiento de México eran de 6 por ciento, PEMEX sirvió de bastión para la expansión de todos los demás sectores de la economía. La importancia de PEMEX es todavía más explícita cuando se considera los resultados económicos de todos los sectores del país, ya que son muy diferentes una vez que se excluye la participación de este organismo en la economía.

Esta investigación busca fragmentar el problema de PEMEX en tres dimensiones, la primera de ellas es que es un asunto político en el que diversos actores interactúan. En torno de las actividades petroleras se estructura toda una serie de intereses, posicionamientos, agentes, gremios, expectativas, ideologías, doctrinas. Y dado que el sector petrolero se arraigó económica, social y políticamente, el diseño y la puesta en práctica de reformas obliga a tomar en cuenta esta constelación de participantes directos e indirectos vinculados con las actividades del sector para una necesaria negociación (Torres, 1999).

La segunda dimensión está inmiscuida con las propiedades con que se dotó a la empresa y permite que la industria petrolera se encuentre sometida a controles gubernamentales externos, empeñados en extraer la mayor renta petrolera impidiendo que la paraestatal cuente con suficientes recursos financieros para hacer frente a las inversiones del sector. La tercera dimensión tiene que ver con los mecanismos de financiamiento a los que la industria petrolera se ha incorporado no sólo para satisfacer sus gastos más elementales sino para cumplir con la pesada carga fiscal a la que el gobierno federal la somete; esta problemática se agudiza sobre todo si se toma en cuenta que los costos de PEMEX para encontrar y extraer petróleo se incrementarán considerablemente toda vez que el petróleo de “fácil” acceso entre en su fase de declinación.

Así, el tipo de relación que el Estado mexicano ha instrumentado para extraer la renta petrolera y los mecanismos para financiar la reproducción o el mantenimiento de su capacidad productiva involucra aspectos que van más allá de decisiones que tienen que ver con su organización industrial y adhiere a éstas, *aspectos políticos e intereses* que no denotan *el carácter estratégico* de la industria petrolera, sino la captura de grupos y cotos de poder que desde el gobierno se han apropiado de los beneficios de la industria petrolera. A expensas del marco constitucional que erige al estado en el exclusivo agente administrador de la riqueza del subsuelo, los gobiernos que le han sucedido desde la nacionalización de la industria, han extraído la renta petrolera y la han administrado de acuerdo a sus intereses de corto y mediano plazo sin considerar y satisfacer oportunamente las demandas de recursos de la empresa.

Los gobiernos se han limitado a buscar el máximo de recursos fiscales en este sector, en ocasiones para remediar problemas de balanza de pagos o para cancelar obligaciones de deuda externa y muy frecuentemente para mantener un gasto corriente elevado, como ocurrió en la administración de López Portillo y como ocurre en la actualidad. La evolución del gasto corriente en el periodo que va de 1980 a 2005 ha sido ingente en relación a los demás gastos que componen el gasto programable, pues representó en promedio el 15 por ciento del PIB; este hecho puede sugerir que una porción importante de los ingresos provenientes del petróleo se destinan a este tipo de gasto.

El efecto de esta política es una crítica disminución de los recursos propios de PEMEX para hacer frente a las inversiones necesarias en exploración, desarrollo y producción, de suerte que al menos pueda reponer las reservas probadas extraídas. Así,



no sólo se compromete la capacidad de la empresa de cumplir con los niveles adecuados de producción concordantes con sus niveles de exportación, sino que se compromete, en el largo plazo, el abasto interno de petróleo crudo destinado a la refinación, que ya de por sí es insuficiente, por lo que se debe importar un alto porcentaje de petrolíferos indispensables para el desarrollo de cualquier economía.

La principal característica de la relación entre el Estado y PEMEX es que ha predominado el *comportamiento predatorio* sobre el petróleo por parte de buscadores de rentas inmiscuidos en el gobierno y una política fiscal que descansa en buena parte sobre el petróleo.

### **Objetivo.**

El objetivo de esta investigación se centra en el estudio de la relación de PEMEX con el Estado y con los diversos grupos de interés que se enfrentan en torno a la captura de la renta petrolera. Se estudiará la forma en que PEMEX ha sido gestionada y cuáles son las principales características que enmarcan su desarrollo y qué o cuáles son los factores que impiden que tenga una mayor rentabilidad en el largo plazo, vinculada sobre todo al deterioro de sus condiciones reproductivas y a la disminución de las reservas de un recurso no renovable como lo es el petróleo. La parte analítica de la investigación busca proponer una política pública alternativa en la que se considere como lo más importante la restitución de las reservas de petróleo, lo cual pone en el contexto dos alternativas: 1.- *El desmantelamiento gradual del monopolio estatal sobre las actividades de exploración y producción para dar paso a agentes privados que inviertan en investigación y desarrollo, lo cual requiere de una reforma constitucional y una reforma fiscal, y 2. La elaboración de una reforma fiscal que debilite la presión que existe sobre PEMEX permitiéndole a este último incorporar los recursos provenientes de la comercialización del crudo a inversiones que hagan crecer las reservas y desarrollar las demás áreas de la industria petrolera como lo es la refinación y la petroquímica.*

### **Preguntas, hipótesis y perspectiva de análisis.**

De lo que precede se desprenden las siguientes preguntas:

¿Cuál ha sido el mecanismo que ha propiciado la ausencia de inversiones con capital propio en el mantenimiento de la planta productiva y en las actividades de exploración y producción? ¿Cuáles han sido los grupos de interés que han favorecido estas políticas, y que cuán conformes están con el status quo?

¿Qué grupos de interés se benefician y cuáles se perjudican con las opciones de cambio? ¿Cuál de las dos opciones tiene mayor viabilidad política, en cuanto a beneficios, costos, obstáculos y problemas fiscales?

### **Hipótesis:**

Las condiciones de insuficiencia financiera de PEMEX para reinvertir en el mantenimiento de su planta productiva y en el aumento de su producción en las que PEMEX está inmersa, se deben a las restricciones fiscales que el Estado mexicano privilegió y a la política colateral que permitió y permite el acceso a la renta petrolera por unos cuantos, y, por lo tanto limita tanto las necesidades de desarrollo de la empresa como la posibilidad de *sembrar* los ingresos petroleros, lo cual se verá reflejado en los capítulos 4 y 6 de esta investigación.

Mayor autonomía fiscal y gerencial de PEMEX, no significa necesariamente alterar la naturaleza del mandato constitucional, que consagra la propiedad de los recursos del subsuelo ni el de empresa estatal de PEMEX; pero sí alterar esencialmente el papel de la empresa de fuente principal de recursos fiscales de *cero costo político*. Cualquier solución a la actual situación de agotamiento de reservas y endeudamiento extremo de PEMEX tiene un profundo sentido político de difícil paso por el Congreso; por lo tanto, se necesita un proceso de reordenamiento en donde se prioricen las inversiones en el sector petrolero aludiendo para ello a un marco institucional diferente en donde el carácter público de los recursos petroleros no se pierdan, pero en donde se acepte la intervención de agentes privados en la modernización de este sector estratégico de nuestro país.

### **Justificación.**

En la actualidad, PEMEX es la empresa con mayor rentabilidad en México, los ingresos que genera representan un porcentaje poco despreciable del Producto Interno Bruto alrededor del 2 por ciento, y sus exportaciones, que significan el 8 por ciento de las exportaciones totales, representan una importante fuente de divisas para el país. Sin embargo, los rendimientos que genera, no son utilizados en la inversión para regenerar las reservas o para dar mantenimiento a sus instalaciones. Para subsanar la carencia de recursos financieros, que el Estado le provoca, Petróleos Mexicanos ha ingresado a una espiral de endeudamiento que amenaza con poner en riesgo su viabilidad financiera. Las posibles soluciones que se han discutido en términos generales son:

1. Disminuir la renta que extrae el Estado para permitir a PEMEX reinvertir y pagar o disminuir su nivel de endeudamiento,

## 2. Abrir las actividades de exploración y producción a la inversión privada.

### Estructura de la Tesis.

Para analizar la problemática de PEMEX, la investigación se divide en ocho capítulos. En el primero se estudian las principales características del petróleo y la forma en cómo se organiza la actividad petrolera. En el segundo capítulo se presenta una revisión del mercado petrolero internacional enfatizando sus componentes principales: oferta, demanda, reservas y precios. El tercer capítulo hace un recorrido de la actividad petrolera en México e intenta escudriñar cómo es que el petróleo se integró en la política económica mexicana destacando los cambios del marco legal que permitieron tal integración. El cuarto capítulo muestra los principales actores que al amparo de la Constitución y de la política obtienen una parte de la renta petrolera. En el quinto capítulo se muestran los preceptos teóricos del concepto de la renta y de los impuestos, que sirven de preámbulo para calcular el valor de la renta petrolera mexicana. El sexto capítulo de esta investigación revisa las implicaciones que la política petrolera tiene en PEMEX, subrayando que el deterioro financiero del organismo ya no permite que se destinen recursos a la restitución de reservas, la cual también es calculada. El séptimo capítulo presenta distintos escenarios en torno a la capacidad productiva y la vida útil de las reservas, realizando hipótesis de crecimiento de la demanda y de las exportaciones que ayudan a mostrar el probable agotamiento de las reservas y los montos requeridos de financiamiento. El capítulo ocho presenta una visión de la tendencia global en torno a los derechos de propiedad de los recursos petroleros y las implicaciones políticas y económicas que tendrían para el país y para los actores relevantes la aplicación de una reforma de política en torno al sector petrolero. En el capítulo nueve se exponen las conclusiones de la tesis.

## **Capítulo 1. La importancia del petróleo.**

En este primer capítulo se introducen las cualidades más importantes del petróleo destacando tres de los aspectos que diferencian al petróleo de otros bienes: el de materia prima, el de fuente de energía y el de fuente de ingresos. Se analiza también la evolución de la relación entre la economía y el consumo de energía para lo cual se considera el índice de intensidad energética y petrolera de los países más representativos en cuanto al consumo de petróleo. Asimismo, se exponen las principales características de la actividad petrolera considerando para ello cada una de las etapas por las que transita la actividad petrolera.

El capítulo se divide en tres partes. La primera trata sobre la importancia del petróleo en las actividades económicas resaltando los aspectos físicos y químicos del hidrocarburo. En la segunda parte introduce el concepto de intensidad energética y petrolera con el fin de establecer la importancia de la energía y particularmente la del petróleo en diferentes países del orbe. Finalmente, la tercera parte describe las principales características en cómo se organiza la actividad petrolera.

### ***1.1 La importancia del petróleo.***

En la evolución del mundo contemporáneo, el petróleo y los hidrocarburos han tenido un papel determinante en la definición de la trayectoria y el tipo de crecimiento de las economías y los patrones de consumo. Por ser una materia prima de importancia decisiva para muchas de las actividades económicas, el petróleo fungió como un elemento fundamental en el modelo de desarrollo capitalista. Pese los problemas relacionados con el consumo de hidrocarburos, como los de la contaminación ambiental, el bajo nivel de desarrollo de otras fuentes de energía y el agotamiento paulatino de reservas de petróleo de bajo costo, el petróleo representa el recurso energético de mayor consumo y el más relevante a nivel mundial. La versatilidad y multifuncionalidad del petróleo tiene que ver con su composición química y física.

En efecto, el petróleo es resultado de un complejo proceso físico químico en el interior de la tierra en donde se han descompuesto enormes cantidades de materia orgánica que se transforman en aceite y gas. Esa materia orgánica está compuesta fundamentalmente por fitoplancton y zooplancton marinos, al igual que por materia vegetal y animal, todo lo cual se depositó en el pasado en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares. Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arenas, arcillas, limos y otros sedimentos que arrastran los ríos y el viento, lo cual conformó lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios. Es en estos mantos sedimentarios donde se formó el petróleo y el gas natural hace millones de años; así el petróleo queda atrapado en las rocas sedimentarias que normalmente son areniscas o calizas y es de ellas de donde se extrae el petróleo por medios bastante complejos. Como característica básica, los yacimientos de petróleo habitualmente están acompañados por gas o agua, a ese gas se le llama *gas asociado*, en el caso en el que los yacimientos contengan sólo gas, se le llama *gas libre* (Domínguez 2004:105).

#### ***1.1.1 Funciones del Petróleo.***

El petróleo cumple con una triple función en la sociedad: *como fuente de energía, como materia prima y como fuente de ingresos* (Mora 1990:12). Esta triple función no solo ha dado a la industria petrolera una importancia preponderante sobre el resto de las demás fuentes de energía, sino que vuelve complejo su análisis porque intervienen diferentes

disciplinas en torno a éste, como por ejemplo la ingeniería, la física, la química, la economía, la política o los estudios ambientales.

#### ***A. El petróleo como fuente de energía.***

El petróleo es considerado como *fuentes de energía*, porque más del 85 por ciento del suministro mundial de petróleo es usado como combustible, ya en máquinas para producir potencia o en aplicaciones como combustión continua para producir calor (Mora, 1990).

La cesta de consumo de energía primaria está compuesta por cinco fuentes energéticas: el petróleo, el gas natural, el carbón, la energía nuclear y la energía hidráulica. El gráfico 1.1 del anexo de este trabajo, muestra la evolución del consumo de la mezcla primaria de energía en el periodo de 1965 a 2005.

La demanda mundial por energía primaria mantuvo un crecimiento sostenido hasta 1973, año en el que disminuye el ritmo de crecimiento en el consumo de este tipo de energía. En efecto, se constata que en el periodo 1965-1972 el incremento en el consumo fue de 35 por ciento, el cual disminuye entre 1973 y 1975 en apenas el 1 por ciento y experimenta un crecimiento entre 1976 y 1979 de más de 10 por ciento. No obstante, a partir de 1979 y hasta 1983, la tasa de expansión del crecimiento del consumo de energía primaria declina nuevamente manteniendo una tasa de crecimiento menor al 1 por ciento. De 1984 hasta 2005 el consumo de energía primaria mantiene un crecimiento sostenido de tasas cercanas al 50 por ciento. Pese a la disminución en el ritmo de crecimiento del consumo de energía primaria, entre 1965 y 2005 la demanda de este tipo de energía se ha duplicado, medido en millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la energía primaria pasó de 70 millones de barriles en 1965 a un consumo de más de 200 millones de barriles diarios, manteniéndose una preponderancia en el consumo de los recursos no renovables como el carbón, el gas natural y el petróleo (ver gráfico 1.1 del anexo).

La pérdida de dinamismo en el crecimiento de la demanda de la energía primaria se debió principalmente a la contracción en el consumo del petróleo, el cual después de haberse incrementado en 67 por ciento, en el lapso de 1965 a 1972, registró un decremento de 3 por ciento entre 1973 y 1975. Asimismo, entre 1979 y 1983 el consumo de petróleo disminuyó en 6 por ciento. Luego de este último año el consumo de petróleo se recuperó alcanzando una tasa de crecimiento de 36 por ciento entre 1984 y 2005. En todo el periodo (1965-2005) y en términos absolutos el consumo de petróleo a nivel mundial se incrementó

de 30 millones de barriles diarios a casi 80 millones de barriles diarios, es decir, creció en 150 por ciento. En contraste la participación del gas natural como porcentaje de la mezcla primaria de energía aumentó en promedio 5 por ciento, pero en términos absolutos pasó de 18 millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce) a casi 50 millones, es decir alcanzó un crecimiento de 180 por ciento en todo el periodo.<sup>3</sup> Por otra parte, el consumo de carbón como porcentaje de la mezcla primaria de energía apenas si se modificó y mantuvo una participación de alrededor del 30 por ciento. Sin embargo el consumo de este energético creció considerablemente a una tasa de 89 por ciento entre 1970 y 2005.

Si bien sigue preponderando el petróleo en el consumo de energía primaria, la estructura de ésta ha cambiado y la contribución del petróleo disminuyó de 47 por ciento en 1973 a 36 por ciento en 2005. En cuanto al uso de otras energías como la hidráulica y la nuclear permanecen más bien marginales.

### ***B. El petróleo como materia prima.***

En primera instancia el petróleo sirve como materia prima para la realización de diversos productos que se obtienen luego de su procesamiento. De acuerdo con Domínguez (2004), el petróleo es transportado en su estado natural a plantas de refinación y de petroquímica en donde se somete al petróleo crudo a un proceso de destilación o separación física que prepara al crudo para que en un segundo momento se apliquen procesos químicos que permiten extraer la gran variedad de componentes que contiene. El proceso de refinación arroja dos tipos de derivados: los combustibles y los petroquímicos. El proceso de refinación es complejo y se compone de diferentes etapas antes de llegar a producto que pueden ser utilizados en la industria. En un primer proceso se obtienen: gasóleos, diesel, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano. En procesos contiguos, se obtienen otros productos como el gas combustible, gas propano, propileno y butanos. En los procesos finales de refinación se obtiene de las naftas la gasolina motor, extra y corriente. De las naftas se obtienen también los petroquímicos como el tolueno, xileno, ciclohexano. Un uso muy conocido del petróleo es el de la creación de polímeros artificiales o sintéticos. Existen polímeros naturales de gran significación comercial como

---

<sup>3</sup> El petróleo crudo equivalente resulta de relacionar el contenido calorífico de cada uno de los energéticos que componen la mezcla primaria de energía con el contenido calorífico de petróleo. El boletín de la British Petroleum contiene los datos de consumo de energía primaria en millones de toneladas en petróleo crudo equivalente anuales, para transformarlo en millones de barriles diarios de petróleo crudo equivalente se multiplicó esa cantidad por un factor de conversión (7.33/365).

el algodón, formado por fibras celulósicas. La celulosa se encuentra en la madera y en los tallos de las plantas, y se emplea para hacer telas y papel. La seda es otro polímero natural muy apreciado y es una poliamida parecida al nylon. La lana, proteína del pelo de las ovejas, es otro ejemplo de polímeros importantes. El petróleo brinda la posibilidad de sustituir una gran cantidad de polímeros naturales con la creación de polímeros sintéticos de gran resistencia y versatilidad (Domínguez, 2004).

Una vez refinado, los productos obtenidos del petróleo se utilizan en buena medida como insumos de la mayoría de los procesos industriales. En el cuadro 1.1 del anexo de este trabajo, se muestra el alto nivel de integración que los productos refinados del petróleo tienen en largas cadenas productivas que alimentan otras ramas industriales como son: la de fibras sintéticas que abastecen a la industria textil; las resinas sintéticas, que se encuentran en una amplia variedad de aplicaciones en la industria de la construcción y la automotriz; los plásticos, con los que se fabrican una gran variedad de productos de uso final; la de fertilizantes, que se destinan a la producción del agro; y las ramas de productos especializados como plaguicidas, plastificantes, caucho, ceras etc., que encuentran una amplia gama de aplicaciones entre las actividades industriales en general. Desde luego, los combustibles de gran importancia y de un uso generalizado en la industria y en las actividades diarias del mundo contemporáneo

### ***C. El petróleo como fuente de ingresos.***

Por la vía de la comercialización, para ser utilizado como fuente de energía y como materia prima, el petróleo representa una *fuentes de ingresos* muy importante en el comercio internacional y en las cuentas fiscales. Es necesario enfatizar que la condición de recurso no renovable le confiere al petróleo un valor más allá de sus costos de producción, incluso antes de que sea procesado para generar productos con mayor valor agregado. Los atributos del petróleo configuraron alrededor suyo un mercado con características diferentes a las de los demás mercados. El mercado internacional comercializó en 2005, cuarenta y nueve millones de barriles diarios, es decir 18 mil millones de barriles al año que en dólares representaron un valor de 900 mil millones de dólares si es que consideramos una cotización de 50 dólares el barril; por lo que el comercio del petróleo representa aproximadamente el 9 por ciento del comercio total mundial. Además, las cotizaciones del petróleo inciden sobre las demás actividades económicas lo cual le brinda aun más



importancia. Desde luego, los ingresos del petróleo representan en la mayoría de los países que lo detentan, un componente muy importante de las cuentas fiscales.

### ***1.2 Intensidad energética y petrolera.***

Para mostrar la importancia de la energía y particularmente la del petróleo en el mundo contemporáneo, se hace el análisis de la evolución del consumo de energía y su relación con la economía. Un parámetro importante para observar tal relación, lo constituye *la intensidad energética* (IE). Ésta, es conocida internacionalmente como un índice que mide la relación entre el consumo de energía y la actividad económica. La IE es tradicionalmente definida como el monto de energía requerida (en barriles de petróleo crudo equivalente) para producir 1000 dólares de PIB (Alcántara, 2005). El índice de intensidad energética proporciona un buen panorama sobre la economía y el consumo de energía. A pesar de sus ventajas y de acuerdo con organismos internacionales rectores en la provisión de información energética como la Agencia Internacional de Energía (AIE), se deben hacer algunas consideraciones. Múltiples factores de orden no estrictamente económico afectan la intensidad energética de los países, y que se pueden resumir como sigue:<sup>4</sup>

1. En primer lugar las comparaciones entre países usando el ratio de consumo de energía y producto interno bruto es complicado por factores geológicos. Es de esperar que países con amplios territorios tiendan a utilizar mucho combustible en la distribución de las mercancías que producen.
2. Los países con climas fríos consumen más combustible que aquellos con un clima más templado o, análogamente, aquellos con climas extremadamente cálidos utilizan más energía como consecuencia del uso de aires acondicionados.
3. Los países que tienen en sus territorios abundante dotación de materias primas y que dependen fundamentalmente de ellas para la elaboración de productos podrían reflejar un mayor uso de energía por unidad de producto que aquellas

---

<sup>4</sup> La Agencia Internacional de Energía (AIE) es un organismo creado dentro del marco de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) para coordinar políticas en torno al sector energético y se creó como respuesta por parte de los países miembros ante las acciones emprendidas por la OPEP en 1973. Respecto a las limitaciones del indicador de la intensidad energética puede consultarse la Descripción Metodológica del documento publicado por la AIE: *Energy Indicators for sustainable development, guidelines and methodologies*, en abril de 2005.

que importan insumos procesados con alta utilización de energía y que no se reflejan en el indicador de intensidad energética.

4. El consumo energético es una variable que está asociada al crecimiento económico, variable que al mismo tiempo sirve para determinar el grado de la intensidad energética. En este sentido, cuando la economía crece a tasas aceleradas, es plausible que el consumo de energía también lo haga pero menos que proporcionalmente, en otras palabras, un crecimiento muy por encima del consumo de energía induce reducciones en el índice de intensidad energética, que en casos específicos arrojaría resultados no esperados y sesgaría, en parte, el objetivo de este índice.

El cálculo de la intensidad energética se muestra en el cuadro 1.2. Las características de algunos de los países a los que se les calculó la intensidad energética se ajustan a las restricciones arriba mencionadas. Es el caso de Canadá que resultó ser uno de los países con el indicador de intensidad energética más alto de aquellos que pertenecen a la OCDE; este resultado podría deberse a que Canadá tiene un territorio muy grande, su producción depende en gran parte de materias primas y su clima es muy frío. En contraste, Japón tienen un territorio menos amplio, en el que el desplazamiento de mercancías requiere de una menor utilización de energía, al mismo tiempo es un país con un clima más templado y la utilización de materias primas por unidad de producto es mucho menor que la de Canadá, lo cual contribuye a que la relación energética con la producción sea considerablemente menor. En sintonía con lo anterior la intensidad energética y petrolera de Canadá podría arrojar información que debe tomarse con las reservas que anteponen las restricciones arriba mencionadas.

Sin embargo, en términos generales, los indicadores de intensidad energética y petrolera ofrecen como ventaja que es fácilmente identificable el problema acerca de un resultado no esperado, observando por supuesto, las variaciones inusuales del crecimiento económico y las características geológicas de los territorios de los países.

Tal y como se enunció, se calculó la intensidad energética y la intensidad petrolera para los principales países consumidores en los últimos veinte años. Respectivamente se utilizó el consumo de energía primaria y de petróleo para el cálculo de ambas intensidades.

En particular la intensidad energética ha venido disminuyendo en los países desarrollados, y se puede sugerir que es una de las causas por las que el crecimiento de la demanda de energía primaria perdió dinamismo desde 1973 hasta 1983. Entre los países desarrollados destaca la evolución de la intensidad energética de los Estados Unidos que aunque disminuyeron el consumo de energía con relación a su PIB, mantiene un nivel por encima de otros países desarrollados (a excepción de Canadá) pues su intensidad energética ha variado de 3.04 en 1965 a 1.63 en 2005. Lo anterior es consecuencia del ritmo de consumo de petróleo de este país y que por mucho tiempo lo han colocado como el mayor consumidor de este recurso.

**Cuadro 1.2 Intensidad Energética, principales países consumidores de energía primaria (1965-2005) en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente por cada 1000 dólares de PIB Cte. 2003**

	Índice de Intensidad Energética (IIE)									Evolución Porcentual de IIE							
	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	65-70	70-75	75-80	80-85	85-90	90-95	95-00	00-05
Estados Unidos	3.04	3.25	2.90	2.59	2.15	2.04	1.95	1.74	1.63	7%	-12%	-12%	-20%	-5%	-5%	-12%	-7%
Canadá	3.92	4.23	4.03	3.92	3.71	3.40	3.46	2.98	2.90	8%	-5%	-3%	-6%	-9%	2%	-16%	-3%
Alemania	nd	nd	2.24	2.12	2.02	1.66	1.43	1.30	1.29	nd	nd	-6%	-5%	-22%	-16%	-10%	-1%
Francia	1.78	1.85	1.72	1.64	1.55	1.48	1.51	1.43	1.40	4%	-8%	-5%	-6%	-5%	2%	-6%	-2%
Italia	1.53	1.72	1.62	1.44	1.27	1.24	1.22	1.20	1.21	11%	-6%	-13%	-13%	-2%	-2%	-2%	1%
España	1.18	1.40	1.52	1.73	1.65	1.55	1.58	1.69	1.71	16%	8%	12%	-5%	-6%	2%	7%	1%
Reino Unido	2.27	2.21	1.86	1.69	1.53	1.36	1.27	1.14	1.08	-3%	-19%	-10%	-10%	-13%	-7%	-11%	-6%
Países Bajos	2.07	2.65	2.66	2.42	2.16	2.01	1.96	1.71	1.78	22%	0%	-10%	-12%	-7%	-3%	-15%	4%
Japón	1.05	1.14	1.07	0.94	0.83	0.77	0.82	0.80	0.77	8%	-7%	-14%	-13%	-8%	6%	-2%	-4%
México	1.35	1.37	1.52	1.65	1.76	1.80	1.83	1.71	1.74	1%	10%	8%	6%	2%	2%	-7%	2%
China	20.11	18.42	19.99	17.96	13.82	12.16	9.24	6.56	6.55	-9%	8%	-11%	-30%	-14%	-32%	-41%	0%
India	4.26	4.19	4.60	4.94	5.06	5.29	5.40	5.13	4.69	-2%	9%	7%	2%	4%	2%	-5%	-9%
Brasil	1.34	1.52	1.64	1.68	1.85	1.89	1.94	2.15	2.13	12%	7%	2%	9%	2%	3%	10%	-1%
Corea	1.27	1.72	1.89	2.30	2.16	2.33	2.64	2.74	2.65	26%	9%	18%	-6%	7%	12%	4%	-3%
Arabia Saudita	nd	3.64	1.38	1.84	3.83	4.32	4.29	4.52	4.74	nd	164%	25%	52%	11%	-1%	5%	5%
Irán	nd	nd	4.96	5.73	6.70	7.89	8.57	9.29	9.64	nd	nd	13%	14%	15%	8%	8%	4%

Fuente: Cálculos propios en base a datos de World Development Indicators 2005 para el Producto Interno Bruto Constante base 2000 y datos sobre consumo de energía primaria publicado en British Petroleum 2006.

En los países que aún se encuentran en vías de desarrollo y que se están industrializando se demanda más energía, el crecimiento del PIB per capita incrementa la demanda de automóviles elevándose así la intensidad y la elasticidad energéticas. Es el caso de Brasil, en donde la intensidad energética aumentó de 1.34 a 2.13 en los últimos 30 años; otros como la India mantuvieron su intensidad energética entre el intervalo de 5 barriles por cada

1000 dólares de PIB. Dentro de este grupo de países los pertenecientes a la OPEP como Arabia Saudita e Irán aumentaron su intensidad energética de 1.38 en 1975 a 4.74 en 2005 para el primero y de 4.96 a 9.64 para el segundo en el mismo periodo. Algunos autores atribuyen este aumento a los planes de industrialización, entre otros de refinación y petroquímica, sectores altamente consumidores de energía y por su característica ineficiencia energética, dada la abundante disponibilidad del recurso petrolero<sup>5</sup>. En el caso de México la intensidad energética ha variado poco y pasó de 1.35 en 1965 a 1.74 en 2005. China es un país con altas concentraciones de energía en su crecimiento económico; sin embargo, se puede sugerir que ha avanzado hacia la eficiencia energética pues ha disminuido considerablemente la utilización de energía en su crecimiento económico, en 1965 su intensidad energética era de 20.1 la cual disminuyó a 6.55 en 2005. Otro país que resulta altamente intensivo en energía es Rusia que hasta el 2005 mantuvo una intensidad energética de 15.7.

### ***1.2.1 Intensidad Petrolera.***

Durante los periodos de alto consumo de petróleo se supuso que existía una correlación positiva entre el consumo de petróleo y el producto interno bruto de los países, a esta relación se le denomina intensidad petrolera y se calcula de la misma forma que la intensidad energética pero considerando solamente el consumo de petróleo. Antes del incremento de los precios de los años setenta, el consumo de petróleo no era motivo de gran preocupación para las economías intensivas en el uso de este hidrocarburo. Durante los choques petroleros de 1973 y 1979, la política energética de los consumidores, sobre todo la de los países desarrollados cambia radicalmente a fin de ahorrar y sustituir el consumo de petróleo por otras fuentes energéticas, avanzando hacia lo que se conoce como la *eficiencia energética*.<sup>6</sup>

La disminución del crecimiento del consumo energético en los años setenta y ochenta, se basó fundamentalmente, en una mayor eficiencia en el uso de los hidrocarburos, lo cual se refleja en una menor intensidad petrolera, es decir que a una misma cantidad de PIB le corresponde cada vez menos requerimientos de petróleo.

---

<sup>5</sup> Véase por ejemplo el *Estudio de las relaciones entre la eficiencia energética y el desarrollo económico*, preparado por el Programa de Estudios de Investigación en Energía para la Sociedad Alemana para la Cooperación Técnica en Santiago de Chile en julio de 2003.

<sup>6</sup> Ibid

Como se puede observar en el cuadro 1.3, la intensidad petrolera aumentó a nivel global de 0.9 en 1965 a 1.34 en 2005. Esta evolución se da de manera desigual en los diferentes países, registrándose en países industrializados una variación de 0.92 en 1965 a 0.67 en 2005. De este conjunto de países desarrollados destaca Estados Unidos el cual se ubica en 1965 con el índice más alto dentro de los países desarrollados, 1.26 y baja a 0.65 en 2005, lo cual sugiere que existe un esfuerzo de este país por disminuir la dependencia petrolera. Los países europeos reducen su intensidad petrolera de 1.42 en 1965 a 0.99 en 2005, y Japón pasa de 0.62 a 0.37 en los mismos años. China aunque aumentó considerablemente su intensidad petrolera desde 1975 (4.04) ha disminuido a 1.45, todo ello como consecuencia de la disminución de energía empleada en sus actividades económicas. Nuevamente los países miembros de la OPEP considerados en esta muestra mantienen una intensidad petrolera alta en comparación con el resto de los demás países. En el caso de México se observa un aumento de la intensidad petrolera de 0.78 en 1965 a 1.04 en 2005.

**Cuadro 1.3 Intensidad Petrolera, principales países consumidores (1973-2005) en Barriles de Petróleo Crudo por cada 1000 dólares de PIB Cte. 2003**

	Índice de intensidad petrolera (IIP)									Evolución porcentual del IIP							
	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	65-70	70-75	75-80	80-85	85-90	90-95	95-00	00-05
Estados Unidos	1.26	1.37	1.31	1.14	0.88	0.81	0.74	0.67	0.65	9%	-4%	-13%	-23%	-8%	-9%	-9%	-3%
Alemania	0.00	0.00	1.00	0.88	0.71	0.60	0.58	0.51	0.49	0%	100%	-12%	-19%	-15%	-3%	-12%	-4%
Canadá	1.81	1.93	1.75	1.62	1.12	1.09	1.00	0.90	0.92	7%	-9%	-7%	-31%	-3%	-8%	-10%	2%
Francia	0.83	1.12	1.11	0.95	0.67	0.60	0.57	0.53	0.50	35%	-1%	-14%	-29%	-10%	-5%	-7%	-6%
Italia	1.01	1.24	1.17	0.98	0.78	0.75	0.72	0.64	0.61	23%	-6%	-16%	-20%	-4%	-4%	-11%	-5%
Japón	0.62	0.81	0.79	0.62	0.47	0.44	0.44	0.39	0.37	31%	-2%	-22%	-24%	-6%	0%	-11%	-5%
México	0.78	0.79	0.96	1.03	1.11	1.20	1.20	1.08	1.04	1%	22%	7%	8%	8%	0%	-10%	-4%
Reino Unido	0.86	1.05	0.84	0.68	0.59	0.53	0.49	0.40	0.38	22%	-20%	-19%	-13%	-10%	-8%	-18%	-5%
España	0.62	0.91	1.07	1.18	0.91	0.83	0.89	0.91	0.92	32%	18%	10%	-23%	-9%	7%	2%	1%
Países Bajos	1.44	1.60	1.30	1.27	0.91	0.92	0.90	0.82	0.87	10%	-19%	-2%	-28%	1%	-2%	-9%	6%
China	1.21	2.23	4.04	3.69	2.33	2.00	1.62	1.52	1.45	46%	81%	-9%	-37%	-14%	19%	-6%	-5%
India	1.01	1.26	1.30	1.52	1.60	1.58	1.60	1.70	1.52	20%	3%	17%	5%	-1%	1%	6%	11%
Brasil	0.90	1.05	1.14	1.02	0.91	0.93	0.94	1.05	0.97	14%	9%	-11%	-11%	2%	1%	12%	-8%
Corea	0.26	1.01	1.18	1.44	1.07	1.28	1.68	1.48	1.32	74%	17%	22%	-26%	20%	31%	-12%	11%
Arabia Saudita	nd	3.39	1.22	1.42	2.81	2.78	2.58	2.78	2.80	nd	-64%	16%	98%	-1%	-7%	8%	1%
Irán	nd	nd	nd	3.44	nd	4.55	32%	4.96	9%	nd	nd	32%	9%	7%	2%	-10%	-5%

Fuente: Cálculos propios en base a datos de Producto Interno Bruto constante base 2000 de World Development Indicators 2005 y datos sobre consumo de petróleo publicado en British Petroleum 2006.

De manera general, la importancia del petróleo como fuente energética ha disminuido. Sin embargo, algunos países, sobre todo aquellos que están en vías de desarrollo, son aun intensivos en el consumo de petróleo, otros aunque han disminuido su intensidad petrolera y energética, tienen un crecimiento económico muy alto por lo que su consumo de petróleo se encuentra todavía en niveles considerablemente altos, lo anterior puede constatarse en la evolución del consumo de petróleo el cual se verá más adelante en este mismo capítulo.

### ***1.3 Organización de la Actividad Petrolera***

Las características de los países en donde se inició la creación de un mercado petrolero fueron factores para que, en sus inicios, éste estuviera integrado verticalmente caracterizándose como un monopolio. Empero, hoy en día existen diferentes esquemas de organización que responden a intereses de todo tipo, tanto de los gobiernos como de las empresas que integran el mercado petrolero. Pero en esencia la actividad petrolera mantiene el patrón de organización que de manera general se describe en las siguientes líneas.

Esencialmente, la actividad petrolera está dividida en cinco etapas:

- *Exploración y Desarrollo,*
- *Producción,*
- *Transporte,*
- *Procesamiento y*
- *Distribución.*

Cada una de las etapas difiere en cuanto a los mercados que se configuran alrededor suyo y las necesidades de inversión varían notablemente en cada una de ellas.

La actividad exploratoria es la primera etapa y se confina a la búsqueda de crudo en aquellas áreas en donde la estructura geológica indica que existen depósitos de petróleo. Van der Linde (1991) menciona que la exploración de petróleo puede ser un asunto complicado técnicamente y se requiere cada vez de más capital conforme suceden dos acontecimientos: primero que los yacimientos de petróleo localizados en tierra se encuentren en una etapa avanzada de explotación y segundo que los yacimientos que pudieran incrementar el acervo de reservas se localicen en zonas de difícil acceso y perforación en tierra firme, y costa afuera (off-shore), a diferentes niveles de profundidad y complicación: por ejemplo, el golfo de Venezuela, el del Caribe y el Mar del Norte, son regiones con características muy diversas y ascendentes grados de complejidad técnica para

la exploración. Los depósitos costa afuera están localizados en el mar (aguas someras o aguas profundas), pueden encontrarse en aguas territoriales o en aguas fuera del territorio de los Estados petroleros. Las características de las áreas en las cuales se realice la inversión en actividades exploratorias es un punto clave en el incremento de los costos de toda la actividad petrolera. Cuando se lleva a cabo la exploración se corren altos riesgos porque el equipo requerido es de alta tecnología y su uso implica un monto de inversión elevado. Conforme los yacimientos de fácil acceso han sido explotados, la exploración se vuelve más costosa pues es necesario explorar en aguas someras y en aguas profundas o en construcciones geológicas complejas y de difícil acceso o penetración. En cuestiones de costo, el crudo considerado como extra-pesado y el que se encuentra en arenas bituminosas tiene ventajas sobre aquel que se encuentra en aguas profundas, lograr el acceso a este tipo de petróleo requiere de un amplio conocimiento técnico y geológico al que se tendría acceso con fuertes cantidades de inversión (los tipos de petróleo son descritos más adelante).

Generalmente la instalación de equipo para realizar la exploración, la perforación y la eventual extracción en aguas profundas implican costos que son considerablemente mayores a los que se tendrían si los depósitos se encontrarán en tierra firme. Este es un problema crucial al que se debe hacer frente ahora, pues existe la declinación acelerada de las reservas de petróleo en zonas de “fácil” acceso por lo que tarde o temprano se deberá considerar la exploración y explotación de pozos localizados en aguas profundas, lo cual implica un enorme costo al que PEMEX no puede hacer frente en las condiciones financieras en las que se encuentra.

Si la exploración no es exitosa y no se encuentra crudo, los costos no son recuperables, por lo que en esta etapa se corren altos riesgos que se toman sólo cuando se tiene amplia certeza de la presencia de yacimientos. No obstante, aun en el caso de hallazgos, y de manera previa al desarrollo del campo respectivo, se debe realizar la etapa de la evaluación técnico-económica, es decir la declaración de que en las condiciones corrientes y vigentes, en un futuro suficientemente largo, la realización del petróleo a los precios esperados generará las ganancias acordes con una tasa de retorno normal en la cual se incluye el riesgo. Solo resultados positivos en esta evaluación y con la declaratoria de factibilidad económica de la explotación, se procede al desarrollo de las reservas y posteriormente a su

explotación. De todas maneras las inversiones en exploración y desarrollo son cuantiosas y se consideran como “elevados costos hundidos irreversibles” y son objeto de análisis en el marco de desarrollos teóricos específicos.

La actividad contigua a la exploración es el desarrollo y se refiere a la instalación de la infraestructura necesaria para llevar a cabo la extracción de los campos encontrados. El desarrollo de los campos implica la perforación de grandes áreas en donde se instalan los pozos. Para que un pozo sea desarrollado, se requiere perforar con grandes taladros la superficie terrestre hasta llegar a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. Una vez realizada la perforación se instala una tubería revestida que es perforada para que el petróleo fluya por ésta hacia lo que se denomina *el pozo* y se extrae mediante una tubería de menor diámetro que en el lenguaje técnico de la ingeniería petrolera es conocido como *tubería de producción*. Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por el agua o el gas que acompañan al petróleo, éste ascenderá y fluirá por sí sólo. En este caso, se instala en la cabeza del pozo un equipo que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común es el llamado *balancín* el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hasta la superficie (Cooke J., 2006). Cada una de las etapas del desarrollo implica la utilización de diversos equipos y herramientas de altos costos y capital humano altamente especializado. Para simplificar, en el cuadro 1.4 del anexo se describen los equipos que son utilizados en las etapas de desarrollo de un campo petrolero.

La producción de petróleo se refiere a la extracción de los recursos en las zonas donde la actividad exploratoria aseguró la presencia de depósitos de petróleo y en las cuales se han desarrollado los campos. Cuando la extracción de crudo resulta exitosa los costos en los que se incurre para la extracción son recuperables sólo en el mediano o en el largo plazo. Las actividades de transporte se refieren básicamente a la instalación de oleoductos o gasoductos para el traslado del petróleo y del gas hacia las áreas de procesamiento. En estas áreas, el petróleo es sometido a procesos de refinación para la elaboración de productos como los mencionados en el cuadro 1.5 del anexo (usos del petróleo). En la parte inicial del oleoducto una estación de bombeo impulsa al petróleo y dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones que le permiten superar las



zonas de gran altura. El petróleo es también transportado en buques tanqueros sobre todo en aquellas regiones en donde no es posible instalar ductos que trasladen al crudo, estos buques están dotados de compartimientos y sistemas diseñados para el transporte de petróleo crudo y gas, este tipo de transporte es el más utilizado para el comercio mundial de petróleo.

La distribución se refiere a la manera en que los productos refinados del petróleo llegan y son vendidos a los consumidores finales, constituye el último eslabón de la cadena productiva e implica básicamente el comercio de los productos a cada una de las industrias y consumidores.

El mercado de petróleo está sujeto a condiciones diferentes en cada una de las etapas que lo componen. Sin embargo, aun cuando cada etapa posee sus propias características y sus propias condiciones de mercado, tales etapas están claramente interconectadas. Según Coby van der Linde (1991) “cuando los precios del crudo se incrementan, las actividades de exploración y de producción de petróleo se acrecientan mientras que las actividades de refinación y de petroquímica se restringen.”

La etapa de procesamiento se refiere a la refinación del crudo la cual se ha descrito en una sección previa. El concepto de refinación considera el aspecto que tiene que ver con la calidad del petróleo. La calidad del petróleo incide en los costos de refinación y suele clasificarse dependiendo del nivel de agua que contengan los yacimientos, ya que cuanto más agua contengan, mayores serán los costos para procesarlo.

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) estableció una metodología para clasificar el petróleo por grados que indican su calidad. De acuerdo con esta clasificación, el petróleo es considerado como ligero, medio o pesado. Conforme el Instituto, 10 grados API significa un crudo ligero, de 22 a 30 grados API se considera como un crudo medio o pesado. Las características físicas de un crudo liviano lo convierten en un artículo máspreciado y mejor cotizado ya que los crudos más pesados demandan procesos de refinación más costosos razón por la cual tiene cotizaciones más altas en el mercado petrolero internacional.

La calidad del petróleo es importante en términos de posibilidades de procesamiento y en términos de costos. Para el caso de México, esta clasificación es importante porque la mayor parte de la mezcla mexicana de exportación está compuesta por diferentes crudos

pesados, lo cual hace que se obtengan menores precios por su venta, ya que se cotiza a menor precio porque el proceso de refinación es más caro que el de los crudos ligeros.

### **Conclusiones al Capítulo 1.**

En resumen, la consideración de todos los aspectos aquí mencionados son relevantes pues han ubicado al petróleo como el elemento principal del abasto energético a nivel mundial y como materia prima para una cadena productiva y compleja que cubre prácticamente todas las ramas del sector manufacturero, los transportes y muchas más. Por estas razones el crudo tiene un carácter estratégico especial que no tienen otras de las materias primas de importantes flujos comerciales como el carbón, el café o los cereales, para mencionar sólo algunos. El petróleo tiene un alto contenido político al que los gobiernos colocaron particular atención, sobre todo después de la dramática entrada en escena de la Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEP, cuando en 1973 tomaron el manejo de la producción y comercialización del petróleo y se consagró desde entonces a la fecha como el actor determinante del equilibrio del mercado mundial del crudo, como se verá en el capítulo siguiente. Por la acción de la OPEP, y entre 1973 y 1979 se sucedieron los famosos choques petroleros los cuales provocaron una crisis mundial que hizo patente la dependencia de la estabilidad y crecimiento de las economías de los países desarrollados y, en general de la mundial, respecto de los precios del crudo y de los países que controlan los mayores volúmenes de producción y reservas. Su condición de recurso no renovable y su notable ingerencia en las actividades industriales, del transporte y en el quehacer diario de la sociedad, hicieron del petróleo un recurso estratégico para la mayoría de los países, tanto para aquellos que al poseer grandes yacimientos de petróleo en el subsuelo de sus territorios se volvieron exportadores especializados y basaron sus actividades económicas en éste, como para los que la presencia de este recurso energético fue indispensable en su desarrollo pues sirvió como un catalizador de las demás actividades económicas, adquiriendo para las naciones y sus gobiernos una importancia central.

En el debate sobre las perspectivas del petróleo, existen posturas que proponen que la disponibilidad del petróleo y demás recursos naturales, entrarán en una fase de agotamiento en base a que “el ciclo completo de producción de cualquier recurso no renovable, en

cualquier región o en el mundo entero, comienza con una producción que sube de cero hacia un máximo, puede haber varios máximos separados por declinaciones temporales; pero finalmente el ciclo se completa con una declinación larga y continúa hacia cero, vía la exponencial negativa.” (F.K. North, 1985).

Por otro lado, la contraparte del debate sugiere que las visiones sobre el agotamiento del petróleo “tienen una visión estática de la tecnología que no toma en cuenta el papel desempeñado por el progreso en la transformación de los recursos geológicos en reservas económicamente explotables.” (Appert Olivier, 2005).

En el próximo capítulo se analiza la evolución de las reservas de petróleo y cuán ciertas son las posturas mencionadas. se presenta la evolución del mercado internacional del petróleo y el peso de México en él para calificar el potencial del país.

## **Capítulo 2 El mercado internacional del crudo: un caso de mercado con limitada competencia; el papel de México en su funcionamiento.**

La aún notable dependencia de las economías respecto de los recursos energéticos provenientes del subsuelo es razón suficiente para establecer que, de las reflexiones presentadas en el Capítulo 1, se desprende un problema fundamental y prioritario en las agendas de gobierno: la disponibilidad de energéticos. Establecer cuán garantizada está la disponibilidad segura y económicamente aceptable de los energéticos, parte en primer lugar del conocimiento de la ubicación de las reservas y el acceso que a ellas tengan los inversionistas en cada una de las etapas antes mencionadas.

Desde el descubrimiento del primer pozo petrolero, por allá en las postrimerías del siglo XIX hasta 1973, el acceso de las inversiones privadas, especialmente capital de origen de los países desarrollados, era total, en la forma de diversos contratos de concesiones. Grandes multinacionales estadounidenses, británicas, francesas y holandesas, entre otras, controlaban los yacimientos, la producción y la transformación del crudo, en total integración vertical que de facto anulaba el mercado, pues el crudo se transfería de etapa a etapa del proceso de transformación y realización del crudo, a precios de contabilidad que nada tenían que ver con el valor de la materia prima. Los estados dueños de los recursos percibían regalías establecidas en las concesiones. Este panorama cambio, en un primer momento con la nacionalización de la industria petrolera mexicana y posteriormente con la creación de la OPEP en la década de los años sesenta lo cual abrió las puertas a cambios en las políticas de contratación petrolera y finalmente en 1973, cuando los países miembros de esta organización asumieron plenamente el manejo soberano de la industria.

Resulta complicado aseverar y comprobar cualquiera de las dos propuestas enunciadas al finalizar el capítulo anterior, sobre si el petróleo es un recurso cuya existencia es casi infinita, o si el mundo se encuentra a las puertas del fin de la era del petróleo. Siempre se alega que la innovación tecnológica permitirá su prolongamiento. Hoy, los altos precios del crudo y la preocupación sobre el calentamiento mundial, han revivido, por una parte, la búsqueda de fuentes energéticas alternativas y, por la otra, el desarrollo de tecnologías de ahorro más intenso. El debate de hoy rememora el de los años setenta e inicios de los ochenta, el cual se debilitó en la medida en la cual la baja de los precios del crudo y la estabilidad del mercado hicieron desaparecer los temores de su agotamiento.

La cuantificación de las reservas del crudo siempre ha resultado compleja y está sujeta no sólo a cuestiones de incertidumbre técnica y geológica, sino a factores políticos que hacen que las cifras de las reservas de hidrocarburos de cualquier país sea objeto permanente de polémicas. En efecto, en materia de seguridad al acceso de crudo no es suficiente saber que hay reservas y que se pueden extraer rentablemente. Es necesario además tener la certeza de que quien las posee no cambiará las reglas del juego sorpresiva e injustificadamente, ni por razones diferentes a las que rigurosamente hablando se deriven de las condiciones del mercado. La concentración de las reservas en unos cuantos países y la inestabilidad política en ellos son un ingrediente fundamental en la definición de la garantía de acceso al energético.

Este capítulo trata acerca de los actores más relevantes en el mercado petrolero y de cuáles son las variables a las que usualmente se alude cuando se habla de tal mercado. En la primera sección se menciona cuál es forma en que se clasifican las reservas de petróleo. La segunda trata sobre el mercado petrolero internacional, partiendo de la evolución de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y de los países más representativos. La tercera alude al papel de las reservas y de los países más representativos en torno a éstas. La cuarta sección trata sobre las condiciones de la oferta, la demanda y el intercambio global en el que la variación de los precios determinó su evolución.

### ***2.1 La clasificación de las reservas de crudo.***

El equilibrio básico del mercado petrolero mundial se determina por la *demanda y la oferta*. Sin embargo, antes de entrar en materia es conveniente mencionar que lo típico del mercado petrolero es que las reservas inciden primordialmente en la oferta de crudo porque depende en buena medida de su ubicación, calidad y del manejo que de ellas se haga en los diferentes esquemas fiscales y de producción puestos en vigencia con el transcurrir del tiempo.

El tema de las reservas es controversial porque es común que su estimación se base en razones políticas o económicas y no en comprobaciones geológicas. Las reservas de petróleo son parámetros que los organismos financieros internacionales utilizan para calificar la capacidad crediticia de las compañías petroleras, sean estatales o privadas, además los ingresos fiscales por petróleo sirven para evaluar la capacidad de crédito de los países. Tales razones inciden en que las compañías o los Estados petroleros reporten mayores reservas de las que realmente tienen o que la información resulte opaca y en poco tiempo las reservas probadas se reclasifiquen como probables o posibles. La falta de precisión sobre la cuantificación física de las reservas es inherente a la industria petrolera, es permanente y el margen de error puede aumentar hasta situaciones preocupantes, como ha ocurrido con la Shell (compañía anglo holandesa más importante en los últimos años) que en el 2005 recortó de un día para otro el 10 por ciento de sus reservas. De acuerdo con Sandri (2005), el problema de las reservas no se limita sólo a su cantidad, sino a su valor. Por ejemplo, la Securities and Exchange Comissions (SEC) organismo estadounidense encargado de reglamentar y regular las inversiones industriales y bursátiles internacionales, requiere que para calcular las reservas se tenga en cuenta el precio alcanzado a finales de año al cerrar las cuentas, pero algunas firmas utilizan para medirlas el precio medio previsto en el año para reducir el efecto de la volatilidad de las cotizaciones. Las reservas son una medida clave de la salud de las compañías petroleras y el anuncio de alguna sobrestimación de las reservas puede provocar caídas en las acciones y la confianza de los gestores de dichas compañías.

Sea como sea, las revisiones han sido últimamente cada vez más frecuentes. Además de Shell, la lista es larga. En el 2004 las firmas BP, El Paso, Vintage, Forest Oil, Nexen, Baytex, Pen West Petroleum sacudieron al mercado al recortar sus estimaciones desde el

2.5% hasta el 32.3%. Las reservas probadas pasaron de repente a ser nada más que probables o incluso posibles. En algunos casos fue debido a aspectos técnicos, en otros casos a exceso de optimismo, por llamarlo de alguna manera. En algún caso, hubo mala fe. Una investigación interna llevada a cabo por Shell en abril de 2005, descubrió que un empleado de la compañía había enviado un mail en el que decía "estar hastiado de mentir" para hinchar las reservas de gas y petróleo de su empresa. El caso acabó con la dimisión del presidente Philip Watts y una multa de 150 millones de dólares.<sup>7</sup>

En resumen la percepción que se tenga de la cantidad de reservas existentes, dará la pauta para que se mantenga una tendencia de producción capaz de soportar el crecimiento esperado del consumo de petróleo o provocará que los gobiernos tomen medidas de ahorro de petróleo o que se desarrollen nuevas tecnologías en la búsqueda de alternativas energéticas.

Siguiendo a Barbosa (2002) la disponibilidad de petróleo está sujeta a la posibilidad de extraer los recursos fósiles que se encuentran en el subsuelo. Los recursos son todas aquellas regiones subterráneas en donde los estudios geológicos indican que existe algún depósito de petróleo o de hidrocarburos. En general, se denomina recurso al total de la acumulación de petróleo en el lugar. Debido a la dificultad de acceso y dependiendo de la profundidad en que se encuentren localizados, los depósitos no necesariamente son explotables. Sólo cuando las condiciones económicas, geológicas y tecnológicas son las adecuadas y se puede extraer el petróleo a un costo accesible.

Para las compañías petroleras los recursos fósiles son clasificados como reservas. La relación entre reservas y recursos se denomina factor de recuperación y se refiere a la fracción recuperable del total del recurso en el sitio (Abreu, 2004).

Dependiendo del grado de acceso, las reservas se clasifican en probadas, probables o posibles. Existen dos métodos para estimar las reservas, el cuadro 2. 1 describe la clasificación de las reservas cuando se usa el método determinístico y se lleva a cabo cuando la única y mejor estimación se hace basada en datos geológicos, de ingeniería y económicos, conocidos y razonablemente completos (Abreu, 2004).

---

<sup>7</sup> Véase: *El drama infinito de las reservas de petróleo en* <http://www.crisisenergetica.org/article.php>

**Cuadro 2. 1 Reservas probadas, probables y posibles.**

<i>Clasificación de Reservas de Petróleo</i>	
Reservas probadas	Son aquellas cantidades de petróleo crudo que los datos geológicos y de ingeniería de producción demuestran, con certeza razonable, ser recuperables en el futuro de los yacimientos conocidos, bajo las condiciones económicas y operativas existentes, i.e precios y costos a la fecha de estimación.
Reservas probables	Se clasifican así porque existe insuficiente información geológica. Se requieren de mayores estudios exploratorios, no existen muestras del subsuelo tomadas en la perforación, además se requiere de instalaciones de recuperación secundaria (inyección de agua) o terciaria (inyección de gases como el nitrógeno) pero el proyecto no se encuentra en operación.
Reservas posibles	Las reservas se clasifican como posibles cuando los volúmenes estimados están basados en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las clasificadas como probables del mismo yacimiento

Fuente: Barbosa Fabio (2002), *Situación de las reservas y el potencial petrolero de México*. PUE.

El segundo método de estimación es el denominado probabilístico, en el que los datos geológicos, económicos y de ingeniería se usan para generar un rango de estimaciones con sus probabilidades asociadas (Abreu, 2004). Cuando las estimaciones de reservas se hacen por este método: una reserva es probada cuando hay una probabilidad mínima de 90 por ciento que efectivamente se obtenga el total de lo estimado. La denominación de reserva probable se usa cuando hay una probabilidad mínima de 50 por ciento de que se obtenga el total de lo estimado. Por último, la definición de reserva posible se usa cuando la probabilidad de extraer el total de lo estimado es de por lo menos un 10 por ciento.

Ninguno de los dos conceptos de reservas pueden considerarse como estáticos o permanentes. Sin embargo, es común asumir que las únicas que pueden ser extraídas en un tiempo considerablemente corto son las reservas probadas, ya que su explotación sólo requiere de los trabajos de desarrollo, ya presentados. La información geológica, la tecnología, y las condiciones económicas y políticas del presente, son los aspectos que brindan a las reservas probadas la posibilidad de ser o no comercialmente recuperables. Esa viabilidad de extraer las reservas probadas bifurca este concepto en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas (Puyana et al,1997). Cuando las reservas probadas ya pueden ser extraídas y transportadas, se dice que son desarrolladas. Si existe la certeza razonable de que son reservas probadas, pero si aún no se ha instalado la infraestructura necesaria para extraerlas, se dice que son reservas probadas no desarrolladas (Barbosa, 2002).



Cuando las reservas son clasificadas como *probables* su recuperación requiere instalaciones de recuperación secundaria (inyección de agua) o terciaria (inyección de nitrógeno o de bióxido de carbono) pero el proyecto no se encuentra en operación. Los procesos de recuperación de crudo son elementos importantes a considerar porque cada uno de ellos requiere de amplios montos de capital, que deben ser analizados mediante evaluaciones de costo beneficio a fin de asegurar la viabilidad financiera de los proyectos. Mediante la innovación tecnológica, previo a la aplicación de cuantiosas inversiones, la variación económica y los cambios regulatorios, es posible que las reservas probadas sean incrementadas, ya sea porque las reservas probables y posibles de petróleo sean reclasificadas o porque las reservas probadas puedan ser desarrolladas gracias al incremento del factor de recuperación.<sup>8</sup>

Hasta aquí, se ha hecho hincapié en las reservas de petróleo consideradas como *convencionales*, pero cabe señalar que existen reservas denominadas como *no convencionales*.

Se clasifican como petróleos no convencionales los siguientes: (Abreu, 2004)

1. Los *crudos extrapesados*, que pueden ser bombeados y refinados como un crudo convencional, pero son más densos, contienen más azufre y metales pesados y necesitan procedimientos especiales de refinación para obtener combustibles utilizables.
2. Las *arenas bituminosas*, cuyo petróleo puede ser recuperado por minería superficial o técnicas de recolección in situ.
3. Los *esquistos petrolíferos* que requieren para su explotación enormes movimientos de tierra y consumo de agua.

La magnitud de los petróleos no convencionales es muy amplia en algunos países y algunos han tenido la probabilidad de incrementar sus reservas probadas mediante el

---

<sup>8</sup> Tradicionalmente se distinguen tres mecanismos de extracción de hidrocarburos: la recuperación primaria, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. La primaria se refiere al drenaje natural de los yacimientos y no requiere de ninguna acción exterior. El desplazamiento de hidrocarburos se lleva a cabo a través de diferentes presiones contenidas en el medio poroso de las rocas y el fondo de los pozos de producción. En la recuperación secundaria se utiliza principalmente la inyección de agua para desplazar al aceite hacia los pozos de producción. Con la misma función que la inyección de agua, la recuperación terciaria implica la inyección de gases que requiere un conjunto de procesos térmicos, biológicos y químicos; véase *Recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos*. México, PUE-UNAM, 1986

aumento de sus inversiones en innovación tecnológica para desarrollar este tipo de petróleo. Como ocurrió en Canadá, país que es un gran consumidor de petróleo y que hasta 1982 era importador de ese energético. Grandes inversiones y adelantos tecnológicos le permitieron a este país reclasificar parte de sus reservas de petróleo no convencional localizado en arenas bituminosas, como reservas probadas. Lo anterior es una muestra de lo relativo que puede ser la percepción en torno al tema de las reservas, que debe de ir acompañada de una visión de largo plazo en donde se tome en cuenta no sólo el nivel de reservas probadas sino las características tecnológicas, económicas y regulatorias de los países o de las empresas que están a cargo de la política petrolera y que en el tiempo es posible reclasificar reservas probables o de petróleo no convencional en reservas probadas geológica, técnica, económica y políticamente explotables. Hasta ahora se ha puesto de relieve las particularidades de las reservas porque son un tema fundamental en la dinámica del mercado petrolero. Antes de presentar cuáles son los principales poseedores de reservas, así como la evolución que este indicador ha tenido en los países más importantes, es conveniente presentar cuál es la evolución del grupo más importante en cuanto a la posesión de reservas y que conforman la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).

## ***2.2 El Mercado Petrolero Internacional y el papel de la OPEP. La ruta hacia la creación del mercado petrolero mundial.***

Las características geológicas, económicas y tecnológicas en todo el mundo conformaron alrededor del petróleo un mercado complejo en el que interactúan actores diversos. El petrolero fue un mercado que no existió como tal sino hasta después de 1973. Antes de ese año sólo siete compañías internacionales: Standard Oil of New Jersey (denominada Exxon desde 1973); Socony Mobil Oil; Standard Oil of California; Gulf Oil; Texaco; Royal Dutch Shell y British Petroleum, conocidas como las Siete Hermanas, dominaban la producción de petróleo. Como menciona Puyana et al (1997), “las grandes compañías producían en función de sus propias necesidades, gracias a la integración vertical que habían consolidado.”<sup>9</sup> Estas compañías tuvieron el control en las esferas de exploración, desarrollo, producción, comercialización y distribución de petróleo y pudieron mantener los

---

<sup>9</sup> La integración vertical se refiere a la forma en que las empresas articulan hacia delante y hacia atrás las cadenas de producción, desde la producción de materias primas hasta las operaciones de venta y distribución. Véase Grossman (2005), *Organización Industrial*, México, UNAM.

precios bajos no sólo por lo reducido de sus costos de producción, sino como estrategia para captar mayor mercado y desplazar al carbón como principal fuente energética, así como minimizar el efecto competitivo de algunas empresas petroleras que se desarrollaban en el mercado petrolero soviético (Puyana, et al, 1997; Ruiz Caro, 2001).

En la gestación del mercado petrolero, cuando las Siete Grandes dominaban la industria, la comercialización se hacía en función de un *precio de referencia* que sólo servía para el cálculo de las regalías y los impuestos que las compañías pagaban a los “Estados anfitriones”.<sup>10</sup>

En 1960 se conformó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), por los países poseedores de las mayores y más lucrativas reservas del mundo. Esta organización está integrada hasta 2006 por once miembros: Venezuela en América; Indonesia en Asia; Argelia, Libia y Nigeria en África; y Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Irán, Kuwait y Qatar en el Medio Oriente. La OPEP nació con el objetivo de condicionar y de unificar las políticas de los países petroleros miembros, buscando dos objetivos centrales. El primero el de revalorizar el crudo a través de la elevación de los precios del petróleo en los mercados internacionales y el segundo el de minimizar el poder que las multinacionales tenían para explotar el crudo a velocidades poco convenientes para los intereses de la OPEP, a los cuales se reconocían regalías muy reducidas a partir de precios establecidos, como se dijo antes, muy lejos del valor del recurso y de los costos marginales de producción. En el año 2005, dentro de los veinte países más importantes en posesión de reservas de petróleo (en la jerga de las publicaciones especializadas denominados los TOP-20) se encuentran casi todos los países que pertenecen a la OPEP, sólo Indonesia se encuentra fuera del TOP-20, ese grupo de países ostenta el 74.7 por ciento de las reservas mundiales totales.

Teóricamente la OPEP se instauró como un cártel cuyas características debían ser la de limitar el alcance de los demás productores en el mercado. La intención del cártel era modificar radicalmente la situación prevaleciente y resultante de los regímenes de propiedad de estos países, que antes de 1973, permitían que empresas foráneas extrajeran el recurso a cambio del cobro de una renta que se establecía con precios fijados a

---

<sup>10</sup> Se llama Estados anfitriones (Host Country) a aquellos que establecen contratos con empresas extranjeras para que el petróleo pueda ser extraído, en el contrato se establecen los lineamientos a seguir para el pago de renta, compuesta por las regalías y los impuestos.

conveniencia de las compañías y no por los Estados petroleros.<sup>11</sup> Este hecho, fue uno de los principales motivos por las que la OPEP actuó para revalorizar el petróleo y ejercer efectivamente el poder de mercado que les confería el ser los dueños del recurso y tener en sus territorios las estructuras productivas, muchas de las cuales se nacionalizaron a partir de 1973, por ejemplo en Venezuela y en los países árabes (Puyana et al, 1997). A este respecto Maldonado (2005) menciona que en 1973 y ante expectativas de precios muy bajos, los precios cotizados comenzaron a ser interpretados como precios de referencia fiscal y fueron fijados por los gobiernos *unilateralmente*, de esta forma se inició el uso implacable de un mecanismo que era reflejo del ejercicio de la soberanía generalizada de los Estados miembros de la OPEP y que se conoció como la etapa de *impuestos confiscatorios*.<sup>12</sup>

La etapa de las nacionalizaciones por miembros de la OPEP es otro hecho fundamental en el cambio de la dinámica del mercado petrolero internacional, “en algunos países de la OPEP los impuestos petroleros estaban confiscando más del 90 por ciento de los ingresos de las compañías multinacionales. Libia nacionalizó en 1971 el total de las operaciones de British Petroleum y un 51 por ciento de las de Occidental Petroleum, en 1973 nacionalizó todas las restantes. Igualmente lo hizo Argelia en 1971 con el 51 por ciento de los intereses franceses. El Shah de Irán nacionalizó el Iranian National Oil Company e Irak nacionalizó la Iraq Petroleum Company. Kuwait lo hizo en 1975 y Venezuela en diciembre de 1975. En 1976 los socios de la ARAMCO llegaron a un acuerdo de vender sus posesiones a Arabia Saudita” (OPEP Brief, 2004:5).

A partir de 1973 los países de la OPEP afectaron el sistema existente para gradualmente instaurar un sistema de precios oficiales, determinados de común acuerdo con los países productores miembros del cártel (Puyana et al. 1997:29). Algunos autores advierten que el comportamiento de la OPEP en cuanto al movimiento de los precios es una relación casuística de los hechos que se dieron en 1973 relacionados con la desaparición de la renta petrolera por la expulsión de las compañías a quienes se les cobraba la renta. Las multinacionales eran el capital arrendatario y los Estados de la OPEP eran los propietarios;

---

<sup>11</sup> Desde el punto de vista microeconómico hay dos tipos de cártel, el de colusión abierta y el de colusión cerrada. Entre la gran diversidad de servicios que un cártel puede ofrecer a sus miembros, hay dos de capital importancia: la fijación de precios y la repartición del mercado. Véase Gould J. (2002), *Teoría Microeconómica*. FCE, México.

<sup>12</sup> El DOE y la literatura fiscal definen a los impuestos confiscatorios como la herramienta tributaria mediante la cual los Estados buscan hacerse de una parte muy grande de la actividad económica. Véase *Glosario en términos de tax planning y del sector offshor*, en línea, [www.ahorrotributario.org](http://www.ahorrotributario.org)

al desaparecer el capital arrendatario las preguntas cruciales que surgen son: ¿Qué hace una organización de terratenientes sin una relación con un capital arrendatario? ¿A quién se le cobra la renta?, es en este sentido que desaparece de la OPEP la concepción de *Estudios rentistas* y aparece una nueva conducta: la de ejercer el control de la producción. (Maldonado, 2005)

Hasta 1981, la OPEP fungió como el actor más relevante en la fijación de precios a nivel internacional. La relativa facilidad que los países miembros de la OPEP tenían para fluctuar el nivel de su oferta les daba el poder de afectar los precios. La inelasticidad de la demanda otorgó un amplio margen de acción para ejercer ese poder de mercado. Mediante la reducción de su producción, la OPEP no sólo mantenía un precio alto del crudo, también propició que otros productores ganaran participación en el mercado al revalorizar reservas que a los bajos precios anteriores no eran rentables. Es por ello que a partir de 1981, la producción No OPEP superó la producción de los países de la OPEP, con una característica de extrema importancia en el mercado petrolero: algunos países de la OPEP pueden producir y suministrar enormes cantidades de petróleo manteniendo parte de su *capacidad productiva subutilizada*.<sup>13</sup> De acuerdo con Puyana (2000), la subutilización de la capacidad productiva fue la forma de regular el mercado porque evitaba los choques de precios altos y asumía los costos de los precios bajos. Los súbitos incrementos de los precios de los años setenta están asociados a este fenómeno. Cuando los precios subieron los márgenes de subutilización eran muy reducidos y lo mismo ocurrió con la caída de los precios en los años ochenta, en donde la subutilización de la capacidad instalada era más bien amplia. En el pasado, los países miembros de la OPEP asumieron ese papel de reguladores del mercado.

En la década de los ochenta, el precio fijado por la OPEP fue eliminado como el de referencia y se instauró como precio de referencia el *netback* que como característica principal tiene que es fijado por los consumidores y no por los productores. Como es de suponerse, se presentó una baja del precio internacional del crudo. Ante este hecho y con la

---

<sup>13</sup> La hipótesis detrás del rebase en la producción que los productores No OPEP hicieron a los de la OPEP, es que estos últimos tienen la intención de agotar las reservas de los países productores menos eficientes en la industria petrolera. Esto es así porque la estructura de costos que enfrentan los países fuera de la OPEP es mucho más elevada, por lo que son menos eficientes en la producción de crudo.

estrategia de la OPEP por mantener estable el precio, comienza la asignación de cuotas a los países miembros.

La asignación de cuotas de producción y la fijación de un precio unitario fueron los mecanismos mediante los cuales la OPEP sirvió como regulador del mercado. Sin embargo, los miembros de la OPEP difícilmente pudieron mantener sus compromisos como consecuencia de tres elementos esenciales que debilitaron los mecanismos que le confirieron el poder de mercado a la organización:

- A) *La OPEP perdió la capacidad de fijar el precio: el precio de referencia no fue considerado como óptimo por todos los miembros de la organización, este mismo precio se apartó demasiado del precio de mercado y fue tomado por los productores no pertenecientes a la OPEP incrementado así su participación en el mercado.*
- B) *La OPEP perdió la capacidad de manipular la oferta. La disminución de la oferta de la OPEP propició que perdiera participación en el mercado. Los miembros de la organización se indisciplinaron en cuanto al cumplimiento de cuotas insertándose en una etapa de competencia hacia adentro y hacia fuera del grupo lo cual coadyuvó a incrementar más la producción.*
- C) *La dependencia financiera de los países productores respecto de los ingresos provenientes del petróleo los impulsó a incrementar las ventas externas a fin de aliviar la balanza de pagos. (Puyana et al, 1997)*

Esos factores fueron determinantes para que la organización desistiera en su papel de regular los precios. La asignación de cuotas a los países miembros de la OPEP de poco sirvió para regular el mercado ya que éstas no fueron cumplidas. Desde la década de los ochenta “la incapacidad de la OPEP para actuar como ancla de los precios y asumir el costo de la valorización de crudo, presionaron a la baja el precio internacional” (Puyana, 2006:66). El país más importante en cuanto a la regulación del mercado, Arabia Saudita, desistió su papel de *swing supplier* priorizando el incremento de la producción con el fin de obtener mayores ganancias vía volumen ante los bajos precios. El incremento de la producción de Arabia Saudita indujo a que los precios se mantuvieran relativamente bajos durante un período relativamente prolongado. La tendencia a la baja de los precios permaneció hasta la década de los noventa con algunos repuntes en 1988 y 1991.

En 1987 se inaugura el sistema *cesta de precios*, el cual consiste en un promedio del precio de siete tipos de crudo producido por la OPEP. En el año 2000 se instaura el mecanismo de banda de precios en que la OPEP debería restringir la producción cuando los precios cesta alcanzaran niveles por debajo de la banda inferior (22 dólares) y ampliar la

producción cuando los precios superaran el umbral superior (28 dólares). En el 2003, el precio cesta de la OPEP cruzó el umbral superior de los 28 dólares y desde entonces la OPEP nunca ha activado su mecanismo de sistema de bandas. En el 2005 se rompió el record histórico desde que el sistema de bandas fuera establecido con un precio de 52 dólares por barril (OPEP, Brief: 2004)

La posibilidad de incrementar la producción, en un período relativamente corto, unas semanas, es un aspecto relevante del mercado petrolero internacional. En el orbe petrolero, y por la magnitud de los recursos invertidos en la exploración y desarrollo, varios centenares de dólares por campo incluso por pozo, la mayoría de los países producen al 100 por ciento de su capacidad instalada, sólo pocos países tienen la posibilidad de mantener una parte de su capacidad productiva subutilizada. Esos países están localizados dentro de la OPEP y ante eventuales y súbitos incrementos en la demanda de crudo o restricciones en la oferta de otros países, son los únicos que pueden cubrir los requerimientos de crudo a nivel internacional. El excedente de capacidad lo crearon los países de la OPEP en los años setenta cuando recortaron la producción para elevar los precios. Así, Arabia Saudita, por ejemplo recortó su producción de 8.6 millones de barriles al día en 1974 a 7.2 millones de barriles al día en 1975, lo que implicó una reducción en su producción del 6 por ciento. El gráfico 2.1 incluido en el anexo, muestra la evolución de la participación de la OPEP en la producción mundial de petróleo.

Actualmente (2007) existe en el mercado petrolero una tendencia de alza de precios. Es probable que existan razones coyunturales detrás del incremento de los precios, pero algunos analistas atribuyen el reciente repunte de los precios del petróleo más a cuestiones estructurales que a cuestiones cíclicas. El haber mantenido los precios bajos en la década de los noventa generó restricciones de capacidad productiva de largo plazo, ya que no se realizaron oportunamente las inversiones necesarias para responder a los incrementos sostenidos de la demanda, los cuales se satisficieron, a partir de 1985, básicamente con aumentos en la producción de la OPEP, razón por la cual aumentó su participación en la oferta mundial (Horsnell, 2004). Tales restricciones, crearon las condiciones para que la oferta de crudo se mantuviera estancada, forjándose así un problema de carácter estructural. El crecimiento de la demanda ha agudizado este problema.

La oferta de petróleo es inelástica, en virtud de los altos costos de la inversión requeridos para ampliar la capacidad productiva y por el largo tiempo en el cual se realizan las etapas previas a la puesta en marcha de la producción, alrededor de 8 años. Por esta razón la respuesta de la oferta a la escalada de precios, es en el corto plazo muy escasa y limitada a intensificación del uso de la capacidad instalada en producción o a la entrada de la capacidad no utilizada. Este último recurso sólo lo disponen algunos países, como Venezuela y Arabia Saudita en 1999 y en el 2005 sólo este último. Además de Arabia Saudita, a finales de noviembre de 2006 la capacidad subutilizada se extendió a seis países más, miembros de la OPEP: Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Libia, Irán y Qatar. La capacidad subutilizada de estos países ascendió a finales de 2006 a dos millones quinientos noventa y cinco mil barriles diarios, para tener un punto de comparación, algunos miembros de la OPEP tuvieron el aforo para dejar de producir aproximadamente el 70 por ciento de lo que México produjo diariamente en 2006, o el 150 por ciento de lo que produjo Brasil (OPEP Brief, 2004).

### ***2.3 El Papel de las reservas: ¿dónde están y quién las posee?***

De acuerdo con las cifras mundiales de reservas probadas de petróleo crudo publicadas por las organizaciones especializadas más reconocidas, International Energy Agency de la OCDE, la Information Energy Agency del Departamento de Energía de los Estados Unidos, la British Petroleum (BP) en su Boletín de la Energía Mundial 2006 y la OPEP, entre otras, se pueden hacer tres consideraciones importantes. Primero, la gran concentración de las reservas en el Medio Oriente el cual dispone en su subsuelo de las dos terceras partes de las reservas mundiales totales, manteniendo así lo que ya es una constante: el Medio Oriente como eje de gravitación de las reservas mundiales de petróleo crudo. Segundo, que las regiones del mundo consideradas de mayor industrialización como Europa, algunos países de Asia y por supuesto los Estados Unidos, en el 2005 apenas cuentan con el 30 por ciento de las reservas mundiales totales. Según las fuentes señaladas y más concretamente los informes de la BP y OPEP de 2006, en 1969 las reservas mundiales de petróleo ascendían a quinientos treinta mil millones de barriles de las cuales el 63 por ciento se localizaban en el Medio Oriente. Y tercero, que se han ampliado las reservas probadas a pesar del gran consumo. En el 2006, las reservas probadas mundiales ascendieron a mil doscientos ocho miles de millones de barriles (1,208 mmb), mientras que en 1969 fueron cercanas a los



seiscientos mil millones de barriles, lo cual indica que las reservas probadas se han más que duplicado a pesar del crecimiento de la demanda mundial. Del total de reservas probadas actuales, más el 61.8 por ciento se situaron en el Medio Oriente.

Otra consideración adicional es la concentración de las reservas en algunos de los países miembros de la OPEP, los cuales detentan en su territorio más del 70 por ciento de las reservas totales de crudo. Dentro de ese grupo de países, Arabia Saudita detentaba en 1969 el 37 por ciento de las reservas pertenecientes a la OPEP, es decir, aproximadamente unos ciento cincuenta mil millones de barriles; en el 2005 las reservas de este país ascendieron a doscientos sesenta y cuatro mil millones de barriles, lo cual indica un crecimiento de las reservas probadas de crudo para este país de más del 40 por ciento. Analizando la evolución de las reservas de los demás países pertenecientes a la OPEP se puede constatar que sólo Indonesia no ha incrementado el nivel de sus reservas, o al menos no en la misma proporción en la que lo han hecho los demás países miembros. Nigeria, por ejemplo, aumentó su participación en las reservas de la OPEP de 1.3 por ciento a 4 por ciento entre 1969 y 2005, además de esta ganancia en la proporción de la OPEP, el ritmo de crecimiento de sus reservas ha sido el más dinámico de toda la organización y prácticamente se sextuplicó al pasar de 5 mil millones de barriles en 1969 a poco más de 35 mil millones de barriles en el 2005, un crecimiento de más de 600 por ciento. Irak, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela son los otros países miembros de la OPEP que incrementaron el nivel de sus reservas en más de 300 por ciento. Irak incrementó el nivel de sus reservas de 27 mil 500 millones de barriles a 115 mil millones; Emiratos Árabes Unidos de 17 mil a 97 mil 800 millones de barriles y Venezuela de 14,750 a casi 80 mil millones de barriles en todo el periodo (1969-2005). Los incrementos de las reservas probadas de estos países explican el crecimiento de las reservas en la OPEP de 391 mil millones de barriles a 896 mil millones de barriles entre 1969 y 2005, es decir, una tasa de crecimiento de 129 por ciento.

No sólo los países miembros de la OPEP y del Medio Oriente han aumentado sus reservas probadas de crudo. Otras regiones como la del Oeste de Europa elevaron considerablemente las reservas probadas. Tal incremento se debió principalmente al incremento de las reservas de Rusia y de Kazajistán que juntos detentan 114 mil millones de barriles, el 10 por ciento de las reservas mundiales totales. Fuera de la OPEP, sólo Rusia detenta reservas mayores al 6 por ciento como porcentaje de las reservas mundiales totales.

Otro caso interesante es el de los Estados Unidos que en 1969 almacenaba en su subsuelo el 7 por ciento de las reservas mundiales totales, en 2005 este porcentaje disminuyó a tan sólo 2.12 por ciento. De poco más de treinta y ocho millones que Estados Unidos tenía como reservas probadas en 1969, registró en 2005 veintiséis millones, lo cual implica un decrecimiento de 31.8 por ciento en todo el periodo. Un caso que hay que mencionar es el de Brasil. Si bien las reservas de este país tienen poco peso en el total de las reservas mundiales (0.57 por ciento), el crecimiento de sus reservas es notable. Entre 1980 y 2005, Brasil incrementó sus reservas en más de 700 por ciento, en veinticinco años sus reservas pasaron de mil trescientos millones de barriles a once mil setecientos millones. Algunos autores atribuyen el notable crecimiento de las reservas de Brasil al cambio en el modelo de organización petrolera de este país, el cual fue modificado en 1997 y planteó las bases para la asociación estratégica con empresas extranjeras. La modificación de la ley permitió la incorporación de la inversión privada en más de 20 mil millones dólares desde 2000 hasta 2004 y la investigación y desarrollo en aguas profundas (Shields, 2004).

En el caso de México existió un incremento muy importante de las reservas entre 1969 y 1981 de más de 900 por ciento, pasando de cinco mil millones de barriles a más de cincuenta y siete mil barriles. El curioso incremento de las reservas en más de 600 por ciento en el año de la devaluación (1976), sirvió para que algunos autores argumentaran “que el gobierno utilizó la información de las reservas de petróleo crudo como un instrumento de endeudamiento y crecimiento económico, que coincidió con la utilización del precio de este hidrocarburo como instrumento para financiar las actividades productivas, básicamente de la manufactura” (García 1999: 44). De acuerdo con este autor, a nivel internacional se sugirió que el petróleo sería la base del desarrollo de los países industrializados, y México, al igual que los demás países productores, explotaron su capacidad de producción y la información sobre sus reservas para lograr intercambios internacionales que fueran favorables a sus objetivos nacionales (García 1999).

Pero desde 1982 y hasta 2005 el nivel de las reservas de México cayó considerablemente: a menos 76 por ciento en todo ese periodo, lo que dio como resultado que las reservas probadas mexicanas se ubicaran en el 2005 en trece mil setecientos millones de barriles. Cabe mencionar que el deterioro de las reservas probadas no se debió a una acelerada explotación del crudo, sino que existió una reclasificación en 1998 y 2002

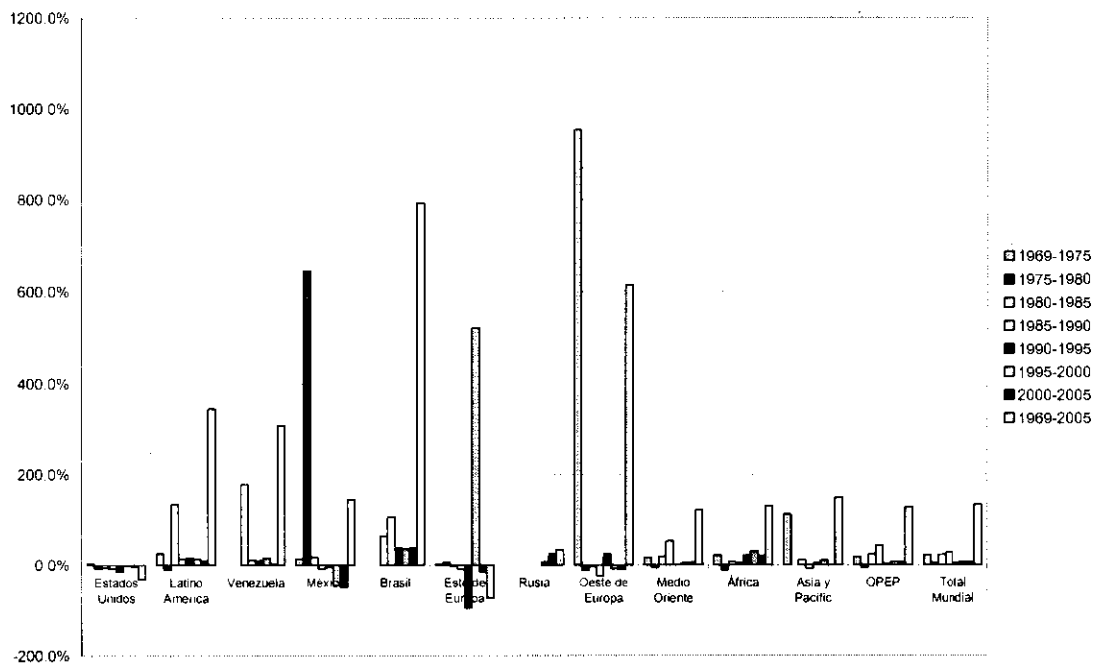
de la cual se habla más adelante. El siguiente cuadro muestra la evolución que las reservas han tenido en las regiones y en los países mencionados en millones de barriles, asimismo se presenta un gráfico con las tasas de crecimiento y otro con las distribuciones porcentuales de las reservas de petróleo en las distintas regiones del mundo.

**Cuadro 2. 2 Evolución de las reservas probadas de petróleo por regiones (1969-2005) en millones de barriles anuales**

	Finales de 1986	Finales de 1996	Finales de 2005	Finales de 2006	Porcentaje del Total
OPEP (con Irak)	644.4	806.5	914.5	914.6	75.7%
OPEP (sin Irak)	643.0	802.8	905.5	905.5	74.9%
Estados Unidos	35.1	29.8	29.9	29.9	2.5%
México	54.9	48.5	13.7	12.9	1.1%
Venezuela	55.5	72.7	80.0	80.0	6.6%
Brasil	2.4	6.7	11.8	12.2	1.0%
Federación Rusa	n/a	n/a	79.1	79.5	6.6%
Europa	76.8	82.6	145.2	144.4	12.0%
Medio Oriente	536.7	672.2	742.7	742.7	61.5%
Total Mundial	877.4	1049.0	1209.5	1208.2	100.0%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy; Junio de 2006 y Reporte Anual de la OPEP (2005)

**Gráfico 2. 3 Evolución de las tasas de crecimiento de las reservas probadas de petróleo (1969-2005)**

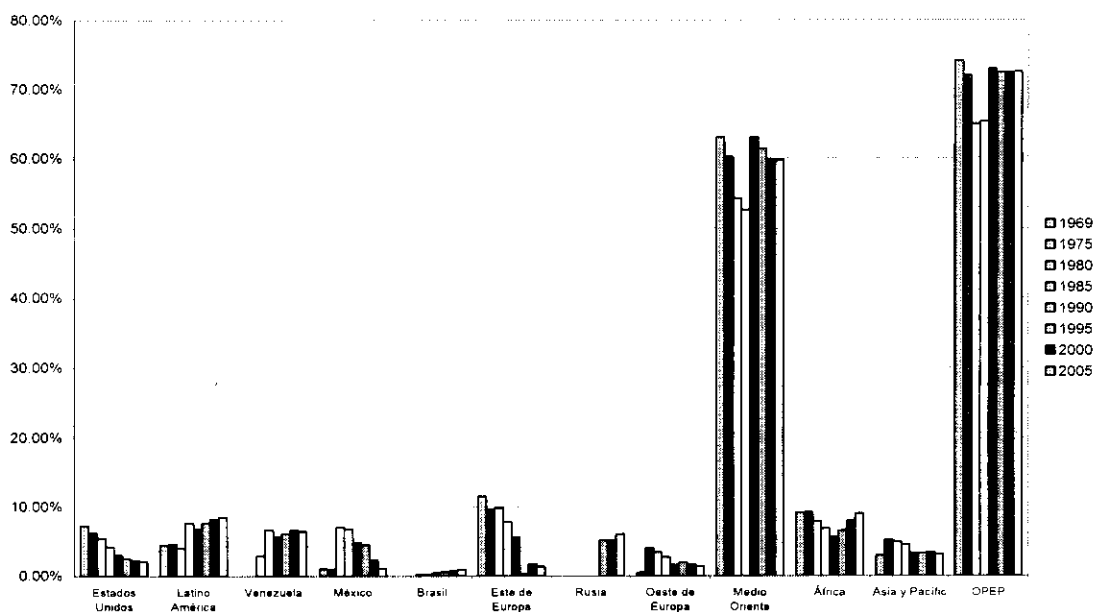


Fuente: BP Statistical Review of World Energy; Junio de 2006 y Reporte Anual de la OPEP (2005)

Se puede observar que el nivel de las reservas a nivel global se ha incrementado considerablemente y que ese incremento no ha sido generalizado en cada una de las regiones en donde se encuentran las reservas de crudo. En todo el periodo, sólo en Estados Unidos y en el Este de Europa las reservas obtuvieron una tasa negativa de crecimiento. El crecimiento global de las reservas de petróleo entre 1969 y 2005 ascendió de 527 millones a más de un billón de barriles, una tasa de 134 por ciento.

Algunos autores sugieren que el aumento de las reservas probadas de crudo es una consecuencia de las constantes reclasificaciones ocasionadas por las innovaciones tecnológicas, y que no se debe a nuevos descubrimientos. El incremento de las reservas de petróleo se debe sobre todo a que los complejos descubrimientos y explotaciones de crudo suelen caracterizarse por una incertidumbre inicial, sobre todo porque las condiciones geológicas e hidrológicas de las primeras etapas del descubrimiento no permiten el acceso al crudo directamente. En etapas posteriores se desarrollan técnicas y procedimientos que permiten el desarrollo de los campos y su eventual reclasificación, dándose así una reciasifieación y un inminente crecimiento de las reservas probadas de crudo (Morehouse, 1997).

**Gráfico 2. 4 Evolución de la distribución porcentual de las reservas probadas de petróleo (1969-2005)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy; Junio de 2006 y Reporte Anual de la OPEP (2005)

## ***2.4 Análisis del Mercado Petrolero Mundial***

Una característica tanto de la demanda como de la oferta de petróleo es que tienen elasticidades precio e ingreso muy bajas en el corto plazo, que crecen en el tiempo.<sup>14</sup>

A lo largo de su historia el mercado petrolero ha tenido cambios importantes en cada una de las variables que lo determinan: oferta, demanda y precios. En esta sección se presenta el análisis de las principales variables del mercado petrolero, comenzando por la evolución de las reservas, la de la capacidad productiva y la del consumo. Finalmente se hace el análisis de la evolución de los precios contemplando los factores que inciden en esta variable del mercado petrolero internacional.

### ***2.4.1 Trayectoria de la oferta***

Del lado de los oferentes se encuentran los países que poseen las reservas de petróleo e hidrocarburos, que extraen a través de compañías petroleras que destinan grandes capitales para explorar, encontrar y desarrollar las reservas. A través de innovaciones tecnológicas logran bajar los costos de la exploración y es posible buscar petróleo en regiones que décadas atrás parecían imposible de alcanzar. Las compañías pueden ser de capital público, privado o mixto.<sup>15</sup>

Del lado de la demanda se encuentran todos los países del mundo, incluyendo los productores. De manera general, el nivel de la demanda depende de las características económicas, políticas, sociales y de los factores demográficos de cada país. Estos elementos hacen que la demanda sea diferente de país a país y se modifique en el tiempo.

Algunos países, como Estados Unidos, son importantes productores, pero enfrentan una demanda de crudo superior a la que su producción puede satisfacer, tal carencia es cubierta por el petróleo que está disponible en el mercado internacional con los consecuentes costos que implican las importaciones de crudo. En el otro extremo se encuentran aquellos países, Arabia Saudita es un ejemplo, que son grandes productores de petróleo especializados en ello, en los cuales el crudo es un producto típicamente exportable, cuyo destino final es el mercado internacional y con excedentes que se consumen en el mercado doméstico. En

---

<sup>14</sup> La elasticidad busca medir el impacto de las variaciones de la demanda o la oferta dadas diversas variaciones de los precios y del ingreso. Una elasticidad baja significa que incrementos (o decrementos) en los precios impacta muy poco en la cantidad que se ofrece o que se demanda.

<sup>15</sup> Cabe mencionar en esta parte introductoria que si la producción es llevada a cabo por compañías privadas o internacionales, el Estado asigna el cobro de impuestos y regalías como contraprestación a la extracción del recurso. Más adelante se da una explicación acerca de las modalidades de los contratos entre las compañías petroleras y los Estados anfitriones.

medio de estos países se encuentran aquellos que abastecen con producción propia su demanda interna y mantienen excedentes de diferente proporción para exportar. Regularmente estos países producen al límite de su capacidad productiva y en el mercado internacional son, al igual que los importadores netos, tomadores de precios, ese es el caso de México y hasta cierto punto Estados Unidos. No obstante, un proceso de recesión aguda y prolongada de las economías de los países desarrollados, y en el presente de China, deprimiría los precios, por las dificultades de la oferta de cortar producción.

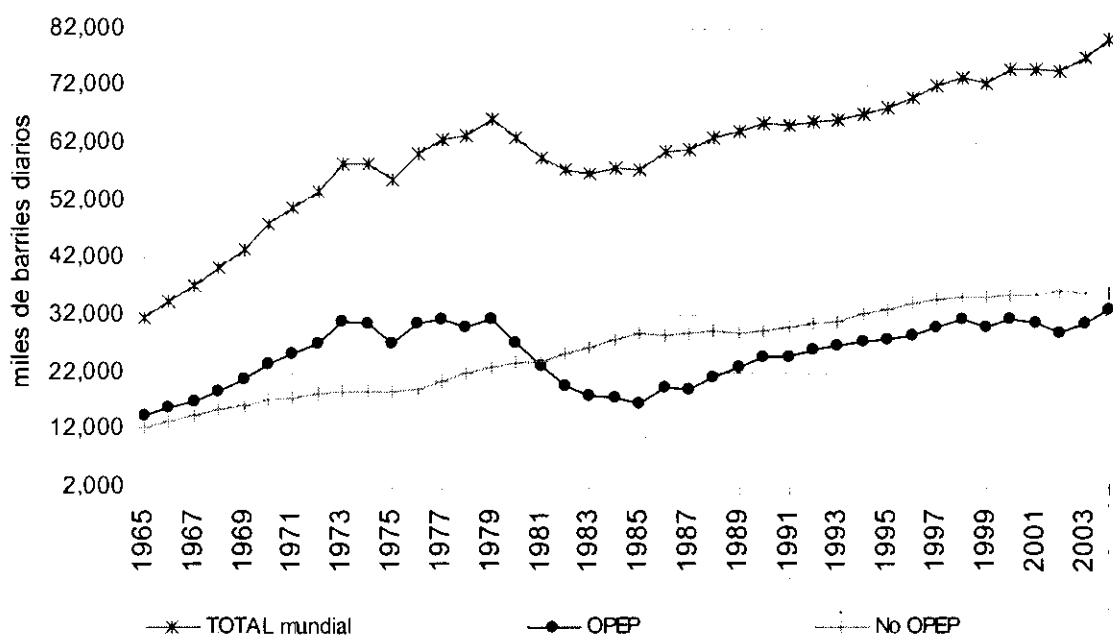
De manera general, el poder de mercado en cualquier industria está determinado por el grado que se ejerce sobre las decisiones de ésta, relacionadas con la capacidad de producción y la posibilidad de influir sobre el nivel de precios. En el mercado petrolero y en el largo plazo, la capacidad de producción es un elemento necesario más no suficiente para asegurar el poder de mercado. La capacidad productiva incide en el mercado petrolero en el corto plazo, pero en el largo plazo sólo un nivel considerable de reservas de petróleo económicamente desarrollables y explotables, permite mantener altos niveles de producción y por lo tanto la posibilidad de mantener poder en el mercado.

#### ***2.4.1.1 Evolución de la producción***

Hablar de la oferta de crudo a nivel mundial nos remite a considerar cuáles son los principales productores dentro del mercado petrolero internacional. Para darle orden a la exposición partiremos de un hecho histórico fundamental del mercado petrolero, el del primer choque petrolero en 1973, cuando los precios del crudo crecieron estrepitosamente y que, como vimos, se atribuyó a la política adoptada de revalorizar el crudo por parte de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP). Como también vimos, esta organización nació a principios de los sesenta y una década después reconfiguró su política a fin de recuperar los ingresos provenientes del crudo que hasta el momento detentaban las grandes compañías petroleras internacionales.

En sentido general los altos precios del crudo produjeron importantes cambios en el ámbito petrolero internacional, tanto por el lado de la oferta como del lado de la demanda de hidrocarburos, como se ve en el gráfico 2. 5

**Gráfico 2. 5 Evolución de la producción de petróleo y peso de la OPEP, 1965-2004**



Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

Es notable el crecimiento de la producción entre 1965 y 1974, de 31 a 58 millones de barriles en el período. A partir de 1974 y luego del primer choque de precios, se desacelera, casi detiene el crecimiento y responde a la inelasticidad de la demanda con el nuevo incremento del precio hacia 1976. Los dos choques de precios y el tiempo transcurrido condujeron a la reactivación de la producción a partir de 1985, como se ve en el gráfico 2.6

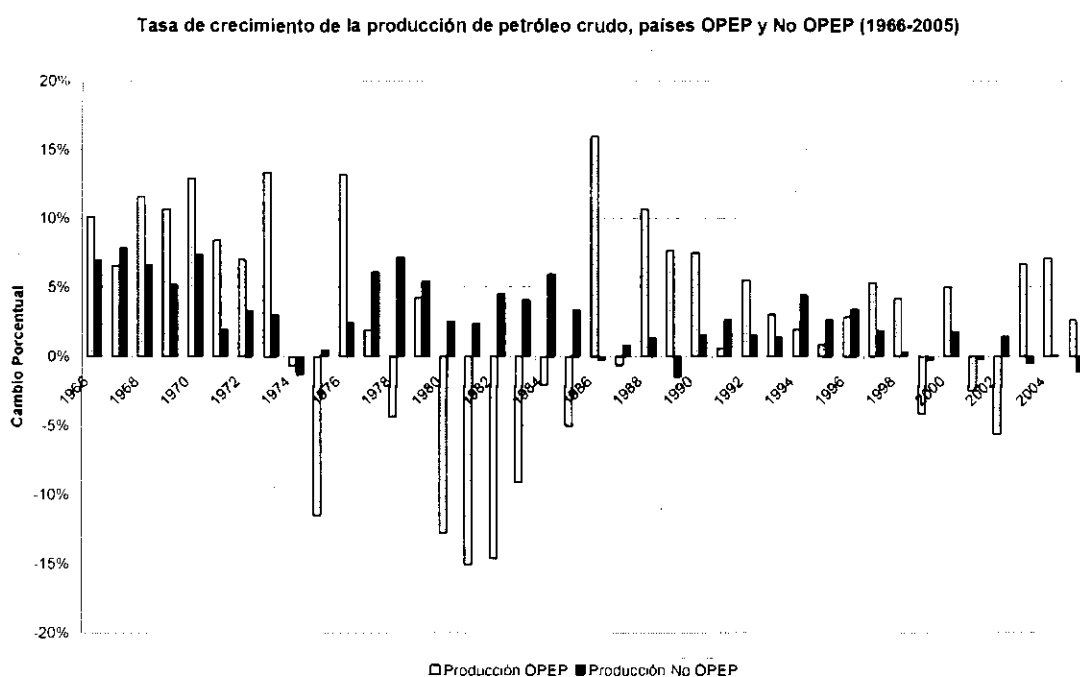
Por el lado de la oferta, cobró auge la exploración y explotación de nuevas áreas petroleras, lo que propició el surgimiento de otros productores-exportadores que gradualmente desplazaron el lugar de la OPEP y de otros productores de sus mercados tradicionales.

Entre 1973 y 1985 la producción de la no OPEP se incrementó en casi 54 por ciento, al pasar de 18.9 a 28.7 millones de barriles diarios, bajo el estímulo que representaban los altos precios, mientras que la producción de la OPEP se redujo en 39 por ciento en igual periodo, sobre todo al inicio de los años ochenta, cuando se contrajo de 30.8 a 16.7 millones de barriles diarios y creó de esta forma la formidable capacidad instalada no usada de 14,1

millones de barriles diarios, con la cual aseguró su poder de manejar los precios y ser ancla de cotizaciones.

Al inicio de este periodo la producción mundial de crudo ascendió a casi 50 millones de barriles diarios la cual decreció en los dos años siguiente llegando a producirse 45 millones de petróleo crudo en 1975. La producción se recuperó paulatinamente hasta llegar nuevamente a niveles de más de 50 millones de barriles diarios hasta 1979. Los ritmos de esos movimientos de la oferta de mercado se ilustran en el gráfico 2.7.

**Gráfico 2. 6 Evolución porcentual de la producción de petróleo OPEP y No OPEP.**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy; Junio de 2006 y Reporte Anual de la OPEP (2005)

El segundo choque petrolero entre 1979 y 1980 es otro elemento que resultó de los cambios en los volúmenes de crudo puestos en el mercado mundial. En efecto, ante la inelasticidad de la demanda, la OPEP recurrió a los recortes adicionales ya mencionados y anuló los incrementos de la oferta global que se habían recuperado luego de 1975, especialmente por el incremento de la oferta No OPEP, entre ellos México, Canadá y el Mar del Norte, a finales de los años setenta. De 1980 a 1983 la producción decreció en 3 por ciento alcanzando nuevamente niveles cercanos a los 45 millones de barriles diarios.

Los complejos equilibrios políticos dentro del grupo de países árabes de la OPEP desatados por la Guerra entre Irán e Irán condujeron a un drástico cambio en la estrategia



de Arabia Saudita. Este país fue el que en mayor medida redujo su oferta y acumuló capacidad instalada no utilizada. Como se ve en el cuadro 2.3, de producir más de 10 millones de barriles diarios en 1980 pasó a sólo extraer algo más de 3 millones en 1985, asumiendo plenamente la función de estabilizar las cotizaciones y asumiendo para ello un alto costo financiero. Esa política tuvo un abrupto fin en 1986, cuando en una estrategia que se ha considerado una forma de debilitar a Irán, elevó la producción e indujo la caída de las cotizaciones. A partir de ese año Arabia Saudita abandonó el rol de proteger los precios y ha ejercido más bien la de estabilizarlos en una banda moderada, que no implique inflación. Esta acción de la evolución de los precios marca un nuevo periodo de declinación y de nuevos desafíos para los productores dentro y fuera de la OPEP. Dentro de la organización, entre 1985 y 1998 la producción se incrementó significativamente, elevándose su participación en la producción petrolera mundial de 36 por ciento a 47 por ciento en ese periodo. En contraste la producción fuera de la OPEP perdió dinamismo y su participación de la producción mundial pasó de 63 por ciento a 54 por ciento entre 1985 y 1998.

**Cuadro 2. 3 Principales países productores de crudo a nivel mundial, millones de barriles diarios y tasas de crecimiento (1973-2005)**

	Producción en millones de barriles diarios								Tasas de Crecimiento						
	1973	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	73-75	75-80	80-85	85-90	90-95	95-00	00-05
<b>Ranking 2005</b>	m/bd	M/bd	M/bd	M/bd	M/bd	M/bd	M/bd	M/bd							
<b>Arabia Saudita</b>	7.69	7.22	10.27	3.60	7.11	9.13	9.51	11.04	-6.2%	42.3%	-64.9%	97.3%	28.5%	4.2%	16.0%
<b>Rusia</b>	8.66	9.92	12.12	10.90	10.40	6.29	6.54	9.55	14.4%	22.2%	-10.0%	-4.6%	-39.6%	3.9%	46.1%
<b>Estados Unidos</b>	10.95	10.01	10.17	10.58	8.91	8.32	7.73	6.83	-8.6%	1.6%	4.0%	-15.7%	-6.6%	-7.1%	11.7%
<b>Irán</b>	5.91	5.39	1.48	2.21	3.27	3.74	3.82	4.05	-8.8%	-72.5%	49.1%	48.3%	14.5%	2.0%	6.1%
<b>México</b>	0.53	0.81	2.13	2.91	2.98	3.07	3.45	3.76	53.5%	164.1%	36.8%	2.2%	3.0%	12.6%	9.0%
<b>China</b>	1.08	1.55	2.12	2.50	2.77	2.99	3.25	3.63	43.7%	37.1%	18.2%	10.7%	7.7%	8.8%	11.5%
<b>Canadá</b>	2.11	1.74	1.76	1.81	1.97	2.40	2.72	3.05	-17.9%	1.7%	2.7%	8.4%	22.2%	13.3%	12.0%
<b>Venezuela</b>	3.46	2.42	2.23	1.74	2.24	2.96	3.24	3.01	-29.9%	-8.0%	-21.7%	28.7%	31.9%	9.5%	-7.2%
<b>Noruega</b>	0.03	0.19	0.53	0.82	1.72	2.90	3.35	2.97	490.6%	179.4%	55.9%	108.5%	69.2%	15.3%	11.3%
<b>Emiratos Árabes Unidos</b>	1.46	1.70	1.75	1.26	2.28	2.36	2.63	2.75	16.5%	2.9%	-27.8%	81.2%	3.5%	11.2%	4.8%
<b>Kuwait</b>	3.08	2.13	1.76	1.13	0.96	2.13	2.10	2.64	-30.8%	-17.6%	-35.9%	-14.5%	121.0%	-1.2%	25.6%
<b>Nigeria</b>	2.06	1.79	2.06	1.50	1.87	2.00	2.16	2.58	-13.2%	15.4%	-27.2%	24.7%	6.8%	7.9%	19.7%
<b>Argelia</b>	1.11	1.00	1.14	1.15	1.35	1.33	1.58	2.02	-9.8%	13.6%	1.1%	17.1%	-1.5%	19.0%	27.7%
<b>Irak</b>	2.02	2.27	2.66	1.43	2.15	0.53	2.58	1.82	12.5%	17.0%	-46.4%	50.8%	-75.3%	387.1%	29.5%
<b>Reino Unido</b>	0.01	0.03	1.66	2.68	1.92	2.75	2.67	1.81	282.0%	4841.4%	60.9%	-28.3%	43.3%	-3.0%	32.2%
<b>Brasil</b>	0.17	0.18	0.19	0.56	0.65	0.72	1.27	1.72	2.3%	5.6%	197.9%	16.1%	10.5%	76.6%	35.5%
<b>OPEP</b>	30.90	27.17	27.25	28.73	29.27	33.15	35.54	35.41	-12.1%	0.3%	5.4%	1.9%	13.2%	7.2%	-0.4%

<b>No OPEP</b>	18.90	18.74	23.58	20.06	24.63	27.65	31.39	33.84	-0.9%	25.8%	-14.9%	22.8%	12.3%	13.5%	7.8%
<b>Mundial</b>	58.46	55.82	62.95	57.47	65.47	68.10	74.94	81.09	-4.5%	12.8%	-8.7%	13.9%	4.0%	10.0%	8.2%

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum. De 1973 a 1980 los datos de Rusia corresponden a todo el bloque soviético, a partir de 1985 los datos corresponden a la Federación Rusa.

Luego de los descensos significativos de 1979 a 1985, en el periodo de 1986 a 1998 la oferta mundial de crudo se incrementó en casi 40 por ciento. Más del 60 por ciento del incremento de los niveles productivos de ese periodo correspondió a los productores miembros de la OPEP. No obstante, luego de 1998 el ritmo de crecimiento de la oferta mundial volvió a contraerse y sólo creció a un 10 por ciento hasta el año 2000. En los cinco años posteriores el crecimiento de la producción mundial ya sólo fue de 8 por ciento. Una característica destacable de este periodo es que la OPEP obtuvo un decrecimiento en sus niveles de oferta de 0.4 por ciento. En contraste y aunque menor que en el periodo anterior, los productores fuera de la OPEP incrementaron su oferta en casi 8 por ciento. Aquí es posible inferir que la estrategia de la OPEP acerca de disminuir el nivel de las reservas de los países no miembros sigue vigente. Esto es así, porque como hemos visto la capacidad productiva de algunos países miembros de la OPEP se encuentra subutilizada, no obstante han permitido que la oferta de países no miembros los desplace de la producción mundial con la firme intención de expulsar a los productores menos eficientes y adquirir en el largo plazo mayor poder en el mercado.

En lo que respecta a la clasificación de los mayores productores de petróleo se han registrado cambios importantes (ver cuadro 2.3). En el inicio del choque petrolero de 1973 los Estados Unidos fueron el país que líder en la producción con más de 10 millones de barriles diarios. La producción de la entonces Unión Soviética era de más de 8 millones y la de Arabia Saudita de más de 7 millones, los cuales ocupaban el segundo y tercer lugar respectivamente como productores de crudo. En los años ochenta los Estados Unidos dejan de ser el máximo productor de petróleo y comienza la supremacía del bloque soviético, que perduraría hasta la década de los noventa. Desde la segunda mitad de los años noventa y hasta 2005 el máximo productor de crudo en el mundo es Arabia Saudita, es interesante observar que en el periodo que va de 1973 a 1975 la producción de este país disminuyó en 6.2 por ciento, mientras que en el periodo de 1975 a 1980 la tasa de crecimiento de este país se incrementó en 42 por ciento, para luego caer nuevamente en 64 por ciento en 1985. El periodo 85-90 es el periodo en el que Arabia Saudita registró la mayor tasa de crecimiento de su producción de crudo al ubicarse en poco más de 97 por ciento. Entre 1990 y 2000, el

ritmo de crecimiento de la producción de este país disminuyó considerablemente al registrar tasas de 28 y 4 por ciento respectivamente. Para el periodo 2000-2005, la tasa de crecimiento se recuperó levemente y se ubicó en 16 por ciento.

Por otro lado, la pérdida de dinamismo de los Estados Unidos se registró sobre todo en los periodos 73-75, 85-90, 90-95 y en el año 2000. En el año más reciente la producción de crudo estadounidense se recuperó levemente pero aun está lejos de la producción que alcanzó a principios de los setenta.

En el caso de México, se puede señalar que existió una expansión acelerada de la producción desde el inicio del periodo en 1973 la que concluyó hacia el periodo 85-90. Debido al descubrimiento y desarrollo de campos gigantes en el sureste de México la tasa de crecimiento de la producción fue muy grande en el periodo de 75-80, de poco más del 160 por ciento. Entre 1985 y 1995, la producción diaria de petróleo fluctuó alrededor de los 3 millones de barriles diarios, y creció a una tasa de entre 2 y 3 por ciento. Hacia la segunda mitad de los noventa, luego de la crisis de 1994-1995 la producción se expandió nuevamente y se pasó de una producción de 3.07 millones de barriles diarios en 1995 a 3.45 millones de barriles diarios en 2000 que paulatinamente se incrementó hasta alcanzar en 2005 una producción de 3.7 millones de barriles diarios. El petróleo mexicano ha jugado un papel anticíclico de equilibrio macroeconómico que permite la expansión de los ingresos fiscales y mantener los equilibrios externos y el gasto público.

En 2006 la producción de crudo de México tuvo un decremento, por primera vez en treinta años, algunos autores como Adrián Lajous (2006) sugieren que es probable que se haya alcanzado el pico de la producción total de petróleo de México, por lo menos en los campos en producción y muy especialmente el de Cantarell. Esta sugerencia está basada, en buena parte, en que la producción del campo más importante de México, Cantarell, ha entrado en su etapa de declinación. De acuerdo con datos de PEMEX exploración y producción, Cantarell contribuyó hasta 2004 con más del 60 por ciento de la producción nacional total, en ese año la producción de Cantarell fue de 2.16 millones de barriles diarios. En el 2006 la producción de este campo declinó hasta 1.77 millones de barriles diarios, lo cual significó una baja de 33 por ciento.

Siguiendo con Lajous, Cantarell jugó un papel determinante y creciente en la determinación del perfil productivo de México: “ahora, al declinar, seguirá marcando de

manera ineludible la trayectoria de la producción total. Va a ser extraordinariamente difícil sustituir con otras fuentes su aportación decreciente” (Lajous, 2006:12)

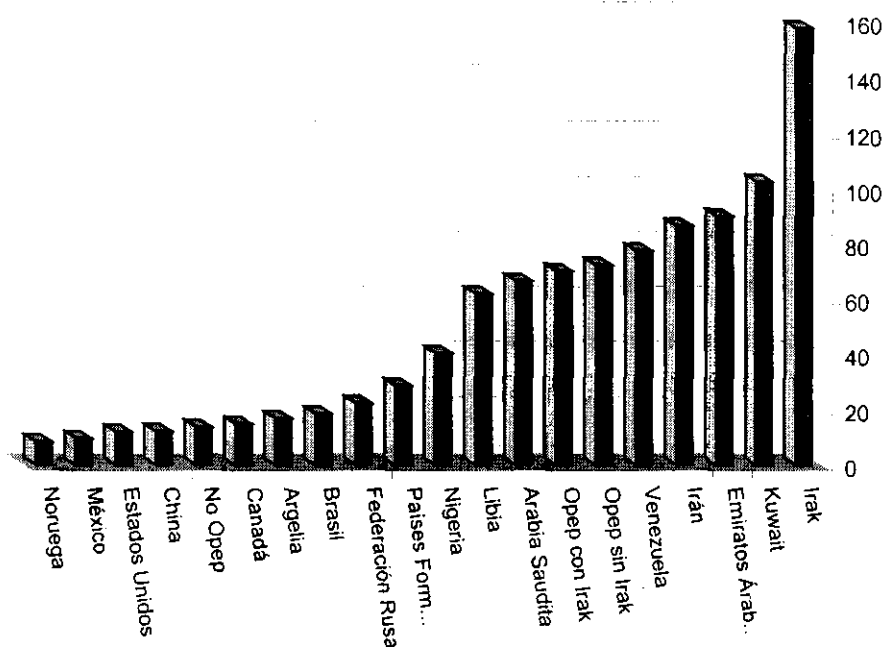
#### **2.4.1.2 La vida útil de las reservas.**

Al relacionar las reservas probadas con la producción anual, es posible obtener un indicador sobre la duración de las reservas, de mantenerse el mismo ritmo de extracción. Se debe advertir que este indicador tiene algunas limitaciones porque no toma en cuenta el dinamismo de la innovación tecnológica o de los niveles de producción, los cuales al cambiar sus patrones de evolución podrían propiciar ya sea una reclasificación de las reservas probadas de crudo o una disminución de los ritmos de extracción, incrementando así el valor de la razón *reservas probadas/ producción anual*.

Considerando los datos publicados por la British Petroleum, y de acuerdo con la relación entre *reservas/producción anual*, las reservas probadas de petróleo de los países de la OPEP alcanzan para producir petróleo aproximadamente 80 años. Mientras que el horizonte que brinda este ratio para los demás países productores es de apenas 17 años. Este hecho, y que la OPEP abastezca el 45 por ciento del consumo mundial, con todo y que es superado por la producción de otros países, sugiere no sólo que en el largo plazo existiría una dependencia de la demanda mundial de petróleo hacia esa organización, sino que insinúa un rápido agotamiento de las fuentes de petróleo ajenas a la OPEP.

En el caso de México, este ratio arroja que dadas las condiciones actuales en las que se desenvuelve la producción de crudo mexicano y el nivel de sus reservas, se tiene petróleo para 10 años. Como puede observarse en el gráfico 2.7 , la duración de las reservas al ritmo de producción actual ubica a los países de la OPEP como los de mayor duración de sus reservas. Sin embargo, el caso de Irak comprueba que este parámetro puede llevarnos a conclusiones inexactas. La situación de inestabilidad por la que atraviesa Irak propició un descenso de su producción y debido a que el nivel de sus reservas es muy amplio, la relación reservas/producción indica más de 160 años de duración de su crudo, no obstante la relación disminuirá inevitablemente una vez que la producción de ese país se recupere. Los países que pertenecieron al bloque soviético como Kazajstán y Azerbaiyán, tienen también una relación alta de reservas/ producción, aproximadamente de 80 y de 40 años respectivamente. Una explicación más amplia sobre la relación entre reservas y producción se presenta en el capítulo cuatro de este trabajo.

**Grafico 2. 7 Relación reservas/producción en el 2006.**



Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

Es necesario recalcar que esta es una aproximación analítica y estática, que indica *ceteris paribus*, la disponibilidad de crudo actuales y no considera los factibles nuevos descubrimientos ni los cambios en la dinámica de la oferta y la demanda derivable de cambios tecnológicos. Si a principios en los años setenta se consideraba que de crecer al mismo ritmo la extracción, ver gráfico 2.5 y cuadro 2.3, consideración que, entre otras razones, propició la acción de la OPEP de tomar el control de la producción y extracción de crudo, entre el primer choque petrolero y 2003, los países de la OPEP produjeron 400 mil millones de barriles de crudo y lograron no sólo renovar esas reservas, sino incrementarlas duplicándolas entre 1985 y 2004 cuando ascendieron a 900 mil millones de barriles.

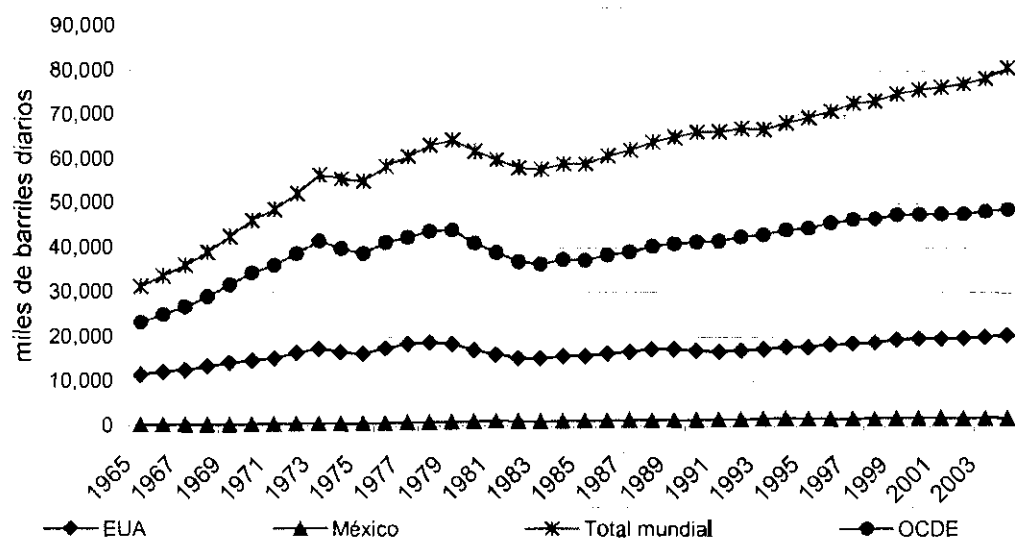
#### **2.4.2 La demanda de crudo.**

Por otro, la demanda está determinada por el crecimiento de las economías, su estructura y el nivel del ingreso; los cambios tecnológicos llevan al ahorro de energía por unidad de producto, pero el crecimiento del PIB per cápita induce un mayor consumo de energía. Así, por ejemplo, los choques petroleros llevaron al diseño de vehículos automotores de mayor rendimiento (más kilómetros por litro de gasolina), pero el superior ingreso per cápita indujo la adquisición de vehículos más pesados y de menor rendimiento, que incrementó

tanto la intensidad de viajes, como el número de personas que los hacen y las distancias que recorren son más largas. La demanda de crudo es una variable determinada por varios elementos y la determinación de su trayectoria fácil de explicar ex post, pero de muy compleja predicción. La variable fundamental en la determinación del ritmo y dirección de la demanda es el crecimiento de la economía de cada país y de la global. En la medida que los países se desarrollan y pasan a etapas más complejas de industrialización, se avanza hacia estructuras productivas menos intensivas en el uso de energía, pero el consumidor final puede consumir más en el hogar: más aparatos electrodomésticos, más viajes, más servicios, más automóviles. Como se comentó, los avances tecnológicos, por una parte buscan el ahorro de energía por unidad de producto, pero por la otra crean nuevos métodos de satisfacción de las necesidades humanas, muchas de ellas con instrumentos movidos por energía: baste imaginarse cómo se ha transformado en la historia de las sociedades modernas la necesidad de transporte humano y de bienes. O cómo el cambio en el modelo de desarrollo de los países y la globalización al modificar las estructuras de producción y especialización han intensificado el intercambio mundial de bienes y en consecuencia el transporte de mercancías. El crecimiento de la población y las demandas por servicios públicos complejos, por ejemplo suministro de luz eléctrica y agua potable universales, elevan la demanda de energía eléctrica nacional. Así la demanda de energía es una variable dinámica y siempre cambiante, no obstante lo cual su elasticidad, especialmente la de precios es baja, especialmente en el corto y mediano plazos.

De acuerdo con algunos estudios y cálculos propios, la demanda de petróleo es inelástica ante variaciones en los precios. La tendencia alcista de los precios no ha frenado el nivel de la demanda, y esto se debe a que la elasticidad precio de la demanda, a pesar de que se ha reducido desde 1970 es todavía baja. La demanda responde en grado significativo sólo en el mediano y largo plazo y a subidas de precios relativamente importantes. En el Gráfico 2.8 se presenta la evolución de la demanda de crudo entre 1965 y 2004, y se puede constatar, por una parte su permanente crecimiento, el peso del consumo de los países desarrollados, muy particularmente de los EUA y, por la otra, el acelerado crecimiento de los últimos años, en el cual la expansión de la economía china ha jugado el papel central, como se ilustra en el Cuadro 2.3

**Gráfico 2.8 Evolución del consumo de crudo. 1965-2004**  
Miles de barriles diarios



Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

De acuerdo con la Energy Information Administration (organismo encargado de recopilar la información estadística de la situación energética mundial en los Estados Unidos) perteneciente al Department of Energy (DOE), los esfuerzos por mantener el ritmo de producción acorde con el creciente ritmo de la demanda han sido insuficientes. El crecimiento de la demanda se basa prácticamente en pocos países, particularmente China, los Estados Unidos y algunos otros del Sudeste Asiático.

En el primer choque petrolero, el consumo mundial de crudo perdió dinamismo entre 1973 y 1975, registrando tasas negativas de crecimiento de poco más del 1 por ciento, es decir, una disminución cercana a los dos millones de barriles de crudo diarios en ese periodo. No obstante, el consumo a nivel mundial se recuperó paulatinamente hasta 1979. Después del segundo choque petrolero en 1979-1980, la demanda de crudo se estancó y de hecho disminuyó hasta 1983. En ese periodo el consumo de crudo pasó de los 64 millones de barriles diarios a unos 58 millones, es decir, un decrecimiento de más del 10 por ciento.

La tendencia decreciente del consumo se acentuó en aquellos países en donde se habían iniciado programas de ahorro y sustitución de petróleo, dirigidos a disminuir la dependencia del crudo importado principalmente de la OPEP. Con el objeto de coordinar ese tipo de políticas los mayores consumidores de crudo del periodo, que en su mayoría pertenecían a la Organización para el Crecimiento y el Desarrollo Económico (OCDE)

crearon en 1974 la Agencia Internacional de Energía (AIE). Lo anterior es un hecho que se debe subrayar porque resultó un cambio estructural por el que las economías desarrolladas transitaron para disminuir su dependencia de la energía primaria y avanzaron a lo que algunos autores llamaron la *era de la inteligencia* o del *nuevo paradigma tecno-económico*, gracias a la cual se impulsaron “determinados sectores o ramas caracterizados por una baja intensidad en el uso de energía, como son los casos de la biotecnología, la informática, la electrónica y la robótica, entre más sofisticadas son esas actividades, más se consumen formas más modernas de energía, pero más pequeño es el peso del costo de la energía en el valor de los productos finales”(Mountinho, 2005:1).

Los intentos por reducir la dependencia del crudo de las economías desarrolladas propiciaron una notable reducción del consumo de petróleo por parte de esos países. Después de que entre 1966 y 1973 la demanda de crudo de los países industrializados crecía a un ritmo promedio anual de casi 8 por ciento y de 0.5 por ciento en el periodo de 1973 a 1979, se redujo a tasas de menos 3 por ciento en el periodo de 1979 a 1985.

Sin embargo, la tendencia decreciente del consumo mundial de crudo se revirtió y entre 1985 y 1990 el consumo de petróleo creció a una tasa promedio anual de 2.5 por ciento. Entre 1990 y 1993 el consumo de crudo declina nuevamente y en promedio apenas crece al 0.3 por ciento. En los años posteriores y hasta 2005 el consumo mundial de crudo crece a una tasa promedio anual de 1.74 por ciento.

Sobre la evolución del consumo de petróleo se pueden hacer varias observaciones. En primer lugar que la disminución generalizada de la intensidad energética y petrolera registrada a nivel mundial y que se presentó en la primera sección de este trabajo no necesariamente ha propiciado una disminución en el consumo de petróleo, pues la economía mundial ha mantenido tasas de crecimiento positivas, si bien fluctuantes. Durante los últimos cuarenta años el mayor consumidor de crudo a nivel mundial han sido los Estados Unidos y si bien la intensidad energética y petrolera de este país disminuyó notablemente, su consumo de petróleo mantuvo un crecimiento sostenido y pasó de un consumo de 11 millones de barriles en 1965 a más de 20 millones en 2005, es decir un crecimiento de casi 80 por ciento en todo el periodo, esto en consonancia con el crecimiento del PIB per cápita. Sin embargo, el consumo de los Estados Unidos como proporción del consumo mundial ha declinado en más de 10 puntos porcentuales, y pasó de



representar el 37 por ciento en 1965 al 25 por ciento en el 2005, por el incremento en el consumo de otros países, que como China, India y México, tienen economías con mayor intensidad energética que la de los países desarrollados. El cuadro 2.4 es un resumen del consumo de petróleo de los principales países consumidores, en este cuadro se muestra la evolución del consumo y la variación porcentual que se presentó cada cinco años desde 1965 hasta 2005.

**Cuadro 2.4 Consumo Mundial y en millones de barriles diarios y Tasas de Crecimiento; principales consumidores de crudo (1965-2005)**

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	Tasas de Crecimiento								
	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	m/bd	65-70	70-75	75-80	80-85	85-90	90-95	95-00	00-05	1965-2005
<b>Consumo Mundial</b>	31.2	46.1	55.0	61.7	59.0	66.4	69.5	75.8	82.5	48%	19%	12%	-4%	12%	5%	9%	9%	164%
OECD	23.2	34.4	38.7	41.1	37.2	41.4	44.5	47.6	49.3	48%	13%	6%	-9%	11%	8%	7%	3%	112%
Estados Unidos	11.5	14.7	16.3	17.1	15.7	17.0	17.7	19.7	20.7	28%	11%	4%	-8%	8%	4%	11%	5%	79%
China	0.2	0.6	1.4	1.7	1.8	2.3	3.4	4.8	7.0	157%	142%	25%	8%	27%	46%	41%	46%	3118%
Japón	1.7	3.9	4.8	4.9	4.4	5.3	5.8	5.6	5.4	127%	23%	2%	-10%	20%	9%	-4%	-4%	211%
Rusia	nd	nd	nd	nd	4.9	5.0	3.0	2.6	2.8	nd	Nd	nd	nd	2%	-40%	-15%	7%	-44%
Alemania	1.7	2.8	2.9	3.1	2.7	2.7	2.9	2.8	2.6	62%	4%	4%	-13%	1%	6%	-4%	-6%	48%
India	0.3	0.4	0.5	0.6	0.9	1.2	1.6	2.3	2.5	55%	22%	35%	39%	35%	30%	43%	10%	881%
Corea del Sur	0.0	0.2	0.3	0.5	0.5	1.0	2.0	2.2	2.3	550%	71%	71%	13%	93%	93%	11%	4%	9121%
Canadá	1.1	1.5	1.7	1.9	1.6	1.8	1.8	1.9	2.2	33%	14%	13%	-18%	12%	1%	9%	16%	101%
México	0.3	0.4	0.7	1.0	1.2	1.5	1.7	1.9	2.0	39%	61%	53%	20%	18%	13%	14%	5%	555%
Francia	1.1	1.9	2.2	2.3	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	74%	17%	1%	-21%	7%	-1%	6%	-2%	80%
Arabia Saudita	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	1.2	1.3	1.5	1.9	4%	-10%	63%	58%	24%	9%	21%	23%	382%
Brasil	0.3	0.5	0.9	1.2	1.1	1.3	1.5	1.9	1.8	69%	77%	23%	-3%	14%	18%	24%	-2%	479%
Italia	1.0	1.7	1.9	2.0	1.7	1.9	2.0	2.0	1.8	69%	9%	5%	-12%	12%	3%	-2%	-7%	78%
Reino Unido	1.5	2.1	1.9	1.7	1.6	1.8	1.8	1.7	1.8	40%	-11%	10%	-3%	8%	0%	-3%	5%	20%
Irán	0.2	0.3	0.6	0.6	0.9	1.0	1.2	1.3	1.7	64%	72%	10%	43%	6%	29%	8%	26%	724%
España	0.3	0.6	0.8	1.1	0.9	1.0	1.2	1.5	1.6	99%	52%	27%	-13%	12%	13%	23%	11%	483%
Indonesia	0.1	0.1	0.2	0.4	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	13%	67%	77%	12%	35%	32%	28%	11%	848%
Países Bajos	0.5	0.7	0.7	0.8	0.6	0.8	0.8	0.9	1.1	46%	-2%	13%	-20%	20%	9%	8%	19%	117%

Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum. De manera similar al cuadro 2.3 que resume la producción petrolera, los datos están ordenados de acuerdo con el ranking de consumo obtenido en el 2005, es por esto que los años previos no muestran necesariamente una representación ordinal. En el caso de Rusia la última tasa de crecimiento corresponde al periodo de 1980 a 2005

Un caso interesante es el de Japón en donde el consumo de petróleo aumentó considerablemente entre 1965 y 1970 a una tasa de más del 120 por ciento, precisamente durante la etapa de reconstrucción de la economía por la destrucción bélica y su transformación en una economía desarrollada y de elevada industrialización. Japón redujo

su consumo de petróleo a partir del año 2000, al entrar la economía en franco receso, del cual aún no se ha recuperado plenamente. Como resultado de ese proceso registra la disminución de la intensidad petrolera de su economía. Hacia mediados de la década de los noventa y lo que va del dos mil, disminuyó su consumo a una tasa de 4 por ciento. No obstante, en todo el periodo registró un crecimiento en su consumo de crudo de más del 200 por ciento.

Como se puede observar existen algunos casos en donde el consumo de petróleo ha tenido un dinamismo extraordinario. Tal es el caso de China que en todo el periodo incrementó su consumo a una tasa de más del tres mil por ciento. China es el segundo consumidor más importante y consumió en 2005 poco menos de siete millones de barriles diarios, es decir, aproximadamente dos mil quinientos cincuenta millones de barriles en todo el año.

Fuera del consumo de países de la OPEP como Indonesia e Irán, otros países al igual que China han tenido un crecimiento en el consumo de petróleo muy importante. Es el caso de Corea del Sur, Brasil y la India que entre 1965 y 2005 tuvieron una tasa de crecimiento de 9000 %, 400 % y 800% respectivamente. Estos países junto con Rusia y China han presentado un dinamismo económico muy importante, razón por la cual varios economistas los han denominado como nuevas potencias emergentes.<sup>16</sup>

Es indudable que la demanda de petróleo se ha incrementado notablemente y es quizá una de las razones del gran crecimiento de los precios de los dos últimos años. Empero, además del incremento sostenido de la demanda mundial de crudo, 20 por ciento entre 2000 y 2005, otros factores pueden incidir en el crecimiento de los precios. Uno de ellos está vinculado al nivel de utilización de la capacidad productiva de la OPEP, es decir al agotamiento de la capacidad instalada no utilizada, que se mencionó en secciones anteriores.

#### ***2.4.3 El intercambio global de crudo.***

Muchas razones explican que se haya impuesto un mercado petrolero de alcance global que no tenga un horizonte de finalización muy próximo. Por una parte, la versatilidad del petróleo, que lo convierte en materia prima para un sin número de industrias modernas, la

---

<sup>16</sup> Un estudio detallado de estas economías que son conocidas como los *bric* (Brasil, Rusia, India y China), se encuentra en la Revista Economía Informa, publicada por la UNAM, bajo el título *Los BRIC: ¿potencias emergentes?* de Jessica Díaz de León.

mayor facilidad de transporte que el carbón, la relación del precio de transportar un barril y su valor y contenido energético, para sólo mencionar algunas. Por otra parte, existe una buena cantidad de países, especialmente los desarrollados, los cuales son grandes demandantes de petróleo y su economía depende en gran medida de este insumo, los cuales no pueden satisfacer su demanda con producción propia y deben importar crudo para garantizar el crecimiento de sus economías. Todo esto hizo del petróleo un elemento definitorio del patrón de crecimiento económico e impuso una dinámica de expansión constante del intercambio de crudo.

El intercambio global descendió, cuando por efecto de los altos precios del crudo sostenidos desde el primer choque petrolero en 1973, la producción de petróleo de los Estados Unidos, el Reino Unido, Brasil, China, entre otros ascendió y cubrió parte mayor de su demanda interna, por lo menos durante un período..

#### ***2.4.3.1 La trayectoria de las importaciones***

El cuadro 2.5 muestra la evolución de las importaciones diarias de crudo en los principales países consumidores y la tasa de crecimiento que se presentó en el periodo que va de 1965 a 2005. Se puede constatar que Estados Unidos y Japón son los dos mayores importadores de crudo en todo el mundo, y que los países miembros de la OCDE, aun a pesar de haber disminuido su intensidad petrolera y por ende haber incrementado su eficiencia energética, mantienen un déficit grande en cuanto a su consumo de crudo. El caso de los Estados Unidos es en el que las importaciones han crecido de manera sostenible y entre 1965 y 2006 crecieron en más del 400 por ciento. China se volvió un importador neto de petróleo sólo a partir de 1993, a partir de ese año y hasta 2006 su consumo creció en 144 por ciento, mientras que su producción lo hizo solo en 28 por ciento, ello explica por qué sus importaciones crecieron en más de 2000 por ciento (mientras que en 1993 China solo importó 163 mil barriles diarios, en 2006 importó 3,700 millones de barriles diarios). Por otro lado, Corea del Sur es el país que registra el mayor incremento en el nivel de sus importaciones, al inicio del periodo importaba 3 mil barriles diarios de petróleo y hacia el final en el 2005 sus importaciones de crudo son de más de dos millones trescientos mil millones de barriles diarios, obteniendo así una tasa de más del nueve mil por ciento en todo el periodo. La India y España son otros países donde las importaciones de crudo se incrementaron a tasas de crecimiento de ochocientos ochenta por ciento y de cuatrocientos

ochenta por ciento, respectivamente, entre 1965 y 2005. Si bien Brasil en 2005 no se encontraba entre los mayores importadores de crudo se debe destacar que entre 1985 y 2005 el nivel de sus importaciones cayó dramáticamente pasando de novecientos mil barriles diarios a tan sólo cien mil barriles diarios, por lo que registró una tasa negativa de 54 por ciento. Hemos visto que la demanda de crudo de este país creció en todo el periodo (véase cuadro 2.4), y si las importaciones están decreciendo se puede sugerir que Brasil logró incrementar su producción para abastecer su consumo interno. Así, aun a pesar de la disminución de la intensidad petrolera de algunos países, sus importaciones de crudo se han incrementado lo cual sugiere todavía una amplia dependencia del petróleo por parte de estos países.

**Cuadro 2.5 Principales Importadores de Crudo (1965-2005).**

	Importaciones en millones de barriles diarios									
	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	1965-2005
OCDE	8.85	10.88	11.56	13.8	20.52	16.73	16.82	16.25	15.42	74%
Estados Unidos	2.51	3.41	6.33	6.89	5.15	8.07	9.4	11.97	13.83	451%
Japón	1.73	3.92	4.84	4.94	4.44	5.3	5.78	5.58	5.36	210%
China	0	0	0	0	0	0	0.41	1.52	3.36	720%
Alemania	1.75	2.82	2.93	3.06	2.67	2.71	2.88	2.76	2.59	48%
Corea del Sur	0.03	0.16	0.28	0.48	0.54	1.04	2.01	2.23	2.31	7600%
Francia	1.09	1.9	2.23	2.26	1.79	1.91	1.89	2.01	1.96	80%
India	0.19	0.25	0.31	0.45	0.27	0.48	0.78	1.47	1.7	795%
Italia	0.97	1.69	1.85	1.94	1.69	1.84	1.89	1.87	1.69	74%
España	0.28	0.55	0.84	1.07	0.93	1.04	1.18	1.45	1.62	479%
Países Bajos	0.49	0.72	0.71	0.8	0.63	0.76	0.83	0.9	1.07	118%
Brasil	0.22	0.36	0.76	0.97	0.56	0.62	0.78	0.59	0.1	-55%
Total mundial										

Fuente: British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

### 2.4.3.2 Evolución de las Exportaciones.

Una característica importante del mercado petrolero es el peso de unos cuantos países exportadores en el total del intercambio global. En general los países exportadores de petróleo pueden dividirse en aquellos que tiene el poder para injerir en los precios y aquellos que son tomadores de precios. Como se ha mencionado, algunos países pertenecientes a la OPEP tienen la facultad de manejar el volumen de su oferta en un grado tal que al elevar los precios, no registren una pérdida importante de ingresos, ya que en virtud de la baja elasticidad precio de la demanda el volumen demandado no cae con la

misma intensidad de la escalada de precios. Asimismo cuando existen cambios repentinos en la oferta, ocasionados, por ejemplo, por daños en los pozos de otros exportadores (Nigeria, Reino Unido, Rusia, México), los países con capacidad subutilizada tienen la posibilidad de suplir la ocasional caída de la oferta, suplir el déficit y restaurar el equilibrio del mercado. Existen otros países productores cuya producción sólo se destina a abastecer el mercado interno, una vez cubierta su demanda interna pueden tener excedentes para exportar, pero que en el mercado internacional son tomadores de precios, como es el caso de México o Canadá.

La evolución que han tenido las ventas externas de los países exportadores se describe en el cuadro 2.6. En éste se puede observar que el principal proveedor internacional de crudo ha sido Arabia Saudita, este país tuvo un crecimiento de sus exportaciones de más cuatrocientos por ciento entre 1965 y 2005, y en el último año del periodo exportó más de nueve millones de barriles diarios, lo que es un volumen cercano al que importaron los Estados Unidos en ese mismo año. Luego de Arabia Saudita en épocas recientes se han colocado como principales exportadores dos países fuera de la OPEP: Rusia y Noruega, los cuales exportaron seis millones ochocientos mil barriles diarios y dos millones setecientos mil barriles diarios en el 2005. En 2005, México se colocó como el octavo mayor exportador en todo el mundo, y ha tenido una tasa de crecimiento de más del dos mil por ciento entre 1965 y 2005.

Cuadro 2. 6. Principales Exportadores de Crudo (1965-2005)

	Exportaciones en millones de barriles diarios								
	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
Arabia Saudita	1.83	3.44	6.85	9.67	2.66	5.93	7.86	7.97	9.14
Rusia	nd	nd	nd	nd	5.99	5.39	3.26	3.95	6.80
Noruega	nd	nd	0.02	0.33	0.62	1.51	2.69	3.14	2.76
Venezuela	3.32	3.54	2.17	1.81	1.37	1.85	2.51	2.74	2.45
Irán	1.71	3.52	4.82	0.85	1.31	2.32	2.52	2.50	2.39
Emiratos Árabes Unidos	Nd	0.76	1.67	1.64	1.12	2.03	2.01	2.37	2.37
Kuwait	2.27	2.95	2.07	1.67	0.97	0.85	2.00	1.90	2.36
México	0.06	0.07	0.13	1.10	1.67	1.52	1.41	1.57	1.78
Argelia	0.55	1.01	0.93	1.02	0.97	1.13	1.13	1.39	1.76
Kazajstán	nd	nd	nd	nd	0.05	0.12	0.19	0.59	1.16
Qatar	0.23	0.36	0.43	0.46	0.29	0.40	0.43	0.81	1.00
Canadá	-0.20	-0.01	0.04	-0.15	0.24	0.20	0.63	0.78	0.81
Malasia	-0.04	-0.04	0.01	0.11	0.26	0.36	0.39	0.31	0.35
Azerbaiján	nd	nd	nd	nd	0.11	0.08	0.06	0.16	0.35
Colombia	-0.06	-0.10	0.02	0.04	0.11	0.08	0.13	0.18	0.31

Argentina	-0.17	-0.06	-0.05	0.03	0.09	0.13	0.34	0.39	0.30
Chile	0.13	0.13	0.07	0.02	0.08	0.30	0.38	0.48	0.29
Dinamarca	nd	nd	-0.31	-0.27	-0.16	-0.06	-0.03	0.15	0.19
Bangla Desh	nd	nd	0.16	0.21	0.13	0.11	0.12	0.13	0.12
Turkmenistán	nd	nd	nd	nd	0.05	0.03	0.03	0.07	0.08
Egipto	-0.01	0.20	0.06	0.32	0.47	0.42	0.45	0.22	0.08
Perú	0.06	0.04	0.10	0.08	0.06	0.03	-0.01	-0.02	0.03
Reino Unido	-1.48	-2.08	-1.83	-0.01	1.05	0.16	0.99	0.97	0.02
Total mundial									

Fuente: British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

Pese al crecimiento de las exportaciones y de la producción a nivel global, la demanda de crudo crece más rápidamente que las posibilidades de incrementar la capacidad productiva. Los altos costos en los que se debe incurrir para incrementar la producción plantean la situación como un reto que sólo es posible alcanzar en el largo plazo. Cada vez es más difícil acceder a reservas de petróleo en condiciones geológicas adecuadas para ser desarrolladas a costos razonables. Los altos costos que implica el acceso a las reservas sólo podrían reducirse con la creación e implementación de nuevas tecnologías que faciliten la exploración, explotación y desarrollo de aquellos campos de difícil acceso; sin embargo, lo anterior requiere de economías de escala que no todas las compañías petroleras (o Estados petroleros) tienen a su alcance.

Una alternativa que se planteó luego de los choques petroleros de 1973 y 1979 fue la de minimizar la dependencia energética del petróleo, los cambios tecnológicos del lado de la oferta y del lado de la demanda son una alternativa que ante las fracturas estructurales de la industria petrolera actual, vuelven a hacerse presentes. Algunos países, sobre todo los países desarrollados, han incursionado en la búsqueda de alternativas al petróleo y han concentrado sus esfuerzos de investigación en el desarrollo de técnicas como la hidroeléctrica, la energía solar, la energía eólica. Pese a esos esfuerzos, el reemplazo del petróleo es una misión que puede tornarse bastante difícil, sobre todo porque los aspectos tecnológicos están adecuados a los derivados del petróleo y no a otras fuentes alternativas de energía. La conversión, puesta en servicio y el uso de la energía que puede considerarse como alternativa al petróleo resulta, por cuestiones de costos, poco viable hasta el momento, razón por la cual el petróleo continuará teniendo una gran importancia y el incremento de sus precios presionará a las economías dependientes de este recurso energético.

Los avances tecnológicos han inducido una formidable reducción de costos y han sido el principal factor detrás de la continua expansión de la oferta de crudo fuera de la OPEP a niveles inimaginables, a pesar de la depresión de los precios. El desarrollo tecnológico ha sido probablemente el factor más importante en la dramática convergencia de los costos de exploración, desarrollo y producción del crudo OPEP y no OPEP (Puyana A, et al, 2006) . Del lado de la demanda, los principales países consumidores implementaron políticas de ahorro de energía, de sustitución del petróleo por fuentes alternativas y de diversificación de sus proveedores de petróleo, aumentando la participación relativa de los países no miembros de la OPEP. Pero estos cambios sólo son posibles si los precios se mantienen elevados durante un período de tiempo suficientemente largo y las expectativas de crecimiento de la economía mundial son de expansión igualmente sostenida y las de las tasas de interés relativamente moderadas.

En resumen, estamos ante un cambio fundamental en el mercado petrolero que puede periodizarse en tres fases claras. La primera es la referente a la tendencia alcista de los precios del petróleo en la década de los setentas y que denotan el poder de la OPEP en el mercado internacional. La segunda fase es la referente a la reversión que se dio en esa tendencia alcista y que denotan el cambio en la correlación de fuerzas del mercado internacional, trasladándose el poder de fijar los precios hacia los países consumidores (principalmente los de la OCDE) y sus respectivas compañías internacionales productoras de crudo. La tercera fase es la que estamos viviendo actualmente en donde el mercado petrolero internacional dejó de estar dominado por los compradores y ha pasado nuevamente a ser uno de vendedores. Este movimiento se ha manifestado en un alza extraordinaria de precios de corto y de largo plazos. Se tiene poca capacidad excedente y la demanda sigue creciendo, lo cual supone que deben llevarse a cabo cuantiosas inversiones para ampliar la capacidad productiva que debe estar basada en una ampliación de las reservas probadas Y en avances tecnológicos que abaraten los crudos pesados y los de difícil acceso.

#### ***2.4.4 Evolución reciente de los precios.***

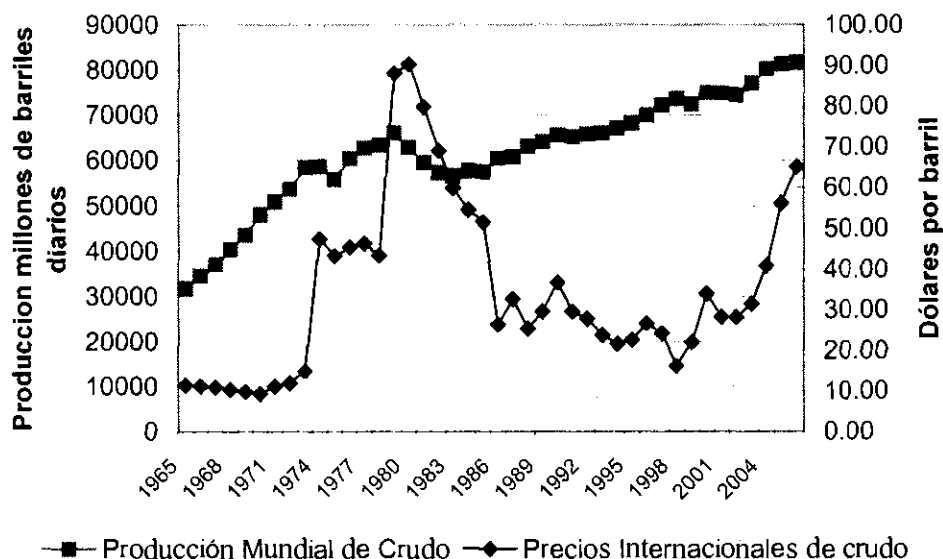
A excepción de 2001 y 2002 la coyuntura más reciente en cuanto al mercado petrolero es la de una tendencia alcista de los precios internacionales desde 1999 hasta 2006. De acuerdo con datos de la British Petroleum, los precios del petróleo que llegaron a ser de 15 dólares

en 1998, se incrementaron a unos 21 dólares por barril en 1999 y se ubicaron en torno a los 32 dólares por barril en 2000. Durante 2001 y 2002 el precio del crudo sufrió una pequeña caída y osciló entre los 27 dólares por barril en el bienio. Sin embargo, en el 2003 se rompió nuevamente la barrera de los 30 dólares por barril y en 2004 alcanzó un precio promedio de 39 dólares por barril. En los dos últimos años (2005 y 2006) el precio del crudo se ubicó por arriba de los 50 dólares por barril. La oferta de crudo disminuyó en los países miembros de la OPEP desde 1998 hasta 2000. Desde 2004, el aumento del precio del petróleo ha coincidido con un aumento de la producción especialmente en la OPEP y en Rusia. Así, pese al aumento de la producción, el precio del petróleo se continuó incrementando, lo cual sugiere que el incremento de la demanda es un factor importante por el que los precios del crudo continúan en ascenso.

Lo anterior puede corroborarse en el gráfico 2.9, el cual relaciona los precios y la producción mundiales de crudo. Tal y como se puede observar, la producción de crudo tiene una tendencia a la alza que parece llegar a una meseta hacia finales de 2006, esta meseta es importante porque puede traducirse en un desequilibrio en el largo plazo entre la oferta y la demanda, ya que como vimos, esta última presenta una tendencia creciente desde 2001 hasta 2006 de 8 por ciento en todo el periodo y de 1.5 por ciento promedio anual. Como se ve, el precio del crudo ha subido unos 30 dólares por barril entre 2001 y 2006, desde esa fecha el precio se ha más que quintuplicado. La última vez que los precios subieron tanto en tan poco tiempo fue durante el período comprendido entre los dos grandes choques petroleros de 1973-1974 y 1979-1980, cuando pasaron de 14 dólares por barril en 1973 a casi 90 dólares por barril en 1980, medidos en dólares de 2006. De todas maneras, el precio actual se encuentra aún lejos de los precios alcanzados en esos años, tendría que incrementarse más de 30 por ciento para llegar a los niveles de 1980. El uso más eficiente de la energía ha ayudado a que la economía no tenga el mismo daño que se presentó en los choques petroleros de los setentas.



**Gráfico 2.9 Evolución de la producción y precios internacionales de crudo 1965-2004**  
Miles de barriles diarios



Fuente: Elaboración propia en base a British Petroleum (BP). Boletín de Energía Mundial junio de 2006

Es importante subrayar que el incremento más reciente de los precios no se debe casi exclusivamente a factores de oferta (como en los 70 cuando la producción disminuyó en 5 por ciento entre 1973 y 1975 y en 17 por ciento entre 1979 y 1983). Como explicamos, las limitaciones actuales de la oferta se deben más a condiciones técnicas y económicas, que a las decisiones políticas de los setenta y ochenta. Así, el empuje de la demanda es un factor que explica el incremento de los precios. Otro factor de corto plazo que influye en la alza de precios es la reducción de la capacidad subutilizada de los países de la OPEP. Como se mencionó, mientras que los productores No OPEP, tienen una capacidad subutilizada nula, los de la OPEP tienen la virtud de mantener cierto nivel de capacidad ociosa; como también se dijo, esa capacidad ociosa ha venido disminuyendo, con lo cual también ha disminuido la probabilidad de que se compense rápidamente una interrupción de cualquier índole en la producción de cualquier país.

En resumen, la evolución de los precios a corto plazo dependerá de la demanda mundial y de las decisiones de la OPEP. A largo plazo, dependerá del crecimiento económico de los países y de la capacidad que estos tengan para avanzar hacia la eficiencia energética. Por otra parte, el avance tecnológico que se logre para minimizar el riesgo de acercarse al final de crudo, minimizar los costos de exploración y desarrollo o avanzar a en alternativas

diferentes al petróleo con costos más atractivos, influirán decisivamente en el freno de la tendencia alcista de los precios.

### ***Conclusión del capítulo.***

De lo descrito en este capítulo se deben rescatar algunos puntos primordiales. El más importante es el que tiene que ver con la disminución de la capacidad productiva excedente con la que los países de la OPEP tenían la oportunidad de regular el mercado. Si bien esta capacidad existe en algunos países miembros de la organización, el incremento de la demanda tiende a desaparecerla. Esto es una consideración importante porque sugiere que en el largo plazo la oferta de crudo disponible puede ser superada por una demanda que se vuelve cada vez menos sensible a los incrementos en los precios generando la necesidad de ampliar la capacidad productiva de petróleo. No obstante y que la intensidad energética y petrolera han disminuido el consumo de petróleo presenta tasas crecientes en casi todo el mundo. Esto es particularmente importante y se debe poner toda la atención, sobre todo si se considera que el *no actuar ahora* hará sentir sus efectos en el largo plazo. Hemos visto que las reservas probadas de crudo se han incrementado en casi todo el mundo petrolero, a excepción de México, y aunque éstas alcanzan para seguir con el mismo ritmo de producción para un buen número de años, el problema está en que algunos países fuera de la OPEP tienden a disminuir su capacidad productiva. No sólo los ingentes recursos que se requieren para los estudios exploratorios o para desarrollar los campos de petróleo deben de ser considerados, también debe tomarse en cuenta la incorporación de innovaciones tecnológicas que permitan el incremento de la capacidad productiva para lo cual se requieren de importantes inversiones que en países como México están restringidas por el Estado basados la legislación que le brinda exclusividad para operar las actividades petroleras.

### **Capítulo 3. Petróleos Mexicanos: la gestación de una relación anacrónica entre economía política y petróleo.**

En el presente capítulo se efectúa una indagación acerca del vínculo entre la economía política mexicana y el petróleo, resaltando como una de sus características principales el hecho de que está instaurada al amparo del mecanismo constitucional que confirió al Estado la exclusividad sobre las actividades petroleras.

La industria petrolera mexicana sufrió importantes transformaciones a lo largo de su ya centenaria historia y está lejos de ser un factor estático. Desde las primeras normas constitucionales a finales del Siglo XIX hasta las reformas realizadas en el Siglo XXI, el cambio ha sido sustancial.

La nacionalización de la industria, en los años 30 marco el hito que definiría el desarrollo de PEMEX como eje central de la economía y la política nacionales. Desde entonces, las varias reformas introducidas en la institucionalidad que rige al sector han sido marginales en el sentido de que no han tocado de frente el carácter de patrimonio nacional del crudo ni eliminado totalmente el monopolio estatal en la explotación del recurso. No obstante, si se ve claramente que, desde que se modificó el modelo de desarrollo que condujo la economía mexicana desde los años cuarenta, se ha acotado el poder de PEMEX y abierto en varias áreas la participación privada.

Al no modificar la relación de la empresa con el estado ni reducir la carga fiscal, PEMEX se encuentra en una difícil situación financiera y ante la necesidad de revisar a profundidad la normatividad actual. Las fuerzas políticas que intervienen en la definición del rumbo de PEMEX son muchas, si no antagónicas, si ampliamente opuestas, por lo que el cambio se dificulta y permanece el status quo.

El capítulo está dividido en tres apartados. En el primero se presenta el marco legal que delineó el contexto para que la actividad petrolera fuera exclusividad del Estado, asimismo se muestra la evolución de este marco en el que se incorporaron reformas que permitieron la ruptura del modelo estatal en casi todas las cadenas de la industria petrolera. En el segundo apartado se presentan los hechos que pueden sugerir un quiebre en el monopolio de PEMEX. En el tercero se rescata el papel del petróleo en el Tratado de Libre Comercio de América del Norte.

### ***3.1 Petróleo y política en México.***

La forma como se gestó el monopolio de Estado en la actividad petrolera y configuró lo que Ángel de la Vega Navarro (1999) llama: el Modelo Mexicano de Organización Petrolera, está ampliamente involucrada con el desarrollo de la economía política mexicana y con el encadenamiento de actores que compiten por la asignación de los ingresos financieros que este sector genera en su etapa de comercialización. El supuesto carácter de *bien público* y el manejo por parte del Estado de la actividad petrolera, hundieron a ésta última en un problema de difícil solución, en el que intervienen una buena cantidad de actores que, al amparo de la Constitución, socavaron las posibilidades de desarrollo y de modernización del sector petrolero mexicano. En este marco, las políticas que se han implementado, difícilmente pueden caracterizarse por un alcance social o de beneficio de la colectividad y sólo se toman decisiones acotadas bajo la perspectiva de capturar la mayor cantidad de ingresos petroleros sin considerar aspectos relevantes como los de la sustentabilidad o los de seguridad energética, extremadamente importantes para los gobiernos y para la sociedad, en el mediano y en el largo plazo. Antes de delinear el papel y los mecanismos a través de los cuales los diferentes grupos de interés captaron y captan una parte de la renta petrolera se presenta el análisis del marco normativo que configuró el monopolio estatal en la industria petrolera de México.

#### ***3.1.1 El marco normativo de la actividad petrolera y el monopolio de Estado. Las etapas de la actividad petrolera en México.***

El caso mexicano en torno a la actividad petrolera puede periodizarse en al menos cinco etapas, catalogadas como de auge y crisis. Por simplicidad se consideraron aspectos como la disputa por la renta petrolera, el tipo de propiedad y la evolución del mercado petrolero interno para identificar cada una de las etapas.

##### **A. 1901 a 1937 la ruta hacia la nacionalización**

La primera etapa se ubica entre 1901 y 1937. Esta etapa se caracteriza porque marca el inicio de la actividad productora de petróleo, en ésta se identifica plenamente que la pugna por la renta petrolera se dio entre dos actores: *las empresas extranjeras* (británicas y estadounidenses respaldadas por sus respectivos gobiernos) y *el gobierno mexicano*.

Desde 1892 la ley hizo posible la libre explotación del subsuelo por el dueño de los terrenos (nacionales o extranjeros) sin necesidad de que fuera otorgada una concesión del gobierno. Posteriormente la ley de 1901 confirmó el derecho de los beneficiarios de extraer libremente el recurso y permitió que el gobierno pudiera otorgar concesiones en las tierras que estaban reservadas para la nación. “Se autorizó a cualquier capital la explotación petrolera en los terrenos baldíos y nacionales, zonas federales y lechos corrientes y masas de agua en México, concediendo por diez años la libre importación de maquinaria y la libre exportación de productos; la exención de todo impuesto sobre la inversión; derecho para comprar terrenos nacionales al precio de baldíos y para expropiar los particulares que necesitare; derecho de paso por terrenos particulares; zona de protección circular con radio de 3 kilómetros en torno a cada pozo” (López y Weber 1975: 63). En 1909, la ley no sólo fue reivindicada sino que confirmó a los dueños de la superficie como los propietarios de todos los combustibles y sustancias bituminosas del subsuelo. En esta etapa el carácter de los propietarios no era rentista, funcionaban más en una suerte de dueños que extraían el petróleo para luego comercializarlo. En este marco, antes de 1917 más de cuatrocientas compañías extranjeras, inglesas y estadounidenses, poseían derechos sobre el petróleo mexicano. De esta manera el desarrollo petrolero dependía completamente de los capitales y de las tecnologías provenientes del exterior. Una de las principales razones que contribuyeron a la creación de un mundo angloamericano de negocios petroleros no reglamentados fue el crecimiento de la demanda internacional de petróleo y el descenso de la demanda interna mexicana en el segundo decenio del siglo XX (Brown, 1998).

El movimiento revolucionario de 1910 resultó importante porque coincidió con el crecimiento de los ingresos de las compañías petroleras a las que el gobierno de Díaz había otorgado las facilidades fiscales arriba mencionadas. El déficit público provocado por la guerra revolucionaria fue un incentivo suficiente para que los gobiernos que surgieron desde la revolución pugnarán por captar una mayor parte de los ingresos petroleros que en su mayoría captaban las empresas extranjeras (López et al, 1975).

La promulgación de la Constitución Mexicana en 1917 explicitó nuevas reglas del juego a las que los actores privados, nacionales y extranjeros debían someterse aceptando el papel central del Estado en el desarrollo económico. En torno al petróleo se hizo explícito un nuevo tipo de convenio en el que se institucionalizaban los derechos de propiedad a

favor de la nación, a partir del Artículo 27; “adquiriendo el Estado un carácter diferente que pretende hacerse de los beneficios económicos de la renta petrolera” (Mommer, 1988:46).

En el artículo 27 de la Constitución de 1917, se asignó a la nación los derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo. Es en este Artículo, donde descansó la estrategia del Estado para asignarle a la actividad petrolera el papel de motor del desarrollo y el abastecimiento del mercado interno.

Del Artículo 27 constitucional se derivó una ley reglamentaria del ramo petrolero, que en resumen explicitó que:

“corresponde a la nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él.”<sup>17</sup>

No obstante, el poder que tenían las empresas extranjeras que llevaban a cabo la extracción y comercialización de los hidrocarburos en esa época, eran lo suficientemente vasto como para impedir que el mandato constitucional se cumpliera cabalmente. (Meyer, 1972)

Hacia el final del periodo, en 1935 las compañías petroleras mantenían la mayoría de los privilegios adquiridos en la etapa prerrevolucionaria. El gobierno de México percibía por cada barril de petróleo unos 50 centavos de dólar y de ellos, unos 39 centavos provenían del impuesto sobre el consumo de gasolina, que no era desembolsado por las compañías petroleras. (Meyer, 1972)

En lo referente a la producción, durante la etapa previa de la nacionalización, particularmente en los años 20 representó el 25 por ciento de la producción mundial y se destinó a las exportaciones una buena parte de esa producción. En 1938, año de la nacionalización, el nivel de las exportaciones disminuyó drásticamente, esto como consecuencia de la aplicación del precepto jurídico que estipula el aseguramiento del abasto interno antes que las exportaciones, dándose paso al desarrollo del mercado interno. Véase cuadro 3.1 del Anexo.

En 1935 se conformó el Sindicato Único de Trabajadores Petroleros el cual tomaría gran fuerza en sólo un año. En 1936 el Sindicato estableció una demanda en contra de las compañías petroleras con el objetivo de mejorar sus condiciones laborales y salariales,

---

<sup>17</sup> Artículo 1 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional del ramo petrolero. Pág. 1

emplazando a huelga en ese mismo año. Luego de una prolongada huelga, la Suprema Corte de Justicia dio la razón al Sindicato para que se cumplieran sus demandas de aumento los salarios y obtuvieran mayor participación en la gestión de la empresa. Ante el desacato de las compañías petroleras el 18 de marzo de 1938 y basado en la Ley de expropiación, el Presidente Lázaro Cárdenas nacionalizó la industria petrolera con un amplio apoyo de las fuerzas políticas y sindicales y de una gran mayoría de la población (Meyer, 1972).

La expropiación petrolera se basó en la Ley de Expropiación de 1936. Esta Ley da al Estado la facultad de expropiar total o parcialmente el derecho de dominio sobre las actividades que se consideren *causa de utilidad pública*. De los párrafos VII y IX del Artículo 1 se desprenden las bases de la expropiación de los hidrocarburos en 1938:

“Artículo 1. Se consideran causas de utilidad pública:

VII.- La defensa, conservación, desarrollo y aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de explotación;

IX.- La creación, fomento o conservación de una empresa para el beneficio de la colectividad;”<sup>18</sup>

El principio de *utilidad pública*, plasmado en la Ley de Expropiación, en el caso de los hidrocarburos opera en los términos que siguen: “la Constitución reconoce de modo implícito un carácter de *utilidad pública* a todas las operaciones de exploración y de explotación de yacimientos petrolíferos que se efectúen dentro del territorio nacional; por extensión, se reconoce también de *utilidad pública* en la realización de las actividades conexas a la exploración y explotación de hidrocarburos, así como toda otra actividad que forme parte de la industria petrolera. La principal consecuencia de lo anterior es que las operaciones petroleras son prioritarias a cualquiera otra utilización de suelo y subsuelo; en fin, siendo absoluta la vocación de utilidad pública, el Estado está exento de la obligación de probarla para proceder a la expropiación de los terrenos necesarios para el desarrollo de las operaciones petroleras”(Garza, 2004:56)

La nacionalización o expropiación de 1938 no modificó los derechos de propiedad que estaban ya consagrados para la nación en la Constitución de 1917, garantizó el monopolio estatal sobre todas las actividades de la industria petrolera. Monopolio que se reforzaba con el Artículo 28 de la Constitución de 1917 al declarar que las actividades petroleras tienen un *carácter estratégico* y que el Estado es un agente exclusivo:

---

<sup>18</sup> Tomado de la Ley de Expropiación. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 1936. Pág. I

“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión... el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación”<sup>19</sup>

Una vez legitimados los derechos de propiedad, los objetivos de la política petrolera de México fueron garantizar el abastecimiento de los combustibles necesarios para el proceso y el desarrollo de México, utilizando los hidrocarburos de acuerdo a los intereses nacionales con plena soberanía sobre estos recursos no renovables (Hansen, 1971).

Bajo una óptica corporativista, el Estado adquirió el control total sobre las principales organizaciones obreras, campesinas o patronales. El poder público se caracterizó por su concentración y centralización y tomó forma en el régimen de partido único o de Estado y en las enormes potestades que el Presidente concentraba en su persona, las cuales, en un régimen democrático, se distribuirían en diferentes instituciones. “El desarrollo de México se dio bajo un fuerte dominio de lo político que se caracterizó por el corporativismo, el autoritarismo y una buena cantidad de prácticas antidemocráticas” (Meyer, 1978:17)

Las reformas del precepto jurídico (que tomó cuerpo en el Artículo 27) reivindicaron la exclusividad del Estado para llevar a cabo las actividades petroleras y fue el fundamento que hizo “tradicional en México otorgar a la actividad petrolera en manos del Estado, un valor nacional de profundo arraigo social, con amplio respaldo político al interior y fuera del propio gobierno que se equipara con los símbolos de *soberanía*, nacionalismo y soporte del progreso. En torno a este precepto se levantó durante décadas, después de la nacionalización de la industria petrolera en 1938, una plataforma de resistencia social y política abocada al resguardo de su expropiación” (Torres, 1999:22). Así durante mucho tiempo PEMEX fue catalogado como símbolo de soberanía e identidad nacional y su creación aun es recordada como un hito de la historia de México (Shields, 2004).

#### **B. 1939-1958 La creación de una *industria* petrolera en México.**

Una nueva legislación en materia petrolera crearía una nueva etapa. La nueva ley reglamentaría expedida por el Congreso en 1939 y publicada el 9 de noviembre de 1940,

---

<sup>19</sup> Artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Pág. 1



simultáneamente con la reforma al artículo 27, dieron al Estado la facultad exclusiva para explotar hidrocarburos. Antes de la reforma, prevaleció el criterio de que la propiedad nacional sobre el petróleo estipulada en el 27 constitucional, era negada por la legislación secundaria que *permitía las concesiones de exploración y explotación*. La nueva reglamentación estableció que en lugar de las concesiones de exploración y producción, se podrían celebrar *contratos* entre la nación y empresas privadas para realizarlas y se podrían dar compensaciones en efectivo o porcentajes de los productos que se obtuvieran, prevaleciendo el requisito de que sólo participarían en los trabajos de la industria petrolera mexicana las sociedades compuestas íntegramente por mexicanos.<sup>20</sup> Luego de la expropiación se creó PEMEX. Su objetivo consistía, de acuerdo con el decreto respectivo “realizar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera, como exploración, explotación, refinación y almacenamiento; así como la enajenación del petróleo y sus derivados pertenecientes a la nación”.<sup>21</sup>

Posterior a la nacionalización, la actividad petrolera se consolidó entre 1942 y 1958. Durante este periodo se otorgaron a PEMEX créditos externos que le permitieron incrementar la exploración para descubrir nuevos campos y explotarlos, refinar el crudo y el gas en nuevas plantas. (Alemán, 1977)

En este periodo la extracción de hidrocarburos se multiplicó poco menos de cuatro veces; se inició el aprovechamiento completo del gas natural; se construyeron nuevas refinerías que incorporaron considerables avances técnicos respecto a la maquinaria anticuada y simple expropiada en 1938; se completó la red de agencias de ventas y se construyeron extensiones considerables de gasoductos, oleoductos y poliductos; se amplió la flota petrolera; se incrementaron considerablemente la exploración y la perforación de pozos (Petróleos Mexicanos, 1958).

Entre 1939 y 1958, PEMEX tuvo que vender productos a bajo precio y otorgar subsidios directos con el fin de promover el desarrollo industrial y agrícola del país. En este periodo mientras que los precios internos aumentaron 459 por ciento, los de los productos petroleros aumentaron solamente el 185 por ciento (De la Vega, 2004).

---

<sup>20</sup> Diario Oficial, 9 de noviembre de 1940, pp. 3 y 4

<sup>21</sup> Diario Oficial, 7 de junio de 1938, pp. 1

De 1947 a 1958, durante la dirección de Antonio J. Bermúdez se hicieron las labores de mayor importancia en exploración brindando los elementos necesarios para perforar un buen número de pozos en busca de depósitos nuevos. Los años posteriores se caracterizaron por una nueva política en la que se incentivó el desarrollo de la planta industrial a través de la adquisición de equipos, refacciones y otros insumos utilizados por PEMEX en todas sus áreas (Bermúdez, 1976).

### **C. 1958-1973 PEMEX catalizador de la economía mexicana**

Una vez que PEMEX se consolidó, la paraestatal fungió el papel de catalizador de la economía mexicana, orientándose hacia el desarrollo del mercado interno y cumpliendo las tareas de una empresa social. Esta etapa comenzó en 1958 y terminó en 1973 año en el que el papel de PEMEX cambió sustancialmente.

Después de la nacionalización y la creación de PEMEX en 1938, la transición sólo se consolidó en 1947, con la salida de la última empresa extranjera. De inmediato, las operaciones de PEMEX estuvieron sometidas al control del gobierno. Desde entonces el ejecutivo tenía la facultad de nombrar el Consejo de Administración y de remover al director general de la compañía. También se aseguraba el control de la empresa por conducto de la revisión de sus ingresos y egresos a cargo de la Secretaría de Hacienda.

El papel de PEMEX consistió en:

- Aprovisionar el mercado interno con productos petroleros para promover el desarrollo industrial y agrícola del país, la producción de electricidad y la construcción de carreteras por donde circularían más y más vehículos automotores. En este sentido, no solamente PEMEX contribuyó a aprovisionar el mercado interno, sino también a expandirlo y a integrarlo regionalmente;
  - Mediante precios reducidos subsidiar diferentes tipos de consumidores: los transportes públicos, la población de las zonas atrasadas económicamente, los consumidores de las regiones que deben ser abastecidas con importaciones;
  - Prioridad prácticamente exclusiva al mercado interno: la producción debe responder solamente al incremento de la demanda interna, no a las necesidades de los mercados internacionales.
- (Bermúdez, 1976)

En este contexto, PEMEX fungió un papel de abastecedor de la industria interna manteniendo como principal característica el hecho de que vendía sus productos a bajo precio y otorgaba subsidios directos con el fin de promover el desarrollo industrial y agrícola del país, los transportes y la producción de electricidad (Brown, 1992). De acuerdo

con algunos economistas, la década de los treinta y de los cuarenta marcó en México una etapa de crecimiento económico que se caracterizó por la industrialización, la urbanización y el consecuente incremento de la demanda de energía la cual debería cubrir la recién nacionalizada industria petrolera (Hansen, 1971). La situación respecto a los precios es de suma importancia en este periodo. Durante la década de los cincuentas se registró un incremento generalizado de la inflación, pero en PEMEX los precios se incrementaron en una forma menos que proporcional al resto de los demás precios. Mientras que entre 1950 y 1959 los precios de los demás productos se incrementaron en más de cuatrocientos por ciento, los de los productos petroleros lo hicieron en un porcentaje cercano sólo al doscientos por ciento. El sector petrolero debía mantener el abasto interno y promover el crecimiento económico, se congeló el precio de las gasolinas así como del resto de los combustibles. Los precios reflejaban subsidios diferenciales, especialmente en el caso del diesel, combustóleo, kerosina para uso doméstico y gas natural. El consumo de energía en México era muy dinámico y se refleja en un crecimiento de la demanda de energía superior al 7 por ciento anual sostenido (Pedrero, 1990).

En este periodo la demanda por productos derivados del petróleo se incrementó notablemente; como se vio en el capítulo anterior el crecimiento económico y de la demanda por energía incrementaron de manera sostenida la intensidad petrolera y la energética. Pero PEMEX no sólo enfrentaba una creciente demanda interna por petróleo crudo, sino que debió abastecer de los combustibles que la modernización del país demandaba, para lo cual tuvo que incorporar inversiones en la etapa de refinación y de petroquímica.

De este modo las políticas que priorizaron el abasto energético incidieron sobre el desarrollo de PEMEX. Hacia el final de la década de los sesentas la industria petrolera de México no sólo enfrentaba graves problemas de financiamiento, vinculados a las subvenciones que tuvo que realizar al resto de la economía sino que afrontaba otros problemas como el pago de salarios más altos que los del resto de la economía y un pago excesivo de impuestos (Pedrero, 1990).

Las razones anteriores explican en buena parte el que PEMEX no pudiera seguir cumpliendo el papel social que se le había asignado, ni pudo seguir haciendo frente a la creciente demanda interna propiciada por la modernización.

En el final del periodo (principios de 1970) los efectos de la política realizada en torno a la industria petrolera se presentan sobre todo en el nivel de las reservas. Mientras que entre 1958 y 1970 la producción tuvo un crecimiento sostenido, el monto de las reservas creció menos que proporcionalmente. De acuerdo con datos de Estadísticas Históricas de México, la producción de crudo en ese periodo creció a una tasa superior al 70 por ciento mientras que el crecimiento de las reservas fue de apenas 30 por ciento, esto explica porque la relación entre *reservas/producción* que se había mantenido entre 40 y 30 años desde 1940 disminuyó por debajo de los 30 años en 1973.

Poco a poco PEMEX presentaba signos de deterioro. Por una parte perdió peso en la contribución fiscal, mientras que en 1958 contribuía con el 6.1 por ciento de los ingresos fiscales, en 1973 ese porcentaje era sólo de 3.3 por ciento (Bermúdez, 1976).

En cuanto a la contribución a la economía a finales de los sesenta las exportaciones mexicanas de petróleo eran poco significativas, resultado de la incapacidad de PEMEX para incrementar la capacidad productiva que exigía la creciente demanda interna. En inicios de la década de los setenta PEMEX no sólo deja de exportar petróleo sino que se vuelve un importador de crudo y de productos derivados, consecuentemente PEMEX deja de ser un soporte para los demás sectores de la economía y la falta de inversión en exploración habían propiciado que entre 1959 y 1969 PEMEX no hubiera hecho nuevos descubrimientos lo cual agudizaba la situación de crisis de PEMEX (Pedrero, 1990).

#### **D. 1973 el cambio hacia el mercado externo**

Los problemas presentados al final de 1973 requerían de un cambio radical de la forma en como se gestionaba la industria petrolera mexicana, y de un cambio entre la forma en que era utilizada para subsidiar el resto de los sectores económicos. Sin embargo, dos hechos aplazaron los cambios de fondo que la industria petrolera mexicana pudo haber tenido (De la Vega, 1999).

- El descubrimiento de grandes yacimientos en el sureste de México, en Chiapas y Tabasco, y
- El incremento de los precios internacionales del crudo en 1973.

Los descubrimientos y los precios crecientes incentivaron un cambio en la política petrolera. Coincidentemente, estos dos hechos hicieron que el gobierno de Echeverría dotara a PEMEX de un fuerte aparato que permitió incrementar las labores de exploración y

sentar las bases gracias a los cuales arribó al mundo petrolero como un fuerte productor en 1973, en esta etapa se registró un crecimiento acelerado y sostenido de la producción que terminaría hacia 1982. En este periodo el volumen anual de la producción se sextuplicó pasando de un volumen anual de poco más de 500 mil barriles diarios a poco más de 3 millones de barriles diarios, arribándose a un nivel de producción que permitía nuevamente destinar un substancial excedente hacia las exportaciones, entre 1973 y 1982 la producción se incremento en promedio anual en 22 por ciento y en todo el periodo el crecimiento fue de casi el 500 por ciento. Ya con López Portillo en la presidencia, los precios del crudo se incrementaron todavía más, acrecentando el interés del gobierno por hacer de las exportaciones petroleras la fuente de ingresos que le permitiese incrementar el gasto y el endeudamiento (Pedrero, 1990).

Paralelamente, el modelo de sustitución de importaciones mostraba signos de agotamiento. El no haber avanzado sólidamente en la producción de bienes de capital y haber concentrado la sustitución de importaciones en bienes de consumo, hicieron que la estructura industrial del país se rezagara; la desigualdad del ingreso y la creación de un mercado interno sumamente concentrado deterioraron cada vez más el modelo conocido como *el Milagro Mexicano*. Ayala (1979) atribuye la crisis del milagro mexicano a finales de los sesentas y en el principio de la década de los setenta a un problema de *realización* de los bienes de consumo duradero, generado por la excesiva concentración del ingreso que producía una saturación de la demanda; este autor sostiene que si el proceso de acumulación depende de la producción de bienes de consumo duradero y éstos a su vez no se realizan como consecuencia de la concentración del ingreso, el proceso de acumulación se paraliza y la crisis se presenta.

Como lo ha mencionado Aspe (1994) y otros autores, durante los años 1976-1981, la economía mexicana experimentó un proceso acelerado de expansión que se evidenció en tasas de crecimiento promedio anual de 8.5 por ciento para la demanda agregada, 7.4 por ciento para el PIB y 11.3 por ciento para la inversión fija bruta. Este crecimiento acelerado se indujo mediante políticas fiscal y monetaria expansivas y políticas de subsidio a la actividad productiva, como la sobrevaluación del tipo de cambio, tasas de interés reales negativas, incentivos al endeudamiento externo, abaratamiento del costo real de la mano de obra y precios subsidiados para el consumo interno del petróleo y derivados. Durante este

periodo, se impulsó el desarrollo del sector upstream (extracción y exploración de hidrocarburos), que se manifestó en la casi duplicación de la participación del sector petrolero y derivados en el producto interno bruto de 4.7 por ciento en 1975 a 8.1 por ciento en 1982 y en niveles de inversión en PEMEX por encima del 25 por ciento de la inversión pública total y el 12 por ciento de la inversión fija bruta. Esa estrategia del gobierno federal creó y amplió la infraestructura que daría la pauta para que PEMEX se especializara en la extracción y exportación masiva de petróleo.

La estrategia del gobierno federal en cuanto a la especialización extractora y exportadora se fundamentó en dos aspectos que se deben subrayar:

1. Por un lado, abastecer de divisas al país para asegurar el servicio de la deuda pública externa y
2. Proporcionar ingresos fiscales para un Estado con graves desajustes en las finanzas públicas.(Álvarez,1987:15)

De esta manera, el auge exportador petrolero estuvo montado sobre un fuerte proceso de endeudamiento externo de México, pero especialmente de PEMEX: en 1966 el endeudamiento externo de PEMEX fue de 153 millones de dólares, mientras que para 1982 el endeudamiento fue de 22 mil millones de dólares.

“El peso del endeudamiento externo se convirtió en un factor decisivo para imponer o por lo menos marcar fuertemente las políticas de la empresa en materia de relaciones laborales, de inversión, de niveles de producción, de políticas de ventas y hasta de criterios de reestructuración interna” Manzo (1996:32).

Paralelamente al endeudamiento de PEMEX y a la captación de los ingresos petroleros, el *boom* petrolero era percibido como permanente y creciente por expertos nacionales e internacionales. (Mommer, 1989).

En esta sintonía el gobierno federal pronosticó un aumento de los precios de la mezcla mexicana de petróleo y se basó en ello para expandir tanto el déficit fiscal y como el déficit externo.<sup>22</sup> A raíz de ello “durante la segunda mitad de 1980 y el inicio de 1981 el gasto público se aceleró; a fines de 1981 el déficit fiscal era de 14.1 por ciento del PIB (Lustig, 1994:86)

---

<sup>22</sup> El precio mexicano para la mezcla mexicana pasó de 19.6 dólares por barril en 1979 a 31.3 dólares en 1980 y 33.2 en 1982.

Ante la crisis del modelo sustitutivo de importaciones, las exportaciones de petróleo y el flujo de divisas que generaron se convirtieron en la estrategia para salir de la crisis. Sin embargo, la estrategia se sustentó también en fuertes endeudamientos que tendrían graves consecuencias hacia el término del auge petrolero. Algunos autores coinciden en que el auge petrolero entre 1979 y 1981 provocó ciertos efectos de rezago en los demás sectores de la economía debido a la especialización mono exportadora y al enorme flujo de divisas que las exportaciones petroleras generaron. Tales efectos son conocidos como la *enfermedad holandesa*. (Gelb, 1988)

La vulnerabilidad implícita de la estrategia petrolera propició una “especialización en el comercio internacional en el que los excedentes exportables involucraban en un alto porcentaje al petróleo (75 por ciento) entre 1979 y 1981 y los ingresos recibidos por esta exportación sirvieron para adquirir alimentos y bienes de capital en el exterior. Este tipo de especialización agravó la restricción de la balanza de pagos que originalmente pretendía aliviar. Dicho en términos simples, se había creado una fuerte dependencia del petróleo” (Hernández, 1985: 196). Debido al comportamiento deficiente de las exportaciones no petroleras, la cuenta externa se tornó cada vez más dependiente del petróleo. En consecuencia, los ingresos de divisas se volvieron más sensibles a las fluctuaciones de los precios mundiales del petróleo. A inicios de los ochenta, la tendencia alcista de los precios del petróleo cambió radicalmente y pasaron de 87 dólares (constantes) a 77 dólares en 1981, lo que significó una variación negativa porcentual de más del 10 por ciento. Aunado a lo anterior desde el último trimestre de 1980 las tasas de interés iniciaron una marcha ascendente, en diciembre de ese año, la LIBOR llegó a un nivel cercano a 20 por ciento anual, el más alto de la historia. Esto constituyó un cambio radical en la tendencia observada hasta entonces, e implicó pasar de tasas reales de interés negativas a mediados de los setenta, a tasas reales positivas de 8 por ciento en promedio para 1981; “la *administración de la riqueza* que el gobierno de López Portillo estaba dispuesto a consumir se desvanecía paulatinamente”(Gurria, 1993: 26). La reevaluación de la moneda es un factor que explica porque la dinámica de las exportaciones diferentes al crudo disminuyera drásticamente y se impulsarán las importaciones.

El papel del Estado como motor de la economía fue cuestionado cada vez más, sobre todo porque el déficit fiscal al que se había llegado propició un creciente endeudamiento,

que aunado a la fuga de capitales, crearon las condiciones para que detonará la crisis agudizada con la devaluación del peso mexicano en 1982. (Gurría, 1993)

Como se muestra en el cuadro 3.2 del anexo, el deterioro económico se reflejó rápidamente en una enfática caída de la tasa de crecimiento del PIB de 8 por ciento en 1981 a una tasa negativa de 0.56 por ciento en 1982. En esos mismos años, el déficit público como porcentaje del PIB pasó de un porcentaje positivo cercano al uno por ciento a uno negativo de casi 17 puntos porcentuales del PIB. La situación de deterioro tuvo su mayor impacto en la deuda externa total que como porcentaje del PIB pasó de 29.9 por ciento a casi 50 por ciento en 1982, el porcentaje más alto desde 1977.

La perspectiva que se tuvo sobre el mercado petrolero mundial fue, en parte, uno de los nichos en los que se gestó la crisis de 1982. Lustig (1994) y Aspe(1994) concuerdan en que la crisis se haya agudizado gracias a que el gobierno federal mantuvo una política fiscal expansiva frente a una perspectiva de que la caída de los precios del petróleo era un fenómeno temporal que pronto se superaría. En esa tesitura el auge petrolero no produjo la drástica transformación de la vida económica ni el mejoramiento permanente de los niveles de vida. Por el contrario, el auge terminó en una crisis y la pobreza aumentó. (Aspe, 1994)

En la coyuntura, el gobierno mexicano optó por incrementar el nivel de las exportaciones petroleras después de que PEMEX había sido utilizada como una empresa pública orientada al aprovisionamiento de mercado interno.

Con el fin de enfrentar la crisis, México negoció un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional en 1982, en el que recibió por parte de este organismo 2 mil 300 millones de dólares y otros 5 mil de parte de la banca internacional en un acuerdo llamado “condicionalidad cruzada”.<sup>23</sup>

Paralelamente, se eliminaron los resquicios que permitían el acceso de capitales privados a las actividades de exploración y producción bajo contratos de riesgo, creando así el monopolio de Estado de la industria petrolera mexicana.

---

<sup>23</sup> Documentos e informes sobre política económica, publicaciones de la SHCP, "Carta de Intención enviada al FMI" y "Memorándum de Políticas Económicas y Financieras enviado al FMI" de 1982 [en línea] <http://www.shcp.gob.mx/index01.html>.



### E. 1992 el paso a la desmonopolización

Como en el resto de América Latina, en los años ochenta surgió en México una crisis profunda del sistema político y económico que revolucionó la visión sobre el rol del estado en el manejo de la economía y en las relaciones con la sociedad. Los años ochenta fueron años de crisis nacional aguda en los que “fue notorio el desplome del arreglo político y del modelo económico que se había fraguado cuarenta años atrás” (Aguilar, 2004:6).

Bajo este panorama, México se sometió a las políticas de estabilización y de ajuste estructural que los organismos internacionales sugerían para salir de la crisis. El proceso de reforma se inició por la contracción del gasto público para reducir el creciente déficit fiscal, y con medidas para desregular los mercados e incorporar medidas para privatizar el sector público, en particular en los sectores de las telecomunicaciones, la *petroquímica*, el sistema bancario y financiero, los seguros de transferencia tecnológica, la agricultura, la pesca los transportes aéreos y terrestre y la industria automovilística. “Hacia 1997, más de 900 empresas fueron vendidas o cerradas sobre las 1155 que se encontraban bajo control del Estado en 1982” (Clavijo, 2000:65).

Se arribó a la apertura y privatización de las empresas estatales que jugarían un papel central y decisivo en el nuevo modelo de desarrollo que adoptarían la mayoría de los países latinoamericanos en desarrollo y también los desarrollados. En México las directrices del proceso de privatización se ordenaron de acuerdo a la *distinción constitucional* entre empresas estratégicas prioritarias y no prioritarias. Sólo quedaron como prioritarias: *petróleo*, *petroquímica básica*, electricidad y energía nuclear, los ferrocarriles y las comunicaciones vía satélite (Clavijo, 2000:67).

Mientras las privatizaciones en la mayoría de los sectores de la economía se llevaban a cabo, el sector de los hidrocarburos, hasta antes de 1995, permaneció cerrado y fundamentado en reivindicaciones constitucionales que garantizaban la operación del modelo de monopolio estatal. En 1992, con el objetivo de mejorar la eficiencia y la productividad de PEMEX, “se implementó un conjunto de acciones organizacionales encaminadas a abatir costos, agilizar y simplificar procedimientos, suprimir desperdicios, hacer más equilibradas las líneas de producción, reconvertir instalaciones y modificar las estructuras administrativas” (Memoria de labores, 1995:23)

Se abandonó formalmente la organización piramidal y centralizada con que se trabajaba desde la fundación de PEMEX. La nueva política de PEMEX estaba orientada a crear el contexto en que el organismo pudiera ser evaluado por sistemas de gestión y de resultados.<sup>24</sup> En 1992 con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, se establecieron cuatro organismos descentralizados y subsidiarios de Petróleos Mexicanos, bajo la conducción estratégica de un Corporativo.<sup>25</sup>

La modificación del modelo de organización induciría a cambios en el desempeño de la industria. “La separación en subsidiarias no sólo obedecía a la búsqueda de estandarización con las compañías del ámbito mundial, también pretendía hacer más eficiente la gestión de la empresa maximizando el valor de cada una de las áreas y potenciar su especialización” (De la Vega, 2003:19).

No obstante, lo único que se logró es que se multiplicara el personal y los costos en cada área sin que haya existido, necesariamente, un avance hacia la eficiencia. Según algunos autores, la reestructuración había puesto a las cuatro subsidiarias a competir entre sí, creándose trabas unas a otras; este enfoque estaba reñido con la cooperación y con la búsqueda de sinergias entre las distintas partes de la empresa (De la Vega, 2004).

Otros, sugieren que la verdadera intención de la reestructuración fue dividir la empresa para facilitar su posterior privatización por partes. “En la industria petroquímica y la del gas natural se inició una serie de acciones encaminadas a fomentar la participación privada en las actividades en las que PEMEX tenía exclusividad” (Shields, 2004: 33)

### ***3.2 Reformas: ¿el quiebre del monopolio?***

En la última década del siglo pasado, las mayores influencias sobre el sector fueron reformas legales directas, aunque no cambios constitucionales. La década de los noventa inició con una reforma estructural en diversos ámbitos, que abarcaron desde la reestructuración de la deuda externa y cambios en la política social, hasta la desincorporación y desregulación de sectores estratégicos importantes como las

---

<sup>24</sup> Plan de Negocios de PEMEX 1992. en línea [www.pemex.com.mx](http://www.pemex.com.mx)

<sup>25</sup> Pemex Exploración y Producción, tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y del gas natural; Pemex Refinación, produce, distribuye y comercializa combustibles; Pemex Gas y Petroquímica Básica, procesa el gas natural y los líquidos del gas natural, distribuye y comercializa gas natural y gas licuado de petróleo y produce y comercializa productos petroquímicos básicos; Pemex Petroquímica, elabora distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos no básicos; PMI Comercio Internacional, se encarga de la comercialización externa del petróleo.

telecomunicaciones y el sector financiero. Durante la administración de Salinas de Gortari, entre 1989 y 1994, se realizaron 51 reformas constitucionales, dos de ellas al artículo 27, pero no se modificó la Constitución en materia del sector energético.

### **3.2.1 Reformas Petroquímica**

De acuerdo con la Constitución de 1917, la industria petroquímica básica está reservada a PEMEX. No obstante, México realizó una separación artificial en donde se clasificaron algunos productos bajo el rubro de petroquímica básica y otros en el de petroquímica secundaria. Esta clasificación es motivo de debate por la complejidad con que se realiza y porque algunos autores opinan que la reclasificación de los petroquímicos básicos en petroquímicos secundarios fue el mecanismo que se empleó para permitir el acceso de capitales privados en la petroquímica sin modificar la Constitución. Mientras que la petroquímica básica esta reservada al Estado en la petroquímica secundaria esta restricción desaparece (Manzo, 1996).

A grandes rasgos la petroquímica es la aplicación de procesos que involucran reacciones químicas sobre el petróleo con el fin de obtener materias primas sintéticas que sustituyen a las materias primas naturales escasas y caras, y que son empleadas en una gran variedad de artículos de uso común (Toledo, 1995).

La Ley reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo petrolero en materia de petroquímica es el marco legal que define la actividad de la petroquímica básica, en éste se menciona que los petroquímicos básicos son “aquellos productos que sean resultado del primer proceso de transformación química de los hidrocarburos naturales.”<sup>26</sup> Aunado a lo anterior, el Estado mexicano define en la Constitución que algunos petroquímicos son de carácter estratégico por lo que reserva para sí el control y explotación de esos recursos a fin de garantizar que su abasto al sector productivo se realice en condiciones adecuadas de suficiencia, oportunidad y precios razonables, buscando así impulsar el desarrollo económico del país.<sup>27</sup>

Así, los petroquímicos considerados básicos no pueden ser producidos ni comercializados por agentes privados. Sólo en los petroquímicos que sean resultado de segundas reacciones químicas podrán intervenir capitales privados.

---

<sup>26</sup> Ley reglamentaria del artículo 27 en materia de petroquímica publicada en el Diario Oficial de la Federación.

<sup>27</sup> *Ibid.*

Como se mencionó antes, entre 1976 y 1985 la industria petroquímica tuvo un crecimiento acelerado gracias a las elevadas inversiones públicas y privadas, lo cual le permitió a la industria incursionar en los mercados de exportación. De acuerdo con Beltrán (2005) a fines de la década de los setenta aparecen algunas limitaciones estructurales en la industria, particularmente en cadenas productivas no integradas tanto en petroquímica básica como en secundaria. Entre 1986 y 1992 tanto la inversión pública como privada se estancan, se eliminan gradualmente los subsidios y se inicia el proceso de desregulación (Beltrán, 2005).

De esta manera las actividades de la petroquímica sufren un acelerado proceso de desregulación estatal, que comenzó en 1986, siguió en 1989 y culminó en 1992. Con el propósito de estimular la inversión privada y reducir al mínimo posible el ámbito de la actividad petroquímica reservada al Estado, se modificó la lista de los considerados en la lista de básicos.

En el cuadro 3.3 del anexo, se puede observar la lista de petroquímicos que el gobierno clasificó como básicos, algunos autores sugieren que las modificaciones a esta lista tienen un alto grado de inconsistencia, de acuerdo con los estándares internacionales ninguno de los 8 petroquímicos que se conservaron como básicos en 1992 podía considerarse como tal (Morales, 1995).

Sólo hasta 1996 se define la Ley de Petroquímica en la que se establece el real proceso privatizador del sector de la petroquímica. Algunos autores, justificaron la privatización en base a cuatro hechos: uno, que desde 1992 no hubo inversión pública ni privada en el sector. Dos, que definitivamente no había certidumbre jurídica para operar en el sector. Tres, que era necesario garantizar igualdad en la competencia de las empresas públicas y privadas del sector. Y cuatro, que debía garantizarse a todos una oferta segura de insumos, a precios competitivos (Reyes, 1997)

La modificación en la clasificación petroquímicos básicos y secundarios se debió a la búsqueda de inversiones en la industria petroquímica que no llegaron. El esquema que se planteó en las licitaciones, estipulaba una participación mayoritaria estatal que a los posibles interesados les resultaba poco atractiva; a ningún inversionista le resultaba atractivo participar como socio minoritario de PEMEX petroquímica (Beltrán, 2005). La razón es que la inversión en la industria petroquímica a nivel internacional requiere de que

se garantice tanto el aprovisionamiento de gas (materia prima esencial de la petroquímica) como el aseguramiento de precios competitivos en el largo plazo (Beltrán, 2005). En países como Irán, Arabia Saudita o Venezuela, los gobiernos ofrecen el gas a precios muy competitivos que hacen interesante la inversión en petroquímica en ellos, en Arabia Saudita, por ejemplo el precio del etano es de 38 dólares y en México de 160 dólares (Palma, 2004).

De este modo se permitió la entrada de capitales privados en la petroquímica secundaria pero los resultados en cuanto a niveles de inversión y el desarrollo de estas actividades ha sido magro, como lo demuestran los balances de la petroquímica y la baja inversión de este sector.

### ***3.2.2 Reformas: Gas Natural. ¿El quiebre de un monopolio?***

En 1995 se hincaron reformas que permitieron la participación privada en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Hasta ese año, PEMEX era la única entidad autorizada para construir, operar y ser propietaria de gasoductos en México, así como la única con facultades para importar, exportar y comercializar gas natural en territorio nacional.

Esta estructura industrial verticalmente integrada dio lugar a un limitado aprovechamiento del gas natural en el territorio nacional: “el problema se centraba en la insuficiente capacidad que PEMEX tenía para distribuir el gas natural acorde con el potencial de consumo. Se procedió entonces a la apertura al capital privado en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural” (Olea, 2005:96).

De este modo se dieron pasos para incrementar la inversión privada y para ampliar los sistemas de distribución y transporte que PEMEX instrumentaba, y se permitió la participación privada en el abasto de gas natural a algunos clientes industriales y a la Compañía Federal de Electricidad (CFE). El primer paso fue reformar el artículo 27 en el ramo petrolero y se expidió un nuevo reglamento de gas natural cuya intención fue “establecer los lineamientos generales del marco regulador de la industria del gas natural, así como brindar certidumbre jurídica a los inversionistas que incursionaban en este sector” (Olea, 2005:96).

El segundo paso fue establecer el marco regulatorio en el que la Comisión Reguladora

de Energía (CRE) estaría a cargo de la expedición de los instrumentos básicos de la regulación necesarios para dar inicio al desarrollo de la nueva infraestructura.<sup>28</sup> La CRE “amplió y profundizó su ámbito de competencia en las reformas del 1995 y de manera paralela obtuvo su autonomía técnica y operativa con nuevas atribuciones a partir de la publicación de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en octubre de 1995” (Elizondo, 1998:1).

En la actualidad el gas natural es un importante insumo del sector eléctrico mexicano y del sector industrial. Su demanda es creciente y si bien la reforma de 1995 buscó incorporar a la iniciativa privada en el transporte y comercialización del gas natural combinándolo con la operación de PEMEX, aun existe una posición dominante del organismo que rezaga el desarrollo de la competencia por al menos tres factores:

1. Comercialización. PEMEX mantiene el monopolio en el Sistema Nacional de Gasoductos lo cual impide la entrada a competidores potenciales en la comercialización.
2. Transporte. A pesar de que la reforma busca la participación de inversionistas privados en el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural, PEMEX continúa construyendo su red de gasoductos lo cual desincentiva a los agentes privados a destinar recursos a esta actividad.
3. Oferta y demanda. La reforma del 95 preveía incrementar la oferta de gas natural para abastecer una creciente demanda interna, proveniente sobre todo del sector eléctrico e industrial. Sin embargo, la exploración y producción permanecen cerradas a inversiones privadas y las que hace el gobierno resultan insuficientes para extraer gas natural suficiente para cubrir la demanda interna. Esta situación ha dado lugar al crecimiento de los flujos de importación de gas natural e incluso que esa tendencia no solo permanezca sino que se amplíe en el futuro (Olea, 2005)

La implementación de la reforma de 1995 impelió sólo de manera marginal la entrada de capitales privados, preponderando sobre éstos la actividad del gobierno a través de PEMEX. Al presente, la participación de particulares en la infraestructura de *transporte* es un poco mayor. Sin embargo, esta participación no se registra en otras actividades en las que es legalmente factible su intervención, tales como el almacenamiento y la comercialización. La falta de nuevos actores en estas áreas ha dado lugar a rezagos en el

---

<sup>28</sup> La CRE se instauró en 1992 para regular y aplicar las disposiciones legales en materia de energía eléctrica.

desarrollo competitivo y eficiente de la industria, los cuales podrían poner en entredicho la “reforma estructural.”<sup>29</sup> Desde la implementación de la reforma, el crecimiento de la demanda de gas natural ha sido de 6 por ciento promedio anual, mientras que el de la producción fue de 4 por ciento. Por lo tanto, el abasto de gas natural se ha logrado en un 30 por ciento con importaciones. Por otro lado las reservas de gas natural vienen disminuyendo dramáticamente desde 1980 a una tasa de 10 por ciento.<sup>30</sup> Ante esos resultados, la reforma de 1995 no puede calificarse como una reforma estructural o que haya transformado profundamente el monopolio estatal.

### **3.2.3 Reformas: Refinación**

En materia de refinación si bien no existe la apertura a capital privado directamente, existen acuerdos de PEMEX con compañías de capital extranjero para refinar el petróleo. “Desde 1993 PEMEX participa, a través de la compañía subsidiaria P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V., en una refinería situada en Deer Park, Texas, en asociación con la compañía petrolera Shell Oil Company. Bajo el contrato de asociación P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. y Shell Oil Company proporcionan, cada una, el 50% el petróleo crudo que entra como insumo a la refinería y son dueños del 50% de la producción de la refinería.”<sup>31</sup>

De este modo, se le permite a la Shell Oil Company participar en el negocio de la refinación de petróleo mexicano destinado a satisfacer la demanda mexicana de combustibles. Efectivamente PEMEX envía un porcentaje de petróleo al exterior, para refinarlo allá y lo devuelve al país convertido en gasolinas y combustibles. En primera instancia parece que el convenio viola el artículo 24 del reglamento de la Ley del petróleo que dice que:

“Sólo la nación puede llevar a cabo operaciones de refinación petrolera por conducto de PEMEX.”<sup>32</sup>

Es decir, al sacar el petróleo mexicano y refinarlo en los Estados Unidos, PEMEX viola un precepto jurídico porque el crudo refinado en esa refinería tan sólo está destinado al consumo interno de México. Este arreglo entre Shell y PEMEX resulta paradójico sobre todo porque al exportar PEMEX crudo a la refinería de Texas y luego impórtalo en la

<sup>29</sup> Informe de la CRE. México 2005 septiembre-octubre

<sup>30</sup> De acuerdo con datos del reporte anual 2005 de la British Petroleum.

<sup>31</sup> Reporte anual de PEMEX que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y otros participantes del mercado. En línea <http://www.pemex.com/files/content>

<sup>32</sup> Fragmento del artículo 24 de la Ley Reglamentaria del Ramo Petrolero.

forma de petrolíferos, incurre en gastos de transportación y administración. Resulta también paradójico que PEMEX haya invertido en ampliar la capacidad de refinación en el extranjero y que se haya asociado con una empresa extranjera cuando se observa que la capacidad instalada de las refinerías en México no es utilizada al 100 por ciento, para este caso obsérvese el cuadro 3.4 del anexo el cual muestra claramente la capacidad subutilizada de refinación.

El tema de la capacidad instalada de refinación está relacionado con la falta de inversiones porque utilizar al cien por ciento la capacidad instalada no requiere de inversión sino de una reconfiguración de la forma en que se destina el crudo a las exportaciones y a las refinerías.

De acuerdo con Ocampo (2004), “todas las compañías petroleras del mundo, procuran operar la capacidad máxima de sus instalaciones industriales, siempre y cuando tengan la materia prima y el mercado suficiente” (Ocampo, 2004:13). PEMEX es la única empresa que, teniendo materia prima (crudo que exporta) suficiente y mercado amplio y seguro, no aprovecha su capacidad de refinación instalada al 100 por ciento. El cuadro 3.4 del anexo muestra la evolución de la utilización de la capacidad instalada y comprueba que una buena parte del crudo que México exporta bien podría refinarse en dicho país y reducir así las importaciones de petrolíferos que se han incrementado considerablemente desde 1997.

La capacidad de destilación atmosférica es equivalente a la capacidad de refinación, y se refiere a la capacidad por día de operación, no a la capacidad por día calendario. Es el volumen máximo que puede procesar trabajando sin interrupción, en tanto que la capacidad día calendario considera los paros normalmente exigidos por el mantenimiento y otras causas. El proceso de crudo y líquidos se refiere a la separación de la mezcla en varios componentes. Tanto la capacidad como el proceso se miden en miles de barriles diarios y es la mejor forma de medir la utilización de la capacidad instalada.<sup>33</sup>

El cuadro 3.4 del anexo de esta tesis, muestra que desde 1991, la capacidad instalada de refinación se ha utilizado por debajo del 90 por ciento. En ese año, la capacidad instalada dejó de refinar poco más de 203 mil barriles diarios, es decir, unos 74 millones de barriles en el año. Esta cifra ha oscilado en el transcurso de los años pero creció en más de 100 millones en 1997, 1999, 2000, 2001 y 2002. En los dos últimos años el porcentaje de

---

<sup>33</sup> PEMEX Anuario Estadístico 2005.



capacidad utilizada se incrementó pero aun dejaron de refinarse más de 86 millones de barriles en el año 2004. Resulta paradójico que teniendo la capacidad para refinar petróleo y minimizar las exportaciones esto no se haga.

Esto resulta particularmente importante sobre todo al observar la balanza comercial de PEMEX que aunque mantiene superávit, el peso de las importaciones de gasolinas gana terreno frente las exportaciones de crudo. La tendencia a importar se ha intensificado dramáticamente, mientras que en 1980 se importaban siete centavos de dólar por cada dólar que se exportaba, en el 2004 se importaron treinta centavos de dólar por cada dólar obtenido por las exportaciones de crudo (ver cuadro 3.5 del anexo).

Al respecto Ocampo (2004) sugiere que se está ante un problema estructural, creado por la política de comprometer el crudo en las exportaciones y no en la refinación, las que podrían disminuir las importaciones de petrolíferos, beneficiando no sólo a PEMEX sino a los consumidores. De acuerdo con este autor, “si PEMEX procesara el crudo que le permite su capacidad instalada de refinación dejaría de importar o maquilar cantidades sustanciales, en algunos renglones se generarían excedentes para exportar productos y no crudo”.<sup>34</sup>

Así las cosas, el desempeño de cada subsidiaria no ha correspondido a los objetivos planteados. Mientras que PEMEX Exploración y Producción registró utilidades en sus balances anuales, las otras como PEMEX refinación y PEMEX petroquímica han pasado por un estancamiento desde su conformación. Además, la creación de las subsidiarias fue acompañada por la aplicación de un sistema de precios de transferencia. La teoría microeconómica sugiere que en la integración vertical se pueden elegir los precios a los que se venden los insumos entre los organismos, una de esas opciones es la que PEMEX ha elegido desde 1992 y que consiste básicamente en que le vende a PEMEX refinación y PEMEX petroquímica al mismo precio que les vende a sus compradores internacionales. La justificación que suele darse es que la política de precios de los bienes que produce y comercializa tiene como objetivo central reflejar sus costos de oportunidad. El costo de oportunidad se considera como el valor que recibiría el proveedor en el mercado si vendiera el producto a su siguiente mejor alternativa de venta. Si el proveedor puede obtener un mayor valor con otra alternativa, entonces deberá buscar dicha alternativa. Tanto el consumidor como el proveedor tienen que considerar todas las opciones de valor y costo

---

<sup>34</sup> *Ibid.*

económico. Al considerar este precio (el de costo de oportunidad) se simula un mercado competitivo, donde el precio de mercado o precio de competencia se determina por el precio prevaleciente en el mercado internacional, el objetivo es maximizar el valor de PEMEX y reflejar las prácticas comerciales internacionales y nacionales. Así, “el sistema de precios de transferencia de PEMEX busca cumplir con el propósito de maximización de valor de los productos elaborados por PEMEX a través de una correcta asignación de recursos y de una evaluación de los resultados económicos de las unidades de negocio”<sup>35</sup>. Otros autores sugieren que se deben ofrecer precios inferiores a los internacionales entre cada subsidiaria pues, según ellos, se ha convertido al país en un importante exportador de petróleo crudo, retrocediendo en el esfuerzo industrializador que se venía llevando a cabo (Martínez, 2006:4). De aplicarse esta última opción se estarían subsidiando los precios de los petrolíferos y petroquímicos, y se rompería con un objetivo básico, el de fomentar la autonomía divisional y el de poder evaluar a cada subsidiaria. El problema sobre los precios de transferencia a costo de oportunidad es que las inversiones en PEMEX refinación y PEMEX petroquímica básica son tan insuficientes que no les es posible acceder a crudo a precio internacional, lo que es más, la producción se orientó hacia las exportaciones, porque era el mercado en donde se podía, realmente, vender la producción y maximizarla.

Lo anterior queda reivindicado en las palabras que expresó quien fuera Secretario de Energía y posteriormente nombrado Presidente electo en septiembre de 2006, Felipe Calderón que en su comparecencia ante el Senado, y en respuesta a la pregunta ¿en qué eslabón de la cadena productiva de PEMEX se invertiría más?:

“...pero la rentabilidad de petroquímica a los precios del gas, otra vez, un problema recurrente que tenemos, va a ser una rentabilidad mucho menor de la que se tiene produciendo un barril de petróleo. Es decir, si tuviéramos dinero para invertir en todo, invertiríamos en todo; no lo tenemos, tenemos que invertir en lo que más renta le dé a PEMEX, que es producción de petróleo, producción de gas y también complementar líneas de valor agregado como es la ampliación o la reconfiguración de refinerías y como es proyectos petroquímicos como el que acabo de mencionar, pero todo en proporción pues a lo que pueda dar una rentabilidad. Programas productivos de crudo y gas, sería la respuesta que tenemos para este tema.”<sup>36</sup>

Nuevamente un aspecto político interviene en la rentabilidad de las actividades petroleras, nos referimos a que es el Congreso y no PEMEX el que dispone y aprueba tanto las cantidades que deben ser producidas como las que se destinan a la exportación.

<sup>35</sup> Palabras de un alto funcionario de PEMEX en entrevista telefónica con el autor de este trabajo.

<sup>36</sup> Comparecencia del Secretario de Energía ante el Senado de la República, septiembre de 2002. Las negritas son mías

Asimismo las inversiones que PEMEX puede realizar son definidas por la Secretaría de Hacienda. Con la apertura a la inversión privada se esperaba que ésta supliera la falta de inversiones que, por las restricciones presupuestarias impuestas por hacienda no puede realizar PEMEX. Sin embargo, el esquema diseñado preservó el monopolio estatal e inhibió la inversión privada.

Al revisar estos aspectos se observa una lógica clara en cuanto a mantener la capacidad subutilizada de las refinerías y de haber establecido un contrato para refinar crudo fuera del país. Asimismo, el esquema de participación de inversiones privadas que se diseñó para la petroquímica inhibió tales inversiones y paralelamente la inversión pública se retiró del sector.

México avanzó hacia el abandono del Estado como eje rector de la economía y del desarrollo en casi todas sus actividades. Incluso, existió una tendencia a romper el monopolio estatal de la industria petrolera mediante la puesta en práctica de algunas reformas sobre las áreas de la petroquímica, del gas natural y de la refinación. Sin embargo la explotación de petróleo prevalece bajo su potestad, acotada por el mandato constitucional que le confiere exclusividad en la exploración y explotación del petróleo.

### ***3.3 El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y el petróleo***

Luego de la crisis de 1982, la política comercial de México cambió radicalmente y comenzó el proceso de apertura comercial encaminado a fortalecer el intercambio con el exterior. La entrada de México al GATT en 1986 es el principio de una serie de acuerdos orientados hacia el cambio radical de la política comercial, el cual llevó a cabo a través de la liberalización comercial y que fue coronado con la firma del TLCAN con Canadá y los Estados Unidos, en 1992. En el cuadro 3.6 del anexo se resume el proceso de liberalización comercial de México.

El TLCAN quizá es la forma de apertura más importante al que México se ha suscrito, sobre todo porque permitió el “rápido traslado, en unos cuantos años, desde el polo dinámico del mercado interno hacia el comercio exterior como el elemento activo fundamental;”(Cué, 2001:28) como lo demuestra la oleada de tratados comerciales que se suscitaron después de la firma de este tratado (ver cuadro 3.6 del anexo). En lo particular México tenía ya un proceso de apertura comercial bastante avanzado con los Estados

Unidos, por lo que algunos autores consideran que el TLCAN fue un paso menor en cuanto a lo comercial y que más bien sirvió como el elemento principal para fomentar la inversión extranjera.

En este sentido, Peters (2000) asegura que desde la entrada en vigor del TLCAN, el gobierno de México se ha convertido en uno de los principales promotores para desregular los flujos de inversión extranjera a nivel internacional, con la intención de vincular explícitamente el comercio y los flujos de inversión extranjera directa. El capítulo XI referente a las inversiones explicita lo que Peters alude, que en resumen contiene los siguientes principios básicos:

“a) otorga un trato nacional a todos los inversionistas de los países miembros, b) hace extensivo los beneficios que confieran a inversionistas de otros países, miembros o no miembros del TLCAN (trato de Nación Más Favorecida), c) las inversiones de los países miembros serán tratadas conforme a los principios de protección y seguridad que brinda el Derecho Internacional (trato mínimo), d) se eliminarán todo tipo de requisitos de desempeño (aunque México se reserva temporalmente la aplicación de ciertos programas, tal como el de la maquiladora, hasta el año 2001), e) se permitirá la libre transferencia de recursos al exterior, f) se incluyen mecanismos para la expropiación e indemnización de inversiones expropiadas, g) se asegura que los inversionistas tienen derecho a acudir ante los tribunales nacionales o internacionales para ejercer sus derechos y h), se plantean una serie de reservas y excepciones en lo referente a los principios de trato nacional, de Nación Más Favorecida, de requisitos de desempeño, así como de actividades reservadas en favor del estado mexicano.”<sup>37</sup>

Bajo el marco de este capítulo, el TLCAN ha sido el punto de partida de otro tipo de acuerdos vinculados directamente con la inversión extranjera. Tal es el caso de los Acuerdos para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones (Appris). Los Appris se han llevado a cabo tanto con países de la Unión Europea como con los países del MERCOSUR. Estos tratados tienen por objeto promover los flujos de capital y brindar seguridad jurídica a las inversiones de los países firmantes.<sup>38</sup>

Al igual que la inserción de México en mercado global está determinada por las relaciones comerciales con los Estados Unidos, la penetración de México en el mercado petrolero internacional se lleva a cabo a través de este país. Las exportaciones petroleras de México hacia los Estados Unidos representan aproximadamente el 80 por ciento de sus exportaciones totales de crudo. Se ha sugerido que los Estados Unidos accedieron a negociar el acuerdo de libre comercio con la esperanza de “configurar un mercado común energético para reducir su dependencia del crudo de la OPEP” (Puyana, 2006:66).

<sup>37</sup> Capítulo XI: Energía y Petroquímica del TLCAN, publicado en <http://www.sice.oas.org/>

<sup>38</sup> Diario Oficial de la Federación 1997.

Sin embargo, el petróleo de México casi siempre ha abastecido una buena parte del consumo estadounidense, lo cual sugiere que la negociación del TLCAN no estuvo orientada a establecer en México un nuevo abastecedor seguro de petróleo para los Estados Unidos, pues México ya lo era. En materias primas como el petróleo no es necesario un acuerdo comercial basado en las rebajas arancelarias, pues por lo general entran libres de impuestos, y de hecho se estipuló en el TLCAN que en ningún caso se podrá adoptar un gravamen, impuesto o cargo alguno sobre la exportación de ningún bien energético o petroquímico básico a territorio de otra Parte.<sup>39</sup>

Probablemente la intención de los Estados Unidos era la búsqueda de la apertura para las inversiones privadas en los campos petroleros mexicanos. Como sabemos un abasto seguro de petróleo resulta muy importante para los Estados Unidos sobre todo porque a través de los años la inestabilidad de otras fuentes de crudo y el consumo de petróleo de este país han ido en aumento, por lo cual algunos autores sugieren que los Estados Unidos se interesaron en la integración de América del Norte no tanto por la cuestión comercial sino por su necesidad de afianzarse una fuente segura de recursos energéticos (Silva, 1994).

Sin embargo, la apertura a las actividades petroleras, sobre todo las de exploración y extracción se mantuvieron cerradas porque el gobierno mexicano se amparó en el mandato constitucional de los artículos 17 y 18, para no ceder por completo en torno a esta cuestión. En el artículo 602.3 titulado *reservas y disposiciones especiales*, se explicitó que México se reservaría para sí mismo incluyendo la inversión y la prestación de servicios una serie de actividades consideradas estratégicas entre las que destaca particularmente el asunto de los hidrocarburos:

“exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos y ductos; comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo la venta de primera mano de los siguientes bienes: petróleo crudo; gas natural y artificial; bienes cubiertos por este capítulo obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y petroquímicos básicos.”<sup>40</sup>

A pesar de que se han llevado a cabo cambios que representaron la ruptura del monopolio estatal en la industria petrolera mexicana, que se han descrito arriba, la exploración, la extracción y refinación quedaron excluidas de la negociación del TLCAN. Así, el tratado se apegó a la Constitución y no la Constitución al tratado. Cuando se

<sup>39</sup> Artículo 604 del TLCAN *Impuestos a la Exportación*.

<sup>40</sup> Artículo 602.3 del TLCAN *Reservas y disposiciones especiales*.

suscribió el tratado surgió un temor en lo referente al petróleo porque Estados Unidos y Canadá acordaron que “los norteamericanos tendrían un acceso no discriminatorio a los suministros energéticos canadienses y, además, que estos últimos no podrían implantar una política que disminuyera o suspendiera las exportaciones a Estados Unidos, salvo en forma proporcional a como esto ocurriera en Canadá.”<sup>41</sup>

En realidad no es posible afirmar que México haya mostrado una férrea oposición a mantener cerrada y reservada para sí lo relacionado con el sector energético. Por ejemplo, el párrafo 3 del artículo 602.3 del TLCAN en términos generales, permite a PEMEX, el monopolio estatal mexicano del petróleo y el gas natural, negociar contratos para el transporte de gas natural o bienes petroquímicos básicos a las partes que deseen importar o exportar esos productos. Asimismo el párrafo 4 permite que PEMEX negocie cláusulas de desempeño en sus contratos de servicios. El párrafo 5, conforme al TLCAN, México permitirá la generación de electricidad por particulares para su propio uso y para la venta de sus excedentes a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el monopolio estatal del ramo. También permitirá la exportación de electricidad así generada a otra parte. Se permitirá que la CFE haga arreglos para transportar esa electricidad hasta la frontera.<sup>42</sup>

Asimismo, México accedió a que las compras de PEMEX se hicieran en licitación pública internacional, “en el 50 por ciento al inicio, que se eleva a 70 por ciento en los ocho años siguientes a la entrada en vigor del acuerdo, y al 100 por ciento después de 10 años” (Puyana, 2006:66). Al amparo de esta disposición, varias compañías nacionales y extranjeras se han convertido en los principales proveedores de infraestructura de PEMEX en el área de exploración y producción. De acuerdo con información publicada por el organismo, los *Contratos adjudicados en materia de Obra Pública* representan para las empresas licitadas una de sus mayores ganancias. Dentro de las empresas con mayores ganancias se encuentra la empresa francesa Dowell Schlumberger y la compañía estadounidense Halliburton a las que la subsidiaria PEMEX exploración y producción ha contratado para diferentes servicios y cuyas ganancias oscilan entre los 40 mil millones de pesos tan sólo para el 2005.

El TLCAN no modificó significativamente las reglas del comercio petrolero entre

---

<sup>41</sup> Artículo 605 del capítulo 6: Energía y Petroquímica del TLCAN, publicado en <http://www.sice.oas.org/>

<sup>42</sup> <http://www.sice.oas.org/>

México y Estados Unidos, sobre todo en lo que respecta a la propiedad sobre los recursos del subsuelo, pero sí sirvió para que aumentara la participación extranjera y privada en las actividades de la industria petrolera, sólo en aquellas que se encuentran los últimos eslabones de la cadena productiva, en las actividades *downstream*. Empero, la propiedad del recurso quedó intacta, los cambios estuvieron abocados a la permisividad de adquirir equipos en licitaciones internacionales o permitir la intromisión de tecnologías innovadoras en la extracción del crudo pero sin establecer un contrato de riesgo de por medio en el que la propiedad de los recursos del subsuelo pudiera ser compartida o pasar a manos de extranjeros.

### ***Conclusiones al capítulo.***

Como conclusiones de este capítulo podemos anotar que a lo largo de la historia entre la economía política y el petróleo se pueden identificar dos grandes fases en las que la política petrolera cambió radicalmente.

Una primera fase en donde la nacionalización y la combinación de ciertos factores hicieron que se diera la espalda a la captación de la renta petrolera a partir de las exportaciones. De esta forma se volteó hacia el mercado interno y la renta petrolera básicamente se transfirió al consumidor vía una política energética barata. En este sentido, la nacionalización sirvió para crear condiciones de modernización a través de la transferencia de la renta petrolera al consumidor y no para captar la renta petrolera en el mercado petrolero internacional a través de las exportaciones.

La segunda fase se caracteriza porque se dio un vuelco a la estrategia empleada desde la nacionalización. El auge petrolero de los setentas no sólo implicó que se cambiara la orientación hacia el mercado externo y a la captación de la renta petrolera a través de las exportaciones, sino que propició su deterioro. En primera instancia los pozos fueron sobre explotados y se desperdiciaron recursos, durante esta etapa entre 1979 y 1981 se presentó un auge efímero en el que se petrolizó la economía y a las finanzas públicas, como resultado se presentó lo que se conoce como la enfermedad holandesa. Luego de la crisis, logró avanzarse hacia la despetrolización de la economía pero no de las finanzas públicas y el deterioro de varias cuestiones operativas de PEMEX se hicieron presentes. Los cambios para desmonopolizar a la industria resultaron más bien marginales y las potestades del Estado sobre el petróleo continuaron intactas aun con la firma del TLCAN.

#### Capítulo 4. ¿Son los hidrocarburos y PEMEX propiedad de la nación?

En México, la forma organizativa que tomó la actividad petrolera, está ligada insalvablemente a los derechos de propiedad que fueron definidos para la Nación en la Constitución de 1917. “De la propiedad de la Nación se pasa a la propiedad del Estado, su representante jurídico y político. Enseguida, el gobierno federal representante del Estado y de la nación misma, es el único autorizado para decidir lo que conviene a la nación y a sus intereses” (De la Vega 1999:99)

Con esa interpretación acerca de “*propiedad de la Nación*”, los gobiernos mexicanos se erigieron en los árbitros absolutos del monto de la renta petrolera y de su destino. La primera prioridad, dígase exclusiva, fue y es la captación de recursos fiscales para hacer frente a las demandas de los modelos político y económico vigentes en las diversas etapas del desarrollo de México.

De acuerdo con los principios presupuestales, tales ingresos fiscales procedentes del petróleo deben redistribuirse en educación, salud, seguridad, infraestructura, lo cual obliga a los gobiernos a optimizar el valor económico y social que se puede obtener de esta riqueza no renovable. Así, toda vez que es llevada a cabo la extracción de los hidrocarburos y la venta de éstos, el uso de los recursos financieros provenientes de esa actividad económica debería ser concebido como bien público y correspondería a la sociedad en su conjunto *beneficiarse* de los ingresos generados.

En este capítulo se analizará cómo se ha plasmado la *naturaleza pública* del petróleo en cuanto a beneficio de la colectividad y se demostrará que en México esta definición no es clara. La falta de claridad se revela, entre otras, en la forma de apropiación de la renta petrolera, por la cual contienden diversos actores y se plasma repetidamente en que se satisfacen los intereses de los grupos con mayor poder de contienda y no siempre los de la nación o los de la empresa petrolera.

Asimismo se identifican los actores más relevantes que moldearon a la industria petrolera y quienes, en la disputa por el control de la renta, antepusieron intereses en ocasiones antagónicos con el desarrollo eficiente de la industria al soslayar las cuestiones primordiales de ésta, como la mejora de la capacidad productiva o la restitución de reservas.



El carácter corporativista del estado mexicano se transfiere plenamente al manejo de la industria, tanto en la definición del monto de la renta petrolera que capta el Estado y en su distribución. Por otra parte, la definición del modelo de desarrollo sustitutivo definió también áreas de destino de la renta, ya sea por la vía de los suministros subsidiados de gasolina y demás energéticos y materias primas derivadas del petróleo, o para la financiación de todo el arsenal de estímulos establecidos para desarrollar las manufacturas y mantener relativamente bajos los precios de los bienes salario urbanos, como una forma de estimular el desarrollo de las manufacturas. El determinar que el crudo es un instrumento del desarrollo del país y que es patrimonio nacional ha derivado en una distribución espacial de la renta para el fomento regional que privilegia el gasto y no necesariamente el gasto en inversión, por las disposiciones sobre el uso de las transferencias a los estados y municipios.

Se establecieron así los grupos de interés que participan, de una u otra forma, de la renta petrolera y que se han convertido en poderosos actores en la definición de la política petrolera. Entre los actores que contienden en la arena política por la distribución de la renta, están:

1. El sindicato petrolero y los trabajadores de PEMEX.
2. El sector empresarial a través de bajos impuestos.
3. Los estados y municipios.
4. El gobierno federal.

Este capítulo pone de relieve a los actores que tienen mayor injerencia en el reparto de la renta petrolera. La primera parte presenta algunos preceptos teóricos y normativos sobre la naturaleza pública del petróleo. La segunda presenta el papel del Sindicato petrolero y los privilegios que logró para que los trabajadores del sector accedan a una parte de la renta petrolera. La tercera parte presenta aspectos de la política fiscal que sugieren que una parte de la renta petrolera es captada por el sector privado a través de privilegios fiscales. La cuarta sección presenta los mecanismos mediante los que los estados y municipios acceden a la renta.

#### 4.1 ¿El petróleo un bien público? Lo que dicen la teoría y las leyes

La interpretación que el Estado hizo de la industria petrolera mexicana pasa por casi todas las leyes referentes al petróleo, en donde es común confundir lo público con lo estatal y lo estatal con lo gubernamental. Según la real academia de la lengua, *público* se refiere a *que no es privado, al pueblo en general*. “El público es sobre todo un público de ciudadanos, un público que tiene una opinión sobre la gestión de los asuntos públicos, y por lo tanto, sobre los asuntos de la comunidad política. Una opinión se denomina pública no sólo porque es del público (difundido entre muchos, o entre los más), sino también porque afecta a objetos y materias que son de *naturaleza pública: el interés general, el bien común, y en esencia, la res pública*” (Sartori, 1992:169).

“Lo público, entendido como lo que es de todos y para todos, se opone tanto a lo privado como a lo corporativo, que está orientado a la defensa política de intereses sectoriales o grupales (sindicatos o asociaciones de clase o de región) o para el consumo colectivo” (Bresser y Cunill 1998:46).

Es pues, la diferencia básica entre lo público y lo estatal, entre la administración de los recursos del gobierno y los beneficios de la colectividad lo que crea la división entre lo público y lo privado. Un compromiso de los gobiernos es el de proveer a la colectividad de bienes y servicios que no son producidos en manera suficiente por el mercado. De esa facultad de los gobiernos se han derivado varios enfoques teóricos acerca de los bienes que el Estado provee y que se denotaron como *bienes públicos*; (Buchanan y Tullock 1962, M Olson 1965, Baumol 1952).

Las cualidades de los bienes públicos y sus discernimientos teóricos han sido ampliamente difundidas en el ámbito de las ciencias sociales. Es común que el término *bienes públicos* aparezca en la literatura del *Policy Análisis*. Existen dos propiedades que diferencian a los bienes privados de los bienes públicos: *rivalidad en el consumo y exclusividad en la propiedad y uso* (Weimer y Vining, 1999:81). La primera se refiere a que lo que una persona consume no puede ser consumido por otro. La segunda se refiere a que uno tiene el control sobre el uso del bien. Un ejemplo sencillo resume esas dos características: los zapatos son bienes privados porque cuando uno los usa, nadie más puede usarlos y por que cuando uno es el propietario, entonces uno puede determinar a quien darlos para usarlos en cualquier tiempo particular (Weimer y Vining 1999).

Los bienes públicos, en cambio, no tienen rivalidad en su consumo y no son excluibles en cuanto a su uso. No están limitados a quienes realmente pagaron por ellos, por el contrario pueden disfrutarlos incluso aquellas personas que no participan en su financiación, en contraste con los bienes privados que benefician exclusivamente a quienes los pagaron. “Esa cualidad de los bienes públicos determina que no sean producidos por las estructuras de mercado, o por lo menos no en cantidades y calidades suficientes, lo que requiere de la acción compensatoria del Estado para generarlos (Hoppe, 1993:5). Un ejemplo de bien público puede ser la seguridad pública o el alumbrado público, la defensa nacional o la administración de justicia, que el Estado suministra a todos por igual, incluso a aquellos que no participan en la formación de un presupuesto con el pago de impuestos.

El caso del petróleo es diferente a los ejemplos mencionados. Es el carácter especial que adquirió en su definición constitucional como *patrimonio de la nación*, cuya explotación debe beneficiar a la Nación lo que le atribuye la denotación de bien público.

La importancia creciente que adquiere la noción de lo público, está directamente vinculada a la conciencia de que el Estado experimentó un proceso de privatización, dominado y capturado por intereses particulares, tanto de corporaciones privadas como de las propias burocracias. En este sentido, PEMEX sobrevivió como parte de una estructura corporativa, compuesta por grupos de poder, captores de una parte de la utilidad pública de las actividades petroleras, como es el caso del Sindicato y de varias empresas que indirectamente participan de la renta petrolera por la vía de la reducción de los impuestos o por las transferencias que reciben en la forma de subsidios, rebajas fiscales, tasas de crédito subsidiadas o tasas de cambio sobre valuadas. Frente a este uso de los recursos de la renta, la política fiscal del gobierno es magra en gasto social o en la financiación del desarrollo de la ciencia y la tecnología, en comparación con la de otros países. La siguiente sección muestra cuáles son los actores que están directamente involucrados con la distribución de la renta petrolera y cómo se han beneficiado de ésta.

#### 4.1.1 Actores e intereses.

Como vimos el papel de PEMEX en la economía y la política del país varió a lo largo de la historia; luego de la expropiación, se caracterizó por cumplir una función social y económica de servicio, que consistieron en servir como una empresa pública de bajos precios otorgante de subsidios al resto de la economía a fin de promover el desarrollo, dotar de infraestructura al país y contribuir a financiar el aparato burocrático del Estado.

Desde mediados de los setenta y hasta el final de sexenio de López Portillo (1982), la empresa tuvo un periodo de expansión y transformación acelerado. Los cambios en el mercado mundial pudieron influir en este proceso de crecimiento, sobre todo por el incremento de los precios provocado por el embargo de los países árabes. Como hemos visto, PEMEX permaneció al margen de transformaciones de fondo y se incorporaron sólo algunas modificaciones que parecen marginales y que frenan la plena modernización del sector de los hidrocarburos y lo desvinculan del principio fundamental de *propiedad de la nación*, plasmado en la Constitución. Asimismo, dejó de cumplir con las funciones económicas y sociales que le fueron conferidas sobre todo porque desatendió aspectos como el desarrollo y modernización de la petroquímica y la refinación que permitían una modernización de la economía con productos de mayor valor agregado en la cadena productiva a base de petróleo.

PEMEX se gestó en un sistema político con un fuerte contenido centralista en donde las potestades de decisión se concentraban en torno al Presidente de la República. Bajo un contexto en el que eran resaltadas las cuestiones de soberanía y el nacionalismo a ultranza. En ese entorno, PEMEX se desempeñó como el abastecedor de recursos energéticos y como un centro de cohesión de los grupos políticos y sociales del viejo régimen antidemocrático y de partido único.

A casi setenta años de la creación de PEMEX, el régimen político mexicano acudió a su democratización sin que existan cambios sustanciales en la inserción *corporativa* de PEMEX en el gobierno federal. Lo anterior se demuestra cuando se observa que “las zonas de ejercicio de la democracia y las libertades son considerablemente más amplias que hace treinta o cuarenta años, cuando la insurgencia obrera de los ferrocarrileros en 1958 o el movimiento estudiantil popular de 1968, fueron reprimidas por el régimen autoritario priísta” (Montes, 2000:119). Antes que nada, PEMEX se vinculó en la historia del país a

través del ejercicio del poder, “no sólo sirvió para articular los procesos económicos de la fase de industrialización de México, sino que se volvió inseparable de la política mexicana y de los cotos de poder que en ella subsisten” (Meyer, et al, 1990:214).

#### **4.2 El Sindicato un poder de facto**

El sindicato petrolero jugó un papel determinante en el manejo de la pesada administración vertical en la que se insertó a PEMEX. La conquista de amplias prestaciones y de altos salarios a favor de los trabajadores logradas desde el sindicato fueron toleradas y promovidas por la administración de PEMEX, incluso, por el mismo gobierno a fin de garantizar el funcionamiento continuo de la industria petrolera. Se logró cimentar la política de dirigismo económico del gobierno y al mismo tiempo reforzar la integración vertical de PEMEX a través del control administrativo y político del conjunto de la industria petrolera.<sup>43</sup> Ante ese hecho, en la actividad petrolera se reflejó el sistema corporativista y clientelista en el que el partido en el poder (PRI), en franca simbiosis con el sindicato, pugnó por el control del *patrimonio de la nación*. El Sindicato petrolero formó parte de “los famosos sectores priístas y de las agrupaciones gremiales adscritas a ellas” (Hernández 1998:84). Se instalaron en la cabina de mando del Sindicato a priístas, con lo que el partido ganó el respaldo y la agregación de ese sector a sus intereses políticos, por supuesto, siempre al amparo de la renta petrolera.

Luego de la crisis de los ochentas, “México disipa su autonomía y el nacionalismo se convierte, por decisión presidencial en un estorbo” (Ortiz, 1998:133). Bajo esta premisa, los privilegios que el Sindicato petrolero adquirió le dotaron de un poder al que tuvo que enfrentar la nueva corriente priísta. El cambio se afrontó a partir del gobierno de De la Madrid y sus sucesores (Carlos Salinas y Ernesto Zedillo), pertenecientes a una nueva forma de ver la política y de tomar decisiones en torno a la economía.

Con Miguel de la Madrid en la presidencia (1982-1988), se persiguió eliminar el carácter político de la empresa y elevar su eficiencia y responsabilidad ejecutiva, con el fin

---

<sup>43</sup> De acuerdo con Grayson (1980), la importancia del petróleo en el crecimiento de la economía dio a los petroleros un rol primordial en la vida económica de la nación. En torno al Sindicato petrolero se han escrito numerosos libros que plasman la dinámica de corrupción a la que el sindicato se adhirió desde sus dirigentes. Para un estudio detallado sobre la corrupción del Sindicato petrolero véase Alonso y López (1986), *El Sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones con PEMEX y el Estado, 1970-1985*, El Colegio de México, México. Pérez Linares, *Vigencia y formas del charrismo en el STPRM*, en Aguilar G (coordinador). *Los petroleros*, García Valadez Editores, México, 1986.

de obtener mayores excedentes para cubrir los pagos de la deuda externa. Como parte de este proceso, los subsidios en el sector de hidrocarburos se dejaron de lado. La declinación de los precios del petróleo en el periodo de 1982 a 1986 reforzó la tendencia hacia la búsqueda de la eficiencia. Lo primero que se intentó, como lo refirió Ramón Beteta, Director General de PEMEX entre 1982 y 1988, “fue la eliminación de las prácticas de corrupción que en la empresa se presentaban”.<sup>44</sup> No obstante, la fortaleza del Sindicato no se debilitó y siguió manejando la simbiosis entre gobierno y partido.

El gobierno de Carlos Salinas (1988-1994) se orientó hacia la liberalización del mercado, pero políticamente hizo poco por reformar al sector de hidrocarburos y a la relación entre partido, gobierno y sindicato. El acto más connotado en un intento por debilitar al sindicato fue la captura de González Galicia, Director del Sindicato al que Salinas encarceló bajo acusaciones de corrupción. No obstante, “los factores políticos repercutieron para que los *cambios* en este sector no se llevaran a cabo, y para que los trabajadores permanecieran como un grupo privilegiado que accede directamente a la renta petrolera” (Green, 2003:43)

En el gobierno de Zedillo (1994-2000), como se vio en el capítulo 3, se impulsó la reforma del sector, sin que surgieran cambios substanciales en la relación del gobierno con el Sindicato. En la administración de Vicente Fox (2000-2006), incluso, el poder del Sindicato se manifestó cuando surgió una amenaza de huelga si no se cumplían sus prerrogativas salariales.

#### ***A. Un sector privilegiado: El contrato colectivo en PEMEX.***

Una muestra clara del poder del sindicato es el contrato colectivo de trabajo de PEMEX. En él se refleja el poder político del sindicato que se traduce en privilegios que elevan los ingresos de los trabajadores de PEMEX por encima de la media nacional.

La primera manifestación de este poder se observa en los sueldos que perciben mensualmente los funcionarios de alto nivel de PEMEX y que se corrobora en el cuadro 4.1. En la primera fila de este cuadro se encuentra el Director General; como percepción neta obtiene poco más de 144 mil pesos mensuales, cifra equiparable a la que obtiene un Secretario de Estado (149 mil pesos al mes) o el Presidente de la República (151 mil pesos

---

<sup>44</sup> Citado en Grayson G. (1980), *The Politics of Mexican oil*. Pittsburgh, University of Pittsburgh Press.

mensuales). En el segundo grupo se presentan los directores corporativos. En promedio estos reciben 123 mil pesos mensuales, percepción, aunque menor, es similar a la de un Subsecretario de Estado (138 mil pesos). El tercer grupo presenta a los subdirectores corporativos, que obtienen en promedio 110 mil pesos mensuales. En suma la nómina correspondiente a los mandos superiores de PEMEX en 2005 fue de más de millón y medio de pesos mensuales (más de 18 millones de pesos al año).

Cuadro 4.1 PEMEX, Remuneración Mensual Bruta y Neta, Funcionarios Superiores y Personal de Mando (pesos corrientes de 2005)

<b>Director General de Petróleos Mexicanos</b>	<b>Sueldo Base</b>	<b>Compensación Garantizada<sup>45</sup></b>	<b>Aplicación del Decreto de Austeridad</b>	<b>Percepción Bruta</b>	<b>Percepción Neta</b>
Dirección General	35100	183100	-21820	196380	144088.09
<b>Directores Corporativos o de Subsidiaria o equivalentes</b>					
DB3	27500	167900	-19540	175860	129313.69
DB2	27500	157800	-18530	166770	122768.89
DB1	27500	148200	-17570	158130	116548.09
<b>Subdirectores corporativos o de Subsidiaria o equivalentes.</b>					
SC3	25300	147600	-17290	155610	114733.69
SC2	25300	145900	-17120	154080	113632.09
SC1	25300	144200	-16950	152550	112530.49
SB3	25300	142500	-16780	151020	111428.89
SB2	25300	140800	-16610	149490	110327.29
SB1	25300	139200	-16450	148050	109290.49
SA3	25300	137600	-15350	147550	108930.49
SA2	25300	136000	-14250	147050	108570.49
SA1	25300	134400	-13150	146550	108210.49

Fuente: Informes PEMEX, [www.pemex.com/files/transparencia](http://www.pemex.com/files/transparencia)

Por otro lado, la comparación entre las remuneraciones del personal operativo de PEMEX y las remuneraciones medias de otros sectores de la economía, prueba que el sector es privilegiado. La evolución que los salarios de PEMEX tienen en relación con los salarios del resto de la economía, muestra la forma en como el Sindicato ejerce su poder para aumentar o por lo menos mantener la captación de una parte de la renta petrolera.

El personal operativo de PEMEX, percibe ingresos diferentes dependiendo del nivel jerárquico y de la jornada que realicen. Si bien se encuentran publicados los datos del

<sup>45</sup> Según el manual de percepciones para funcionarios públicos, la compensación garantizada se refiere a la percepción que se otorga a los funcionarios públicos de manera regular y fija, en función de la valuación del puesto y del nivel salarial. Este concepto no se considera para el cálculo y pago de las cuotas y aportaciones de seguridad social ni para la prima vacacional.

número de trabajadores de PEMEX, no se encuentran desagregados y no es posible identificar cuantos trabajadores se encuentran en cada jerarquía y en cada jornada. Existen los turnos diurnos, nocturnos, relevos continuos y turnos continuos de cinco días. Para fines de comparación con los demás sectores de la economía se promedió la percepción por nivel jerárquico en cada una de las jornadas.

**Cuadro 4.2 Salarios de PEMEX VS otros sectores de la economía (pesos diarios)**

	Salario Mínimo General	Salario de la industria manufacturera	Construcción	Comercio	Salario medio	Salarios de la actividad petrolera		
						Bajo	Promedio	Alto
1996	40.57	286.81	<b>173.05</b>	<b>107.69</b>	130	nd	290	nd
1997	42.68	263.96	165.66	97.73	133.69	nd	290	nd
1998	41.97	289.16	183.74	106.20	136.5	nd	290	nd
1999	41.45	275.80	178.26	99.73	137.5	nd	290	nd
2000	41.01	282.17	179.92	101.92	144.5	nd	290	nd
2001	40.64	282.01	177.23	103.12	153.2	nd	345	nd
2002	40.28	281.60	179.08	109.06	157.69	nd	345	nd
2003	39.93	278.69	171.10	106.28	159.28	nd	345	nd
2004	39.58	268.46	163.90	103.49	162.82	nd	345	nd
2005	39.10	275.07	180.93	103.02	165.59	nd	353	nd
2006	38.79	275.99	174.16	101.37	168.51	nd	353	nd
2007	38.36	281.31	171.41	101.62	169	207	353.6	579

Fuente: PEMEX, Tabulador 2006 en línea [www.pemex.com.transparencia](http://www.pemex.com.transparencia); INEGI

Lo primero que salta a la vista es que mientras el salario mínimo descendió de manera importante, el ritmo de crecimiento de los salarios de la actividad petrolera fue constante. Lo mismo ocurrió con todas las otras actividades económicas pero a una tasa considerablemente menor a la que crecieron las remuneraciones petroleras. El nivel jerárquico más bajo del tabulador de PEMEX obtuvo 9.2 veces el salario mínimo; asimismo el trabajador con el salario más bajo de la actividad petrolera ganó el setenta por ciento de la media de los trabajadores del sector manufacturero. En comparación con las demás actividades el resultado fue el mismo. Resulta obvio, del cuadro, que los niveles más altos de PEMEX superaron por mucho el salario promedio de las demás actividades económicas.



## **B. Prestaciones**

Los trabajadores de PEMEX disponen de vastas prestaciones que complementan sus altos salarios. Cualquier trabajador, tanto de confianza como sindicalizados y desde el nivel más bajo hasta el Director General, perciben tres prestaciones en efectivo. La primera es la *canasta básica*, con la cual se destina a cada trabajador 565 pesos para su despensa, la segunda es una ayuda para *gasolina* (3 mil 380 pesos) y la tercera es una entrega de 1 mil 228 pesos para ayuda de gas. Lo que significa que cada trabajador percibe 5 mil 173 pesos mensuales adicionales a su salario que representa 3.9 veces un salario mínimo o el cincuenta por ciento del salario medio de los trabajadores del sector manufacturero. Si en 2005 PEMEX tenía cerca de 142 mil 145 plazas ocupadas, quiere decir que mensualmente se desembolsaron más de 735 millones de pesos mensuales para cubrir esa prestación, poco más de 8 mil millones de pesos en ese año, tal prestación equivale a 760 millones de dólares en el año, es decir, esa prestación le costó a PEMEX poco más de 12 millones de barriles de petróleo en 2005.

La asignación por viáticos y la prestación para el pago de alquiler de casas es otra prestación de la que gozan los trabajadores de PEMEX.

Como se puede observar en el cuadro 6, en el contrato colectivo de trabajo 2005, se estipula que un trabajador del más alto nivel que debe viajar para laborar en una entidad distinta a donde fue contratado, puede obtener viáticos diarios de 1 mil 850 pesos diarios para sus gastos corrientes si es que labora dentro del territorio nacional y siempre y cuando lo haga dentro de la zona 1; si las actividades a desempeñar son la zona 2, los gastos se duplican a 3 mil 600 pesos diarios<sup>46</sup>. Por otro lado, si la actividad laboral es en el extranjero, ese mismo trabajador recibe 500 dólares para sus gastos corrientes. En el supuesto de que un trabajador del más alto nivel debiera realizar alguna actividad fuera del país por diez días, tan sólo sus gastos de alimentación, hospedaje y desplazamientos ascenderían a 5 mil dólares, sin contar el pasaje de avión que dependerá del destino en donde se realizaría la actividad, y que paga la empresa.

---

<sup>46</sup> PEMEX clasifica las entidades federativas del país en zonas 1 y 2. La zona 1 está delimitada por las entidades federativas en donde el nivel de vida resulta más económico, y la zona 2 por las entidades federativas en donde el nivel de vida es menos económico.

**Cuadro 4.3 Monto de viáticos para trabajadores de PEMEX (2005)**

Cuotas de Viáticos Nacionales, pesos por día.					
Nivel	Alimentación y hospedaje (A)	Ayuda para transporte (B)	Ayuda para transporte y gastos conexos (C)	suma B+C	Total (A+B+C)
<b>Zona 1</b>					
45 – 48	1620	162	68	230	1850
39 – 44	1075	124	51	175	1250
08 – 38	730	98	42	140	870
<b>Zona 2</b>					
45 – 48	3150	315	135	450	3600
39 – 44	1460	170	70	240	1700
08 – 38	820	110	50	160	980
Cuotas de Viáticos Internacionales dólares por día					
Nivel	Alimentación y hospedaje (A)	Ayuda para transporte (B)	Ayuda para transporte y gastos conexos (C)	suma B+C	Total (A+B+C)
39 – 48	467	23	10	33	500
36 – 38	406	23	10	33	439
30 – 35	349	23	10	33	382
8 – 29	279	23	10	33	312

Fuente: Contrato Colectivo de Trabajo entre el Sindicato y PEMEX. 2005

Los gastos se incrementan cuando las actividades a realizar, demandan que el trabajador deba trasladarse de su lugar de residencia. Cuando esto sucede, los trabajadores de PEMEX tienen asignados para sus gastos de arrendamiento habitacional cuotas que están por encima de los reportados por la Encuesta Nacional de Ingreso Gasto de los Hogares (ENIGH) acerca del costo de alquiler de vivienda.

De acuerdo con la ENIGH, el gasto promedio por alquiler de vivienda, en el décil más bajo que presenta esta encuesta, es de aproximadamente 300 pesos mensuales; mientras que en el décil más alto, el alquiler promedio que se paga por una casa-habitación es de casi 6,000 pesos mensuales.<sup>47</sup>

En contraste, las asignaciones para los trabajadores de PEMEX de más bajo nivel, ascienden a más de 8 mil pesos mensuales y a 27 mil pesos mensuales para los trabajadores que se encuentran en los niveles más altos. Si los trabajadores deben trasladarse al extranjero y desempeñar allí su trabajo por cierto periodo, el monto destinado al alquiler se incrementa notablemente, a más de 63 mil pesos en el nivel más alto y poco más de 20 mil pesos en los niveles más bajos.

<sup>47</sup> Cabe mencionar que los ingresos promedio mensuales en el decil más bajo y más alto que la ENIGH presenta son de 2 mil 300 y de 36 mil pesos respectivamente. Es decir que el gasto en alquiler de vivienda para los deciles extremos de la encuesta representa aproximadamente el 13 por ciento del total de sus gastos.

El cuadro 4.4 muestra los montos diarios y mensuales asignados para el alquiler de vivienda que dependerá del nivel en que se encuentren los trabajadores de PEMEX y del lugar en donde se lleve a cabo las actividades laborales; asimismo se muestran los datos reportados por la ENIGH sobre el monto destinado al alquiler de vivienda por deciles de hogares.

**Cuadro 4.4. Montos para alquiler de vivienda de trabajadores de PEMEX (2005) y Déciles ENIGH**

Decil ENIGH	Montos diarios y mensuales para el pago de alquiler de casa habitación						
	Monto Destinado al alquiler de Vivienda según ENIGH (pesos)		NIVEL PEMEX	Cuota PEMEX en territorio nacional (en pesos)		Cuota PEMEX en el extranjero (en pesos)	
	Diario	Mensual		Diario	Mensual	Diario	Mensual
I	10	300					
II	15	457					
III	18	550					
IV	23	682					
V	28	837	8 – 29	275	8250	671	20130
VI	33	993	30 – 35	345	10350	913	27390
VII	41	1242	36 – 38	380	11400	1155	34650
VIII	48	1436	39 – 40	555	16650	1397	41910
IX	65	1959	41 – 43	730	21900	1639	49170
X	171	5124	44 – 48	900	27000	2112	63360

Fuente: Contrato Colectivo de Trabajo entre el Sindicato y PEMEX. 2005

Cuando se contrastan los tabuladores de los salarios de los distintos grupos de trabajadores que pertenecen a PEMEX (sindicalizados y de confianza) se puede observar que las prestaciones arriba descritas complementan ampliamente los salarios que se pagan en el organismo.

La nómina de PEMEX además de ser muy alta es complementada por prestaciones que resaltan todavía más los privilegios de los trabajadores petroleros, como vimos, los salarios y las prestaciones representan un alto porcentaje de la producción diaria de crudo.

### ***4.3 El sector privado y la renta petrolera***

El gobierno puede distribuir la renta petrolera en diversas modalidades de gasto público: de forma **directa** (transferencias, subvenciones, compra de bienes, contrato de obras públicas) o **indirecta** (servicios públicos de bajo costo, bajos impuestos, sobrevaluación de la moneda). Esta distribución y, más exactamente, sus efectos sobre la riqueza, es desigual, favoreciendo a ciertos grupos, desigualdad que sostiene la inversión privada y se amplifica por la actividad privada apoyada por la renta (Chevalier, 1973).

Hemos visto que antes de 1973, PEMEX fungió un papel importante como proveedor de subsidios al resto de la economía que incentivaron la modernización y el crecimiento del sector industrial. Bajo el marco del modelo de sustitución de importaciones PEMEX contribuyó a que la creciente demanda por productos derivados de petróleo fuera subsanada sin mayores rezagos. De alguna u otra manera hasta antes del 73, la colectividad recibió el beneficio de la industria petrolera nacional, directa o indirectamente.

Con el cambio de orientación de la industria petrolera mexicana, pasando de un direccionamiento al mercado interno hacia el mercado externo, el sector privado captó los beneficios del petróleo de otra forma. Las ventas externas e internas cambiaron drásticamente a partir de 1975 y desde entonces PEMEX obtiene del mercado externo la mayor cantidad de compras y de dólares. Como veremos en el próximo capítulo, la producción y la exportación de un bien como el petróleo generan una renta por encima de la ganancia media. En el caso de México, y de otros países petroleros, esta renta es percibida por el gobierno. Durante la etapa de crecimiento económico de los cuarentas a los setentas, en México se canalizó la renta petrolera hacia el sector privado de manera directa a través de las subvenciones, subsidios y los bajos precios de los productos provenientes de PEMEX.

En el nuevo marco de política económica y de economía política, las modalidades de canalizar renta petrolera hacia el sector privado son varias: reducida carga impositiva, tasa de cambio revaluada, compras oficiales, otorgamiento de contratos, energía eléctrica y gas subsidiados, gasolina barata, entre otras.

**A. Baja carga impositiva.**

Tras esas tres décadas, el poder de captación de la renta petrolera por el sector privado se evidencia en lo que Chevalier denomina *bajos impuestos*. En este sentido, la hipótesis central de esta sección es que los ingresos petroleros de México permitieron relajar los esfuerzos tanto en tributación como en recaudación de ingresos no petroleros, según este autor una especie de *enfermedad holandesa fiscal* (Elizondo, 2004).

La caída y estancamiento de los recursos fiscales son el reflejo del proceso de liberalización que en ciertos momentos se basó en la renta petrolera para otorgar privilegios y exenciones fiscales a maquiladoras, empresas altamente exportadoras, al sector financiero y grandes corporaciones.

Una forma adecuada de mostrar esa aseveración es situar a México en el contexto internacional y comparar los niveles de recaudación fiscal. Como se puede apreciar en el cuadro 4.5, México presenta una de las cifras más bajas de recaudación tributaria en el mundo y la peor de los países pertenecientes a la OCDE. Como porcentaje del PIB la carga fiscal de México fue de 16% en 1980 y ascendió a tan sólo 19% en 2004.

Los países miembros de la OCDE que más recaudan como porcentaje del PIB son Suecia y Dinamarca, en promedio 50 por ciento del PIB. México se encuentra muy por debajo de la recaudación fiscal de este grupo de países, incluso si se le compara a con Turquía, país con un nivel de PIB similar. Mientras que Turquía avanzó en su recaudación en más de 15 puntos porcentuales de su PIB entre 1980 y 2004, México apenas logró incrementar su nivel de recaudo en casi 3 puntos porcentuales del PIB.

**Cuadro 4.5. OCDE Carga fiscal como porcentaje del PIB**

Carga Fiscal de países miembros de la OCDE %del PIB (1980-2004)	1980	1985	1990	1995	2000	2004
Suecia	47.3	48.2	53.2	48.5	53.9	50.6
Dinamarca	43.9	47.4	47.7	49.5	50.1	48.3
Bélgica	42.4	45.6	43.2	44.8	45.7	45.4
Finlandia	36.2	40.2	44.3	46	48	44.8
Francia	40.2	42.4	42.2	42.9	44.4	43.4
Noruega*	42.5	43	41.5	41.1	43.2	43.4
Austria	39	40.9	39.6	41.1	42.6	43.1
Italia	30.4	34.4	38.9	41.2	43.2	43.1
Luxemburgo	40.8	45.1	40.8	42.3	40.6	41.3
Islandia	29.5	28.7	31.8	32.1	39.4	39.8
Holanda	43.6	42.8	42.9	41.9	41.2	38.8

Hungría				42.4	39	38.5
República Checa				37.5	36	37.7
Portugal	24.1	26.6	29.2	33.6	36.4	37.1
Grecia	24.2	28.6	29.3	32.4	38.2	35.7
Reino Unido*	35.2	37.7	36.5	35.1	37.5	35.6
Alemania	37.5	37.2	35.7	37.2	37.2	35.5
Nueva Zelanda	30.6	31.3	37.7	36.9	33.9	34.9
España	22.4	26.9	32.1	31.8	34.8	34.9
Polonia				37	32.5	34.2
Canadá	30.9	32.5	35.9	35.6	35.6	33.8
Turquía	17.9	15.4	20	22.6	32.3	32.8
Australia	27.3	29.1	29.3	29.8	32.1	31.6
Eslovaquia					34.3	31.1
Irlanda	31.4	35	33.5	32.8	32.2	29.7
Suiza	28.5	26.1	26	27.8	30.5	29.5
Estados Unidos	26.4	25.6	27.3	27.9	29.9	25.6
Japón	25.4	27.4	29.1	26.7	26.5	25.3
Corea	17.2	16.4	18.9	19.4	23.6	25.3
México	16.2	17	17.3	16.7	18.5	19
México sin PEMEX						

\* País exportador de Petróleo

Fuente: Revenue Statistics 1980-2004, OCDE. En línea <http://dx.doi.org/10.1787/256644530081>.

La definición de recaudación fiscal de la OCDE engloba a los ingresos tributarios totales, tanto federales como locales, los derechos totales (petroleros y no petroleros) y los rendimientos por aprovechamientos de PEMEX. Bajo esta definición y el hecho de que la recaudación comparada con los países de la OCDE sea pobre aun incluyendo los ingresos petroleros, sugiere que el sistema tributario de México adolece de serios problemas y que es excesivamente dependiente de los ingresos del petróleo. Para comprobar lo anterior se muestra la distribución de los impuestos más representativos de los ingresos totales del gobierno federal como porcentaje del PIB. De los datos de este cuadro resulta evidente que la carga fiscal al sector privado (impuesto sobre la renta e IVA) sólo representaron en México en 2005, el 8.5% del PIB, es decir 3.01 veces menor que la de los Estados Unidos. La recaudación total del fisco mexicano tampoco se compara bien con la de otros países petroleros como el Reino Unido o Noruega, ni con la de países del mismo nivel de desarrollo que también son considerados petroleros como Venezuela o Colombia; mientras que para estos países la recaudación representa poco más del 20 por ciento, la de México apenas alcanza el 9 por ciento si se excluyen los ingresos petroleros. El cuadro 4.6 presenta la evolución de la contribución de los impuestos como participación del PIB. Como se

puede observar los derechos por hidrocarburos como participación del PIB se ha incrementado notablemente.

**Cuadro 4.6 Contribución de los ingresos petroleros al PIB**

<b>Impuesto Sobre la Renta, Impuesto al Valor Agregado y Derechos sobre Hidrocarburos como porcentaje del PIB (1980-2005)</b>				
	<b>Impuesto Sobre la Renta (A)</b>	<b>Impuesto al Valor Agregado(B)</b>	<b>Derechos sobre Hidrocarburos (C)</b>	<b>A+, B Como % de los Ingresos del Gobierno Federal</b>
1980	5.2%	2.3%	0.5%	56%
1981	5.1%	2.7%	0.6%	58%
1982	4.5%	2.1%	0.4%	47%
1983	3.8%	2.9%	5.4%	67%
1984	3.8%	2.9%	5.5%	75%
1985	3.8%	2.7%	5.6%	74%
1986	4.1%	2.8%	3.5%	65%
1987	3.8%	3.0%	4.8%	69%
1988	4.9%	3.3%	3.2%	68%
1989	5.0%	3.2%	3.3%	68%
1990	4.9%	3.5%	3.5%	71%
1991	4.8%	3.4%	3.3%	61%
1992	5.3%	2.9%	3.0%	59%
1993	5.0%	3.0%	2.7%	70%
1994	5.0%	2.7%	2.2%	64%
1995	4.0%	2.8%	3.5%	68%
1996	3.8%	2.9%	4.2%	70%
1997	4.2%	3.1%	3.8%	70%
1998	4.4%	3.1%	2.3%	69%
1999	4.7%	3.3%	2.0%	68%
2000	4.7%	3.4%	3.6%	74%
2001	4.9%	3.6%	3.2%	73%
2002	5.1%	3.5%	2.2%	68%
2003	4.9%	3.7%	3.6%	74%
2004	4.5%	3.7%	4.6%	78%
2005	4.7%	3.8%	4.2%	82%

Fuente: Cuenta de la Hacienda Pública Federal

El sector privado también puede beneficiarse de la renta petrolera a través de la formación de una *pirámide de reparto*. Los funcionarios públicos constituyen esta pirámide a través de sus conexiones (de amistad, empresariales y de parentesco) con empresas privadas formando un sistema mediante el cual se realiza el reparto de una parte de la renta. La capacidad de reparto es mayor en los puestos altos en la pirámide, aunque existe en todos los niveles. En especial, la burocracia pública se constituye en un sector independiente de la sociedad a la cual teóricamente debería servir. Esta pirámide es variable

según los partidos que se alternan en el poder y el auge o declinación de los grupos económicos (Tonella, 1999).

### ***B. Gastos fiscales ¿repartición de la renta petrolera?***

De acuerdo con la Secretaría de Hacienda el concepto de gasto fiscal se refiere a los montos que se dejan de recaudar por conceptos como: tasas diferenciadas en los distintos impuestos, exenciones, subsidios y créditos fiscales, tratamientos y regímenes especiales.

Para ilustrar como funciona la pirámide de reparto a la que alude Tonella es conveniente resaltar el siguiente hecho. En 2006 las devoluciones fiscales a los grandes contribuyentes por el impuesto al valor agregado (IVA) ascendieron a 140 mil millones de pesos en 2006, y representaron 44 por ciento de la recaudación obtenida mediante este gravamen. Este hecho es conocido en la literatura como el concepto de gasto fiscal y se refiere a los montos que se dejan de recaudar por conceptos como: tasas diferenciadas en los distintos impuestos, exenciones, subsidios y créditos fiscales, tratamientos y regímenes especiales.

Las devoluciones fiscales no se pueden negar porque están reglamentadas en el código fiscal y se aplican en exportaciones y en el campo, de manera que todas las empresas agrícolas, pesqueras y productoras de leche y huevo las exigen de acuerdo con la legislación.

### ***4.4 Los Estados y Municipios.***

Una de las características de la distribución de la renta petrolera es la distribución hacia los estados y los municipios, que en años recientes se considera como un instrumento del fortalecimiento del federalismo y, por lo tanto, de la democratización del país.

Una de las características de la tributación de México es que el gobierno federal responde por casi toda la recaudación. Es decir, el sistema fiscal recaudatorio mexicano es altamente centralizado. El gasto fiscal es un tanto menos centralizado por las participaciones y otras formas de asignación de recursos a los gobiernos estatales y municipales que les permiten una cierta autonomía en el gasto. Una parte de los recursos provenientes de la renta petrolera se canaliza a las regiones, vía las *transferencias fiscales* del gobierno federal.

De manera general, las transferencias fiscales que se realizan a los estados y a los municipios pueden ser de dos tipos: aquellas que se hacen sin distinguir el uso específico de



los recursos y las que se hacen bajo un marco en el que debe conocerse el destino final de los recursos, el cual esta establecido en la ley y es de cumplimiento obligatorio.

#### ***A. Participaciones Federales***

Los estados y municipios reciben la mayor parte de los recursos de la Federación a través de las **participaciones federales** (ramo 28 del Presupuesto de Egresos de la Federación PEF) y de los **Fondos de Aportaciones Federales** (ramo 33 del PEF).

En materia de participaciones federales conforme al artículo 2º de la Ley de Coordinación Fiscal (LCF), el Fondo General de Participaciones se constituye con el 20% de la Recaudación Federal Participable (RFP) que obtiene la Federación en cada ejercicio fiscal. La RFP será lo que obtenga la Federación por todos los impuestos, así como por *los derechos sobre la extracción de petróleo y de minería*, disminuidos con el total de las devoluciones por los mismos conceptos. También se excluyen los impuestos del 3 por ciento sobre exportación. Las participaciones federales correspondientes a los estados y municipios no están etiquetadas y la forma en como se gasten es discrecional.

En este sentido, las transferencias a los estados y municipios no tiene un uso o destino específico por lo que el monto de la renta que perciben pueden programarlo en cualquier área del gasto.

Algunos estudios han demostrado que las finanzas estatales y municipales adolecen de la generación de recursos propios y que las trasferencias federales han permitido que las administraciones locales cumplan con sus responsabilidades de manera más cabal. Es por ello que está en el interés de las entidades federativas que los recursos obtenidos de PEMEX sean siempre lo más alto posibles. Constantemente los estados y municipios se encuentran en discusión y concertación para que a PEMEX no se le reduzcan los impuestos pues de ellos depende una buena parte de las transferencias federales (Cabrera, 2004).

Como se mencionó, parte de la renta petrolera se distribuye a través del Fondo General de Participaciones (ramo 33). El Fondo de Participaciones se constituye con el **20 por ciento** de la RFP que obtenga la Federación en un ejercicio fiscal. La RFP será la que obtenga la Federación por todos sus impuestos, así como por *los derechos sobre la extracción de petróleo y de minería*, disminuidos con el total de las devoluciones por los mismos conceptos. No se incluirán en la recaudación federal participable, *los impuestos adicionales del 3 por ciento sobre el impuesto general de exportación de petróleo crudo*.

gas natural y sus derivados y del 2 por ciento en las demás exportaciones; ni tampoco los derechos adicionales o extraordinarios, sobre la extracción de petróleo.” El impuesto especial sobre producción y servicios (integra en su totalidad la RFP, este impuesto equivale al 20 % del ingreso petrolero bruto. Al asignarse el 20 por ciento al fondo de participaciones, se asume que una buena parte de este impuesto termina en las arcas de los estados y municipios.<sup>48</sup>

La Ley de Coordinación Fiscal establece que los estados de la República obtengan recursos de la Federación y una buena parte de los ingresos que perciben provienen de la renta del petróleo. El cuadro siguiente muestra solamente los ingresos percibidos por los estados entre 2003 y 2005, por concepto de la distribución de los ingresos petroleros que integran la RFP.

<b>Cuadro 4.7</b>			
<b>Distribución de la renta petrolera a Entidades Federativas</b>			
	<b>(millones de pesos)</b>		
	2003	2004	2005
TOTAL	12,455.80	23,201.00	22,032.80
AGUASCALIENTES	134.96	243.10	256.60
BAJA CALIFORNIA	348.37	650.80	633.40
BAJA CALIFORNIA SUR	85.22	160.90	155.40
CAMPECHE	154.59	295.00	226.50
COAHUILA	297.69	547.30	506.80
COLIMA	93.60	186.20	165.90
CHIAPAS	548.13	989.80	978.80
CHIHUAHUA	371.59	687.20	652.40
DISTRITO FEDERAL	1,427.11	2,459.30	2,335.10
DURANGO	173.77	319.30	288.20
GUANAJUATO	479.85	899.40	838.50
GUERRERO	294.58	551.60	520.40
HIDALGO	229.82	434.50	400.40
JALISCO	754.37	1,347.20	1,395.80
MEXICO	1,535.46	2,995.90	2,796.20
MICHOACÁN	368.82	655.50	630.20
MORELOS	184.23	352.00	331.80
NAYARIT	126.68	239.00	217.20
NUEVO LEÓN	541.06	1,026.70	971.80
OAXACA	314.19	597.40	551.90
PUEBLA	494.59	946.10	896.50
QUERÉTARO	204.98	419.30	383.30
QUINTANA ROO	124.04	245.90	241.50
SAN LUIS POTOSÍ	237.44	451.00	411.80
SINALOA	320.30	601.80	566.10

<sup>48</sup> Ley de Coordinación Fiscal 2005

SONORA	328.13	605.90	557.60
TABASCO	645.92	1,256.50	1,286.10
TAMAULIPAS	347.98	641.20	627.00
TLAXCALA	129.43	246.80	230.70
VERACRUZ	809.23	1,502.40	1,371.00
YUCATÁN	192.74	356.90	342.70
ZACATECAS	156.94	289.00	265.20

Fuente: Informes sobre la situación de las finanzas públicas y la deuda pública.

### ***B. Fideicomiso para la Infraestructura de los Estados***

Por otro lado, desde 2003 existe otro tipo de transferencias que deben destinarse a gasto en proyectos de inversión e infraestructura y su equipamiento. Es el caso del Fideicomiso para la infraestructura de los estados (FIES). Desde la creación del FIES los estados han obtenido poco más de 59 mil millones de pesos de transferencias del gobierno federal vía ingresos fiscales del petróleo. El cuadro 4.7, muestra cuáles han sido los montos transferidos a cada estado. Como se puede apreciar, las entidades que recibieron el mayor número de transferencias son el Estado de México, el Distrito Federal y Veracruz. Esta forma de distribuir la renta, acentúa las desigualdades del país. Esto se debe a que los estados con mayor potencial de recaudación son los más beneficiados por la Federación. Los estados más pobres deberían ser compensados por los pocos recursos que reciben por parte de la Federación a causa de su baja recaudación tributaria, lo cual disminuiría la brecha de inequidad entre estados.

Cuadro 4.8 Recursos distribuidos del FIES, 2003-2006

Entidad	Monto	Entidad	Monto
Estado de México	7,541	Guanajuato	2,282.16
Distrito Federal	6,412.14	Zacatecas	731.30
Veracruz	3,786.54	Coahuila	1,391.12
Jalisco	3,601.68	San Luis Potosí	1,131.9
Tabasco	3,278.17	Hidalgo	1,095.24
Nuevo León	2,616.54	Querétaro	1,036.72
Chiapas	2,592.55	Yucatán	918.22
Puebla	2,406.13	Morelos	893.55
		Durango	803.22

Chihuahua	1,760.93	Campeche	693.22
Michoacán	1,703.22	Aguascalientes	653.19
Baja California	1,682.04	Quintana Roo	630.70
Tamaulipas	1,663.65	Tlaxcala	624.40
Sonora	1,534.41	Nayarit	599.69
Sinaloa	1,529.95	Colima	458.88
Oaxaca	1,506.12	Baja California Sur	413.32
<b>Total</b>			<b>59,378.72</b>

Fuente: Informe sobre la situación de las finanzas públicas 2003 a 2006

### ***Conclusiones al capítulo.***

Como conclusiones de este capítulo podemos anotar que a lo largo de la historia entre la economía política y el petróleo se pueden identificar dos grandes fases en las que la política petrolera cambió radicalmente.

La primera fase en donde la nacionalización y la combinación de ciertos factores hicieron que se diera la espalda a la captación de la renta petrolera a partir de las exportaciones. De esta forma se volteó hacia el mercado interno y la renta petrolera básicamente se transfirió al consumidor vía una política energética barata. En este sentido la nacionalización sirvió para crear condiciones de modernización a través de la transferencia de la renta petrolera al consumidor y no para captar la renta petrolera en el mercado petrolero internacional a través de las exportaciones.

La segunda fase se caracteriza porque se dio un vuelco a la estrategia empleada desde la nacionalización. El auge petrolero de los setentas no sólo implicó que se cambiara la orientación hacia el mercado externo y a la captación de la renta petrolera a través de las exportaciones, sino que propició su deterioro. En primera instancia los pozos fueron sobre explotados y se desperdiciaron recursos, durante esta etapa entre 1979 y 1981 se presentó un auge efímero en el que se petrolizó la economía y a las finanzas públicas, como resultado se presentó lo que se conoce como la enfermedad holandesa. Luego de la crisis, logró avanzarse hacia la despetrolización de la economía pero no de las finanzas públicas y el deterioro de varias cuestiones operativas de PEMEX se hicieron presentes. Los cambios

para desmopolizar a la industria resultaron más bien marginales y las potestades del Estado sobre el petróleo continuaron intactas aun con la firma del TLCAN.

Asimismo la distribución de la renta petrolera en la segunda fase se ha caracterizado por su reparto directo e indirecto. Los trabajadores y el Sindicato por un lado perciben altas prestaciones y salarios que sugieren un reparto directo de la renta en ellos. Asimismo las entidades federativas y los municipios se hacen de una buena parte de la renta a través de las transferencias federales. Por otro lado, en el reparto indirecto de la renta, el sector privado y empresarial en comparativa internacional contribuye magramente con el fisco y la renta petrolera ha inhibido la aplicación de mayores impuestos o la opción de ampliar la base gravable. Los partidos políticos son otros actores relevantes en la configuración del reparto de la renta petrolera, no sólo porque serán los entes que conformen el marco legal que delineará las reglas del juego para el reparto, sino en que serán los encargados de moldear un nuevo modelo para la industria petrolera mexicana, el papel y la postura de éstos se analiza en el capítulo 8.

## Capítulo 5

### Renta Petrolera.

Este capítulo presenta los fundamentos teóricos en los que se enmarca la renta petrolera, tanto desde el punto de vista tributario como de los principios económicos en los que se explica la aparición de la renta. Asimismo, se busca exponer cuál es el sistema tributario del petróleo en México y cuáles los mecanismos que se han utilizado para captar la renta.

Para facilitar la exposición, el capítulo está dividido en tres partes. En la primera, se presentan los vínculos teóricos de la renta petrolera. En la segunda sección, se muestra las características de los regímenes fiscales en torno al petróleo. La tercera sección ponen de relieve los mecanismos de captación de la renta petrolera que instauró el Estado Mexicano y se realiza un cálculo de la renta petrolera a la que el gobierno mexicano accede, asimismo se resalta la importancia que ésta tiene en las cuentas fiscales.

#### **5.1 Marco Teórico de la Renta Petrolera.**

Como se sabe, el acopio de recursos financieros, por la vía de los tributos o la generación de rentas propias, es básico para que los gobiernos funcionen. La tributación es uno de los más importantes instrumentos mediante los cuales el gobierno obtiene fondos para promover las políticas públicas. Coincidimos con algunos autores en definir la tributación como “los impuestos obligatorios, fijados por el gobierno y por la cual no existe retribución alguna pero si una contraprestación no necesariamente financiera” (James y Nobes, 1992:48). En el caso de la renta que se cobra a las empresas petroleras, la contraprestación está relacionada con la oportunidad de generar ganancias en la comercialización de los hidrocarburos. La naturaleza de la renta petrolera y los impuestos que el Estado cobra no debe confundirse. Por una lado la creación de una *renta* se basa en un recurso cuya oferta es normalmente inelástica en el corto plazo (como la de cualquier recurso natural o la tierra), es decir, que no puede sufrir incrementos o decrementos súbitamente como sí ocurre en la producción de otros bienes, y, por ende, se ofrece la misma cantidad cualquiera que sea el precio, en este sentido, la oferta de petróleo es determinada por fuerzas no económicas, no puede elevarse en respuesta a un precio más alto ni reducirse como reacción a uno más bajo y lo mismo ocurre con la demanda de crudo, dicho sea de paso.<sup>49</sup> En este sentido, la renta del petróleo aparece por características intrínsecas de un recurso no renovable, y la puede

<sup>49</sup> Como vimos en el capítulo 2 solo algunos países tienen la facultad de fluctuar su oferta, para efectos de explicar la creación de una renta petrolera asumiremos que la oferta es totalmente inelástica.

cobrar tanto el Estado como agentes privados, todo dependerá de cómo estén definidos los derechos de propiedad. Por otro lado, los **impuestos** se cobran exclusivamente por el Estado y su finalidad es extraer recursos financieros de la economía doméstica y de las empresas del país para luego transformarlo en consumo e inversión colectiva.

Cuando se estableció la condición de propiedad de la Nación de los recursos del subsuelo se dio origen a que el Estado cobrara una renta a quien lleva a cabo la explotación de un recurso del dominio público.

Como se vio en el capítulo anterior, la recaudación tributaria que el gobierno mexicano estableció, expresada como porcentaje del PIB es menor que todos los países de la OCDE y menor que la de algunos otros países de Latinoamérica con el mismo nivel de desarrollo. Demostrar la existencia de la evasión o la elusión fiscal en México requiere de la aplicación de cálculos y metodologías que escapen a los objetivos de esta investigación. Además de la evasión fiscal, están las políticas de exención, rebaja y créditos tributarios, que reducen la carga tributaria a las grandes empresas. Como se vio en el capítulo anterior, las condiciones de la política recaudatoria permiten que se devuelva una gran cantidad de impuestos, lo cual agudiza más el problema acerca de que más del 40 por ciento de los ingresos fiscales del gobierno federal provengan del petróleo y que poco más del 30 por ciento de éstos financien al sector público presupuestario.

Los impuestos más significativos para el fisco mexicano además de la renta petrolera son el impuesto al valor agregado y el impuesto sobre la renta. La suma de estos dos tributos representó casi siempre el 50 por ciento de los ingresos del gobierno federal y, por separado, han sido menores que los ingresos petroleros, desde 1980 hasta 2005.

La renta petrolera permitió al gobierno mantener y expandir el gasto, sin necesidad de recurrir a elevar el ingreso por la vía impositiva, y de paso, distribuyó parte de la misma entre los empresarios a través del reembolso de impuestos. Bajos niveles de déficit fiscal no son sinónimo de eficiencia en el gasto, ya que el equilibrio fiscal, por si solo no dice nada de la forma en la que se usan los recursos. Los bajos impuestos al capital pueden ser una forma de ganar el apoyo político de los sectores que se sienten beneficiados por ella. En otros términos, la renta petrolera permitió la preservación de un *status quo* que le es conveniente a muchos de los actores económicos del país, sobre todo vinculado a cuestiones fiscales.

Así, la política fiscal mexicana se ha movido entre dos opciones: maximizar la extracción de renta petrolera y una recaudación fiscal moderada. Esta estrategia se traduce en una reducción de las opciones de desarrollo de PEMEX, que pueden resumirse en tres problemas:

1. Las inversiones en el sector han sido insuficientes.
2. La deuda del sector se ha incrementado de manera insostenible.
3. Las reservas probadas de crudo disminuyen a una tasa acelerada lo que pone en riesgo los beneficios del petróleo en el largo plazo.

Ante esta situación, la extracción de la renta petrolera por el Estado, grava a la empresa estatal petrolera en grado tal, que hoy es un centro de discusión relevante, ya que es determinante de la eficiencia de PEMEX y de la rentabilidad y la prolongación de las ganancias de la empresas vinculadas sobre todo a la reposición de reservas y sus niveles de producción. “El centro de la discusión se reduce a la siguiente dicotomía para la compañía estatal petrolera: **¿eficiencia o ingreso fiscal?**” (Boúe, 2003:1)

El diseño de los regímenes fiscales de los países petroleros depende en parte, de cómo están definidos en los marcos jurídicos los derechos de propiedad. La delineación de esos marcos a favor de la Nación y el Estado, dio pie a investigaciones que sugieren la aparición de “rentas económicas que desvían los incentivos hacia la competencia por el acceso a los ingresos petroleros, alejándolas de las actividades productivas, especialmente en entornos no transparentes caracterizados por la arbitrariedad política y la ambigüedad en materia de derechos de propiedad” (Mommer, 2002:56).

En México, la valorización de los recursos petroleros a través de la búsqueda de mejores opciones de inversión y de negocio, fue inseparable de la cuestión en cómo se impuso tributo a las actividades de exploración y producción. Más que buscar la eficiencia de PEMEX, el Estado privilegió el apuntalamiento fiscal de los recursos petroleros, como se va a demostrar más adelante.

Los estados productores de petróleo pueden catalogarse según el tipo de renta al que acceden como rentistas o como productores. En el petróleo se conjugan los tres factores de producción: capital, trabajo y tierra. “Los dos primeros, conforman el proceso del petróleo como actividad productiva”, esta actividad la realiza la industria petrolera; en México, por ejemplo, Petróleos Mexicanos (PEMEX). El tercer factor de producción, la tierra, sirve de fundamento al petróleo como fuente rentística” (Bernard Mommer 2002:23). Dada la



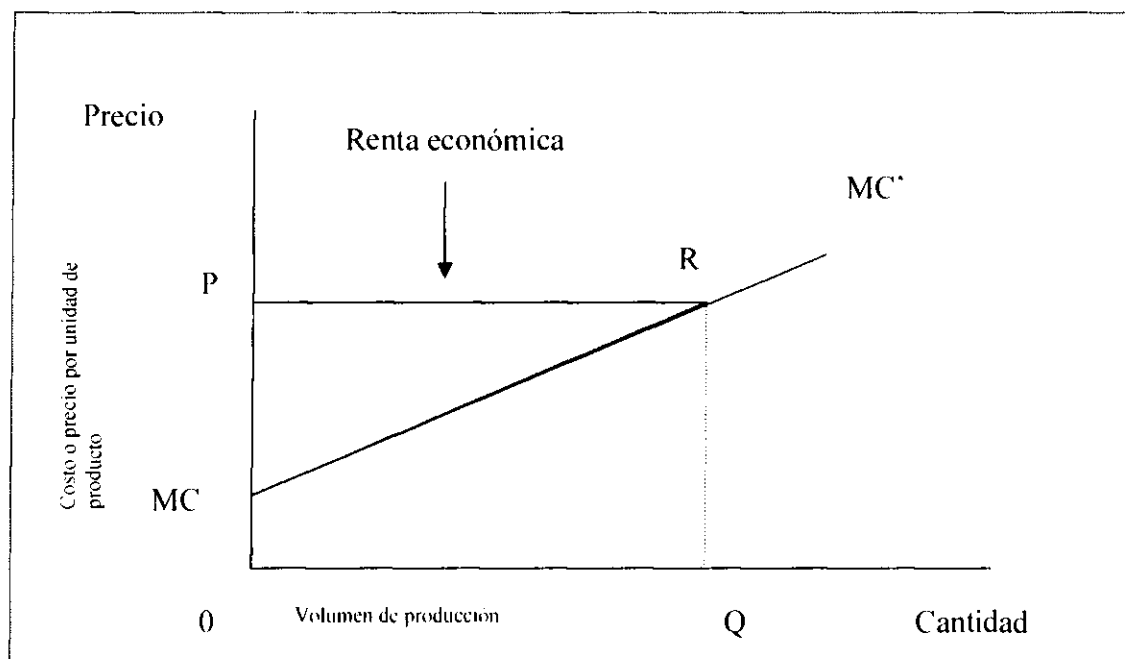
propiedad de la nación sobre los yacimientos, tal relación económica corre a cargo del Estado que es el representante jurídico de la nación. Así, en México un aspecto fundamental de la problemática, se centra en la distribución de la renta económica que generan los yacimientos. Es decir en ¿cuál es la proporción de la renta que se asigna al propietario de los recursos petroleros (el Estado) y cuál se canaliza al agente que los explota (PEMEX)?

En los párrafos siguientes se intentará contestar esta pregunta. Previamente, conviene destacar el concepto de renta, motivo de análisis de varios economistas y cuyos principios básicos se exponen a continuación.

## **5.2 Renta económica.**

David Ricardo define la renta como “aquella parte del producto de la tierra que se paga al terrateniente por el uso de las energías originarias e indestructibles del subsuelo” (David Ricardo, 1973:27). Dicha renta económica, se basa en un principio fundamental en donde las ganancias de los dueños de tierras varían de acuerdo con las calidades del terreno. En la literatura, la teoría de la renta ricardiana es conocida como *renta diferencial*. El gráfico 5.1 ayuda a explicar este concepto fundamental. En el eje horizontal se representa la cantidad de producto y en vertical el costo o precio unitario. La línea MC – MC' es la curva de costo marginal agregado o curva de oferta para una región dada, esta curva representa los terrenos de buena y de mala calidad. Mientras los puntos de la curva se alejan del origen MC y se acerca a MC' se supone que los terrenos son menos productivos, son de menor calidad. Se asume entonces que los dueños toman la decisión lógica de cultivar primero el mejor terreno y entrar en la producción del terreno de baja calidad solamente cuando hacerlo reditué.

Gráfico 5.1 Renta Económica diferencial.



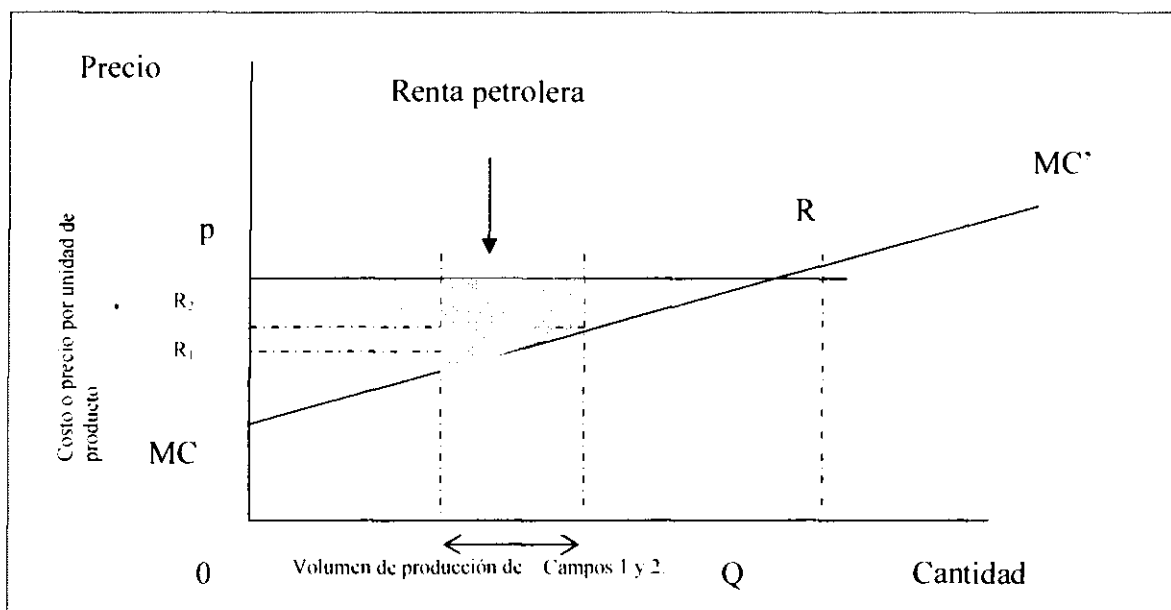
Fuente: Garnaut y Ross (1983), *Taxation of mineral rents*, Oxford, Clarendon.

Si como hipótesis de producción se plantea 0-Q, entonces el costo unitario de producción en el terreno de baja calidad es Q-R. Obviamente, esta cantidad de producción sólo podrá obtenerse si el precio de los productos fue fijado al nivel 0-P. El costo total de producción de esta cantidad está representado en el área 0MCRQ. El ingreso bruto recibido por los propietarios de los terrenos se muestra en el rectángulo 0PRQ. El exceso de ingreso total sobre el costo es equivalente al triángulo sombreado MCPR. Esta cantidad es conocida como renta económica. Se puede notar que el monto de la renta económica depende de la calidad de la tierra. La tierra de buena calidad produce una renta alta, terrenos de calidad inferior producen una renta baja y el último terreno (el de más baja calidad) ubicado en la esquina superior derecho de nuestro diagrama no produce ninguna renta.

Para el caso del petróleo, “los pozos o yacimientos toman el lugar de las tierras. La renta adaptada al ámbito petrolero difiere de la renta económica explicada por una razón fundamental: *“solamente un número limitado de pozos se encuentran en operación en un tiempo específico”* (Crowson, 1998:144). El gráfico 5.2 ilustra lo expuesto por Crowson. La misma nomenclatura utilizada para el gráfico 5.1 es utilizada en esta nueva gráfica. La diferencia básica entre una y otra es que en un tiempo determinado no todos los pozos son explotados. En el gráfico suponemos que sólo se explotan aquellos pozos a costos  $R_1$  y  $R_2$ . Si el precio de venta es P, entonces todos los pozos en explotación generan rentas. La renta,

en un tiempo determinado, está representada en el trapecioide sombreado del gráfico 5.2

Gráfico 5.2 Renta Petrolera



Fuente: Garnaut y Ross (1983), *op. cit.*

La renta constituye el ingreso de los propietarios de los recursos naturales que intervienen en la producción de mercancías, recursos que son escasos y que como característica principal tienen la imposibilidad de ser reproducidos.

Lo anterior no hace sino dilucidar una explicación de la tasa de ganancia en las diferentes etapas del desarrollo capitalista. Tal y como lo expresó Ricardo, *en la primea fase del desarrollo capitalista, sólo se explotan las tierras de mejor calidad. El precio de los producos agrícolas está regulado por la cantldad de trabajo necesaria para su produccón en las tierras más fértiles; por lo tanto no existe renta. La necesidad de contar con una mayor cantidad de subsistencia obliga a cultivar tierras de menor fertilidad. El valor de cambio de los alimentos se incrementa debido a la mayor cantidad de trabajo requerida para su producción en las tierras recientemente incorporadas al cultivo. Ese aumento en el precio de los productos agrícolas permite la formación de una renta en las mejores tierras. Así, con base en Ricardo, "la renta no es la causa de la elevación de los precios agrícolas. Por el contrario, la renta es consecuencia del alza en el valor relativo de los alimentos que resulta de la disminución de la productividad del trabajo agrícola. Por conslguiente, la renta aparece como una categoría subordinada a la determinación de los precios* (David Ricardo, 1973:34).

Por lo tanto, el empleo de recursos naturales monopolizables en la producción de mercancías confiere a los propietarios el derecho de recibir una parte del producto. En este sentido, el concepto de renta permanece, independientemente de para quien estén definidos los derechos de propiedad de los recursos del subsuelo.

La renta “es una clase de remuneración a la que tiene derecho el propietario de unos medios de producción no producidos, cuando esos medios son parte de una relación económica moderna” (Baptista, 2005:26)

El argumento que Baptista utiliza, está vinculado a la conceptualización que Marx ha hecho sobre la renta y que se resume en la siguiente cita:

“El representante de la tierra como capital no es el terrateniente, sino el agricultor. Los frutos rendidos por la tierra como capital son intereses y beneficios industriales, no renta. La tierra, en cuanto rinde interés o beneficios, es un capital, y como tal capital no genera renta, valga decir, no es una propiedad territorial. [En suma,] la renta resulta de las relaciones sociales dentro de las cuales toma lugar el aprovechamiento de la tierra. No es el producto de una naturaleza más o menos durable del suelo. La renta es una consecuencia de la sociedad, no de la tierra” (Marx, 1959:605)

La teoría marxista de la renta, a diferencia de la ricardiana, sostiene que *la propiedad de la tierra puede influir en la formación de la renta*. Para Marx, además de la renta diferencial expuesta por Ricardo, también existe una renta absoluta que deriva del monopolio de la propiedad territorial.

El análisis de Marx se basa en la existencia de tres clases sociales: los capitalistas, los obreros y los terratenientes. “Marx teorizó a partir de la renta la explicación de la plusvalía extraída a los obreros entre la clase capitalista y la clase terrateniente” (Benetti, 1980:12). La facultad que tienen estos últimos para apoderarse de una parte de la plusvalía se funda en el monopolio del suelo. Por consiguiente, la renta supone la existencia de la propiedad territorial. “De este modo, la clase terrateniente es definida a partir del monopolio de la tierra. La renta representa, por lo tanto, la forma económica en que se realiza la propiedad territorial” (Marx, 1959:708).

La renta territorial, que expone Marx, se genera cuando existe escasez de algún recurso natural especial, capacidad para controlarlo por parte del terrateniente y demanda importante, lo que propicia el *precio de monopolio* para el producto y la posibilidad de que la ganancia extraordinaria sea apropiada por el terrateniente. El monopolio de la propiedad territorial, limita la inversión de capitales en la tierra e impide de este modo la nivelación de la plusvalía para formar la ganancia media. “Marx sostiene que la capacidad del terrateniente para adueñarse de la totalidad de la diferencia entre el valor y el precio de

producción depende de la situación general del mercado, es decir, de la relación entre la oferta y la demanda” (Klimovsky, 1985:103).

De lo anterior se desprende, que a diferencia de Ricardo, Marx observó que la propiedad sobre la tierra, o en el caso que nos ocupa los yacimientos de petróleo, tiene una incidencia en la formación de los precios como parte de las reglas del juego de la economía capitalista. Marx observó que si existe el derecho general de propiedad sobre los terrenos o yacimientos, el propietario de la tierra o yacimiento cuyo costo de producción no sea cubierto por el precio de mercado, reclamará una renta.

Bajo este precepto, en el caso del petróleo no sólo se hace presente la renta diferencial de Ricardo sino que la renta tal y como la concibe Marx, aparece tarde o temprano dependiendo de las condiciones del mercado. “Marx alude al mercado en el sentido de que la elasticidad de la demanda incidirá irremediabilmente en la formación del precio y, por tanto, en la creación de rentas absolutas” (Klimovsky, 1985:107).

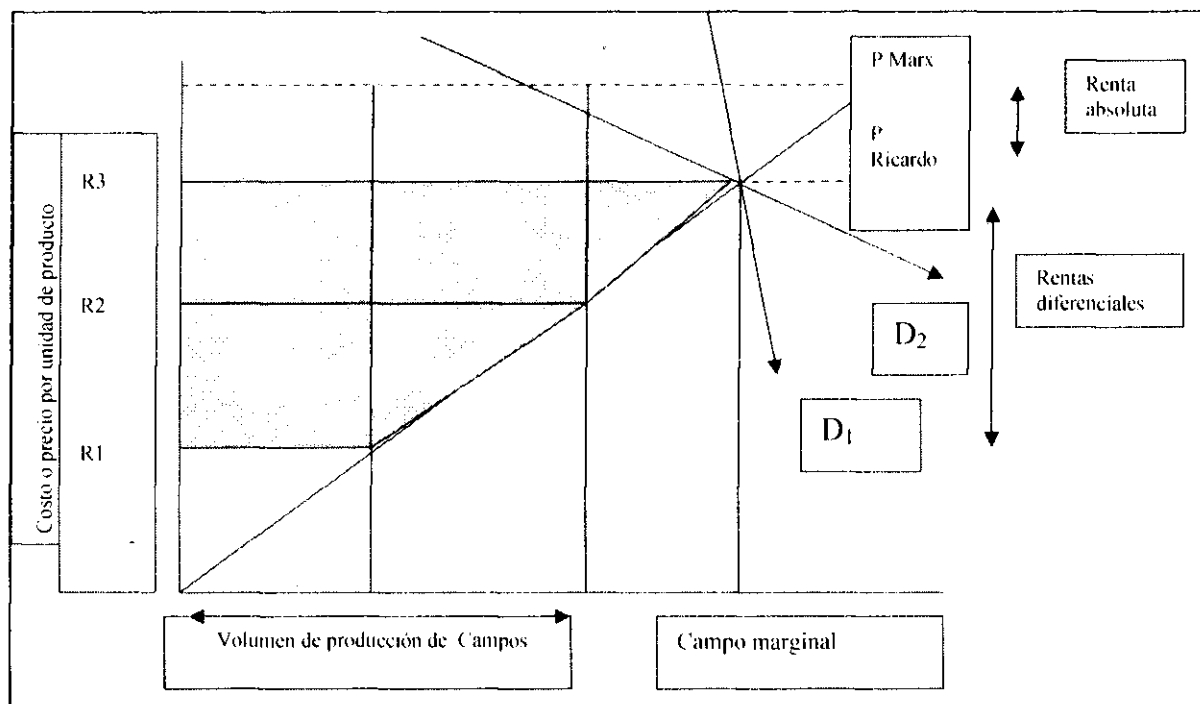
En el caso del petróleo “la demanda de petróleo tradicionalmente resultó inelástica al precio, en algunos periodos más que en otros, pero en el largo plazo permanece inelástica” (Álvarez, 1988:54). Es en este sentido que la formación de la renta absoluta es intrínseca a las variaciones de la demanda ante cambios en los precios; es decir, cuando la demanda es muy inelástica a los precios la aparición de rentas absolutas prevalece, mientras que una demanda elástica hace que las rentas que se generen sean apenas rentas diferenciales. En resumen, entre Marx y Ricardo existe una diferencia fundamental (otra más) que consiste en que Marx afirma que la elasticidad de la demanda incide poderosamente en la instauración de un precio (de monopolio) que va más allá del precio de producción que definió Ricardo.

El gráfico 5.3, permite una mejor comprensión de lo antes expresado. Como ya se definió, se encontrará renta absoluta cuando el precio de mercado sea superior al precio o costo de producción, en el gráfico ambos precios están identificados como Precio *Marx* y Precio *Ricardo* respectivamente. Al agregar curvas de demanda ( $D_1$  y  $D_2$ ) se puede constatar que la elasticidad de la demanda es definitiva para determinar el precio y la renta. Un incremento de la demanda, si es inelástica, implica la formación de un precio nuevo y la entrada a la producción del campo marginal, lo cual generará una renta absoluta no sólo para el nuevo campo oferente sino para todos los demás campos que estaban ya en explotación. Como se puede observar en el gráfico, una demanda inelástica como  $D_1$

permite la formación del precio de monopolio ( $P_{Marx}$ ) y la formación de una renta absoluta para todos los productores.

Históricamente la formación de rentas absolutas y por ende de altos precios fue posible gracias a la propiedad estatal de los recursos, al crecimiento de la demanda y a la inelasticidad de ésta (Álvarez, 1988).

Gráfico 5.3 Formación de Rentas



Fuente: Garnaut y Ross (1983), *op. cit.*

La renta tal y como la concibe Marx se adecua a la hipótesis planteada en este trabajo: el Estado mexicano históricamente evolucionó hacia una extracción total de la renta generada en la actividad petrolera, de tal modo que no permitió que la empresa petrolera encargada de extraer los recursos y comercializarlos accediera al capital necesario para permitir la reproducción de su capacidad de producción, menos aún la ampliación de la estructura productiva. A pesar de que México es un tomador de precios en el mercado internacional, la inelasticidad de la demanda y la propiedad exclusiva del Estado permitieron a éste apropiarse de una *renta absoluta*, en los términos de la definición de Marx. El problema surge cuando la renta es distribuida por el Estado entre diversos actores económicos y políticos y no deja a PEMEX los recursos para financiar las inversiones necesarias en el ramo. A diferencia de otros países, la captación de la renta absoluta del

petróleo de México por parte del Estado no se disputó ni se compartió directamente con el sector privado; más aún no se compartió de manera equitativa con la empresa estatal. El interés del gobierno, buscó que sirviera para incrementar o mantener el gasto sin aumentar otros impuestos y sin acrecentar el déficit fiscal. Ergo, la política del gobierno de México entró en contradicción con el sustento que tenía que darse a la actividad petrolera mexicana y al amparo de esta política, creó un *status quo* conveniente directa e indirectamente para grupos captores de renta de diversa índole política, económica y social.

### 5.2.1 ¿Cómo funciona la renta en el petróleo?

De la sección anterior se localizan dos problemas esenciales de las rentas petroleras:

- 1) ¿Cómo distribuir la renta entre el propietario del recurso y el operador? y
- 2) ¿Cómo usar la parte de la renta que queda en manos del Estado, en específico aquella parte de ésta que debe destinarse a las inversiones del ramo?

Para el caso de México, el Estado capta una porción alta (*government take*), dejando a la empresa encargada de administrar el recurso (*contract take*), una porción demasiado baja.

Igual que México, algunos gobiernos de países petroleros delinearon marcos jurídicos donde definieron para ellos mismos los derechos de propiedad sobre los yacimientos de petróleo dando certeza de “qué parte de la colosal renta económica que generan los yacimientos se queda con el dueño de los recursos petroleros y qué parte se queda con el explorador que los explotó” (Boúc, 2003:41)

Como se expuso en el capítulo anterior, en México se delineó la relación entre PEMEX y el Estado a partir de la interpretación e instrumentación del mandato constitucional que consagró los recursos del subsuelo a la propiedad de la Nación y la exclusividad del Estado en la exploración, explotación y distribución de los hidrocarburos. El Estado a través del gobierno federal, limitó el uso de la renta al dispendio en actividades que no implican la “siembra” de la renta petrolera, pero sí el beneficio de los gobiernos locales y de otros actores como el sindicato petrolero o partidos políticos, y los sectores económicos que captan parte de la renta por la vía de la reducida tributación.<sup>50</sup> En efecto, la renta petrolera es un puntal de la política recaudatoria que sirvió para retrasar el cobro cabal de los impuestos que forman la base tributaria o la creación de mecanismos que amplíen esta base.

<sup>50</sup> Véase el caso referente al traslado de recursos desde el Sindicato de PEMEX al candidato a la presidencia de la república del Partido Revolucionario Institucional en las elecciones del 2000.

Las políticas instrumentadas a partir de esta interpretación de la propiedad nacional del recurso, obstaculizaron el desarrollo de las actividades productivas en el sector petrolero y privilegiaron la máxima captación de renta y el uso de ésta en todo tipo de actividades, la mayoría ajenas a las necesidades de la propia actividad petrolera. Se limitó la capacidad de la empresa para reproducir su capacidad productiva y la generación de la renta misma, como se expondrá más adelante.

Así, se generaron factores de riesgo. Por una parte, la alta dependencia estatal de los ingresos fiscales originados en la renta petrolera, y por la otra la imposibilidad de PEMEX de sufragar con recursos propios los requerimientos de inversión que le demandan el mantener o incrementar el nivel de producción a partir del descubrimiento de nuevos campos que permitan la restitución de las reservas extraídas, inclusive le imposibilita el mantenimiento de su infraestructura productiva. Se derivan otros problemas de tipo macroeconómico, que no son parte del análisis de esta tesis pero que es importante mencionar. Se trata de la reevaluación del tipo de cambio real, por la monetización de los ingresos petroleros y la elevación del gasto fiscal y el consecuente rezago de los sectores transables, especialmente los intensivos en el uso de factores domésticos. Este tema ha sido ampliamente discutido en la literatura sobre la enfermedad holandesa, véase por ejemplo Auty (1993), Gelb (1983).

Una vez que se extrae la renta de PEMEX, ésta forma parte del presupuesto ingresos y gastos y se distribuye en varios rubros del gasto público dentro de los que se encuentra el destinado al mismo organismo. Por lo tanto PEMEX está a expensas de la política de gasto del gobierno para financiar sus inversiones y no a sus condiciones operativas empresariales y difícilmente el presupuesto asignado al organismo se ha acercado al total de la renta extraída por lo que “la maximización del valor de la compañía estatal queda relegada a un segundo plano” (Boué 2003:9).

### ***5.2.2 Régimen Propietorial y no propietorial***

La cuestión de la renta es central en los distintos regímenes fiscales que se aplican en los Estados petroleros. Las relaciones de los diferentes actores: los propietarios de los recursos, los productores, los consumidores y los Estados, son cruciales en el momento en que se adopta el régimen fiscal de la industria petrolera.

La literatura propone que el tema fiscal está estrechamente vinculado a la forma de



propiedad de los recursos. Se distinguen dos regímenes básicos: el propietario y el no propietario o liberal.

Este marco conceptual toma como punto de partida la teoría de la renta ricardiana para establecer que los derechos de propiedad definidos para la nación, crean una disyuntiva política para el Estado:

- Actuar como propietario y comportarse como terrateniente adquiriendo una renta de la tierra, o
- Asumir el rol de administrador de un bien público, considerado un *don libre* para los productores (privados) y para los consumidores.

Esta dicotomía insinúa que el problema de la actividad petrolera no se encuentra tanto entre la privatización o la propiedad pública de los recursos minerales, más bien el problema radica en el régimen fiscal que puede ser de dos tipos: *el propietario o el no propietario* (Mommer 1999:2).

“Un régimen fiscal propietario define una relación de negocio entre el dueño del recurso natural y el inversionista. Al evaluar un proyecto de inversión se exige que las dos partes obtengan utilidades, es decir, que compartan los beneficios del recurso. Por un lado, que el dueño del recurso, en este caso la nación, adquiera a través de impuestos y de regalías los beneficios de la renta; y, por el otro, que quien explota el recurso, ya sean empresas privadas o estatales, obtenga los beneficios adecuados a su inversión y al riesgo asumido. En este punto, la decisión de las compañías de llevar a cabo el proyecto debe garantizar, como en cualquier negocio, la esperada *tasa interna de retorno (TIR)*” (Mommer 1999:4)

La tasa interna de retorno TIR, es un concepto importante para las empresas porque prioriza las decisiones de inversión, además encierra otros conceptos que parece pertinente mencionar para llegar a una mejor comprensión de la TIR.

Valor del dinero en el tiempo: el dinero en el presente tiene más valor que en el futuro.

Factor de descuento: medida del valor del dinero en el tiempo, esto es lo contrario de la tasa de interés.

Flujo de caja descontado: representa el valor de movimiento de efectivo de un proyecto después de hacer los descuentos.

Valor presente neto: representa el valor total de proyecto durante la vida del mismo, en términos de flujo de caja descontado. En la literatura, un proyecto es considerado económicamente rentable si el valor presente neto excede de cero.

TIR: es la tasa de descuento en la cual el valor presente neto es cero. La mayoría de las empresas considera un mínimo indispensable de tasa interna de retorno para llevar a cabo un proyecto de inversión (Fontaine, 1999:33).

Por ejemplo, supongamos que el inversionista exige como mínimo, una tasa interna de retorno del 15 por ciento; y el fisco nacional, por su parte, exige, como mínimo una participación en las ganancias del 50 por ciento (por encima y aparte de los impuestos usuales en todas las actividades productivas, petroleras o no). En estas circunstancias, el proyecto en cuestión solamente se realizará si la tasa interna de retorno esperada supera el 30 por ciento. Esto es, al exigir el gobierno el 50 por ciento como participación y al ser la TIR de 15 por ciento para la empresa, el proyecto debe cubrir el porcentaje que el gobierno exige, es decir, al menos otro 15 por ciento de TIR. Es por ello que en un régimen fiscal propietario, se prefiere un impuesto a la producción bruta, y no a la ganancia neta.

Un régimen fiscal no propietario o liberal, en cambio, define no una relación de negocio sino una estructura de regulación. El recurso natural se considera, en este caso, un don libre de la naturaleza, administrado por el Estado con el fin de facilitar su explotación eficiente. El régimen no propietario, se relaciona con el concepto de “don de la naturaleza” y flexibiliza las restricciones en torno a los flujos de inversión, sobre todo para incrementar la rentabilidad de los accionistas e incentivarlos a invertir para restituir las reservas. El concepto de “don de la naturaleza” o “bien libre” se explica no como un bien libre de la humanidad, sino un bien libre para las empresas petroleras.

El régimen propietario, en cambio, erige obstáculos para esos flujos de inversión en la búsqueda de una renta. “La participación fiscal bajo este régimen está dada exclusivamente por las regalías y los impuestos sobre la renta, llamados también impuestos corporativos y que se corresponde en general con la definición de *government take* o la *toma de gobierno*” (Johnston, 1994:159).

La intensidad de explotación suele ser un indicador para distinguir estos dos regímenes. Mientras que los países de la OPEP mantenían el 76 por ciento de las reservas mundiales, produjeron el 42 por ciento de la producción mundial; Inglaterra produjo el 3.8 por ciento de la producción mundial con tan sólo el 0.5 por ciento de las reservas mundiales totales, es

decir, lo que Mommer llama intensidad de explotación, era en la OPEP de 0.56 por ciento y en Inglaterra de 7.87 por ciento. En México la intensidad de explotación es muy alta, produjo 4.8 por ciento de la producción mundial y el nivel de sus reservas significó el 1.1 por ciento de las reservas mundiales. Así la intensidad de explotación fue de 23 por ciento, lo cual sugiere no sólo una elevada explotación, sobre todo si se le compara con la de los países de la OPEP, sino que el *government take* en México establecido a través de los impuestos a la extracción son considerablemente altos. La alta tasa de extracción puede ser un buen indicador del carácter rentista de la política petrolera de México, priorizándola incluso a costa del deterioro de las condiciones óptimas de extracción de los campos de petróleo. Como ya se ha mencionado la sobreexplotación de los campos propicia la pérdida de presión natural por lo que se hace necesario incursionar en procesos de recuperación secundaria y terciaria que requieren de la inyección de agua o nitrógeno (ver capítulo 1). Por otra parte, la alta tasa de extracción implica también que México agota sus reservas a mayor velocidad que el mundo y muy especialmente que la OPEP. Así, la intensidad de explotación puede ser un parámetro que nos acerque a por qué la política petrolera de México debe ser reorientada hacia un ámbito de medida, sobre todo si se fijan como objetivos, garantizar la seguridad de abasto petrolero interno, prolongar la vida útil de las reservas actuales así como alargar los ingresos financieros que su explotación implica.

El marco analítico de Mommer permite distinguir el régimen en el que México está inserto y que se encasilla en el régimen propietario. En México, el Estado cobra la renta a través de mecanismos legales que toman forma en los impuestos y el cobro de derechos sobre la extracción de petróleo. Los regímenes propietarios generan rentas que en los regímenes no propietarios tienen un valor de cero.

El régimen propietario se caracteriza entonces porque busca la mayor cantidad de renta. Sólo se permite el acceso al “don” si se esperan ganancias y si las rentas fiscales son consideradas satisfactorias para los inversionistas y para los propietarios de los recursos naturales respectivamente.

### **5.3 México y la renta petrolera.**

La delimitación de los derechos de propiedad en materia de hidrocarburos para la nación brindó al Estado mexicano la oportunidad de apropiarse de una renta de *cero costo político* la cual ha mantenido bajo su potestad y con la cual sostiene poco más de la tercera parte de sus ingresos fiscales. Es decir, consagró el carácter propietario de estado en el

aprovechamiento del recurso. Asimismo, el diseño de los dispositivos utilizados para cobrar la renta petrolera, permiten que el Estado sea siempre quien se adjudique la mayor porción de los ingresos petroleros.<sup>51</sup>

### ***5.3.1 Mecanismo de Captación de la Renta.***

Como se ha expuesto, la Constitución de 1917 legalizó la exclusividad del Estado mexicano no sólo en las actividades de exploración y de producción de petróleo, sino que creó un marco reglamentario que legitimó también la apropiación de la renta petrolera. El Estado utiliza como fuente de apropiación de la renta el régimen impositivo al que PEMEX está sujeto. Este régimen ha tenido algunas modificaciones a lo largo de los años, pero en esencia funge como un permanente captor de la renta petrolera. El cuadro 5.1 del anexo resume a grandes rasgos las modificaciones aplicadas al régimen fiscal de PEMEX.

Las características del régimen fiscal que se adoptó en México permiten encuadrarlo bajo los regímenes de tipo propietario, que se describieron en la sección anterior, en que se aplica una tasa impositiva a la extracción de hidrocarburos.

En primer lugar, se fijan los montos de los impuestos que paga PEMEX en cada año correspondiente al ejercicio fiscal y que se pagan como parte de las actividades petroleras. Desde 1993 y hasta el 2005 el régimen impositivo de PEMEX se denominó Red Fiscal y los impuestos consistieron en el Derecho Ordinario Sobre Extracción de Petróleo (DOSEP), el Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo (DESEP), el Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo (DASEP) y el Derecho sobre Hidrocarburos (DSH). Adicionalmente PEMEX está obligado a pagar el Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IPR), el Impuesto al Valor Agregado (IVA), y los Aprovechamientos Sobre Rendimientos Excedentes (ASRE). En 2006, el régimen al que estaba sujeto PEMEX se modificó teniendo como principal característica que se instauró en dos leyes: en la Ley de Ingresos de la Federación y en la Ley Federal de Derechos.

A continuación se presentan las bases y tasas de las distintas contribuciones de las que se componía la Red Fiscal y que fueron vigentes hasta el 2005.

El Derecho ordinario sobre extracción de petróleo (DEP). El objeto de este derecho era

---

<sup>51</sup> La expresión cero costo político es de Alicia Puyana, véase *El petróleo en el Esquema de integración de Norteamérica, en Impactos del TLC en México y Estados Unidos*, John Bailey compilador. Ed. Porrúa y FLACSO.

recaudar una porción del total de los ingresos por ventas (externa e internas) neto de costos de inversión, aplicando la tasa de 52.3 por ciento. El organismo subsidiario PEMEX exploración y producción (PEP) era sujeto de esta contribución. El derecho se calculaba por cada región petrolera de explotación, como sigue:

$$DEP = 0.523 \max(N, 0), \text{ con } N = Y - E - I$$

Donde Y= ingresos totales de PEP (ventas internas y externas); E= egresos totales de PEP (costos de exploración, desarrollo de nuevos campos y producción, así como gastos administrativos); I= Inversión en PEP; N= Ingresos netos (base gravable).

El Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo (DEEP) se pagaba aplicando la tasa del 25.5 por ciento sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo (DEP). La fórmula del cobro era la siguiente:

$$DEEP = (0.255)(0.523) \max(N, 0) = 0.1336 \max(N, 0)$$

El Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo (DASEP), se pagaba aplicando la tasa del 1.1 por ciento sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo, es decir:

$$DAEP = (0.011)(0.523) \max(N, 0) = 0.005753 \max(N, 0)$$

El Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP) se calculó aplicando una tasa de 34 por ciento al rendimiento neto de cada una de las subsidiarias. El rendimiento neto a que se refiere este párrafo, se determina restando de la totalidad de los ingresos del ejercicio, el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo, siempre que los ingresos sean superiores a las deducciones.<sup>52</sup>

$$IRP = (0.34) \max(Y - D)$$

Donde D son las deducciones autorizadas, como el IRP es similar al ISR que paga cualquier persona física o moral del régimen general, se aplicaban las deducciones de la Ley del ISR.

<sup>52</sup> Las deducciones autorizadas para el IRP son: devoluciones de cantidades indebidamente pagadas a la Tesorería; descuento o bonificaciones por pronto pago; costos y gastos de inversión; comisiones; créditos incobrables; investigación y desarrollo tecnológico; interés y pérdida inflacionaria; y depreciación de las inversiones.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), es un impuesto indirecto aplicable a la enajenación de gasolinas y otros combustibles. Las subsidiarias PEMEX Refinación y PEMEX petroquímica básica retienen este impuesto de los consumidores de combustibles y lo enteran a la Secretaría de Hacienda. La tasa del IEPS es variable, depende del producto y de la agencia de ventas de PEMEX. El cálculo de este gravamen está basado en dos aspectos: por un lado en el precio de la gasolina al público en México y, por otro lado en los precios de las gasolinas y diesel en el mercado spot de Houston, con el fin de evitar que las posibles ineficiencias en la producción de las gasolinas se trasladen a los consumidores, o signifiquen un menor pago de IEPS. La diferencia que resulte entre el precio al público de México y el Precio spot de Houston es el IEPS.<sup>53</sup> El IEPS se calcula:

$$IEPS = Tasa\ del\ IEPS(P_2 - (IVA + A + F - P_1))$$

Donde  $P_2$  = precio al público; IVA= impuesto al valor agregado; A=comisiones; F=fletes (de la planta de refinación a la agencia de ventas y de ésta al distribuidor);  $P_1$  = precio del productor.

La tasa del IEPS se calcula como:

$$tIEPS = \frac{\alpha_{iva} P_2 - (P_{spot} + A + F + M + IVA)}{P_{spot} + F + M}$$

Donde  $M = P_1 - P_{spot}$  es el costo imputado de manejo y toma el valor de 0.8696 si el IVA del bien de consumo es 15 por ciento y 0.9091 si el IVA es del 10 por ciento. El precio de referencia  $P_{spot}$  para cada uno de los combustibles será el promedio de las cotizaciones del día 26 del segundo mes anterior al día 25 del mes inmediato anterior a aquel por el que se calcula la tasa, convertidas a pesos con el promedio de tipo de cambio que publica el Banco de México.

Con respecto al IEPS es pertinente hacer algunas observaciones. En primer lugar no es una cantidad fija sino variable. Es un factor de ajuste para alcanzar el precio al público, el cual es prefijado por la Secretaría de Hacienda. El nivel del IEPS, en la medida que resulta un factor variable, es inversamente proporcional a los precios internacionales de las gasolinas que se utilizan para calcular el precio doméstico. Como regla, *el precio doméstico de las gasolinas se encuentra por arriba de los precios spot estadounidense de las gasolinas*, por lo que el IEPS tiene un signo positivo. Sin embargo a consecuencia de los

<sup>53</sup> Ley Federal de Ingresos 2005

altos precios del crudo, los precios de las gasolinas en el exterior han superado el precio de la gasolina doméstica por lo que se ha dado una situación inédita en donde el IEPS tendría que tener un signo negativo.<sup>54</sup> El IEPS representó en promedio para el periodo 1980 a 2006, el 26.3 por ciento de los impuestos *cobrados* a PEMEX.

El Derecho Sobre Hidrocarburos (DSH) se cobra aplicando una tasa del 60.8 por ciento al total de los ingresos por las ventas de hidrocarburos y petroquímicos. La base del derecho sobre hidrocarburos se define como:

$B = X + W$ , donde  $W = V + \text{IEPS}$ ;  $X$  = valor de las ventas de exportación;  $W$  = valor de las ventas nacionales e impuestos por enajenación de petrolíferos (IEPS);  $V$  = valor de las ventas nacionales a precios de productor.<sup>55</sup>

Los pagos del DEP, DEEP, DAEP, IEPS e IRP, son todos acreditables al DSH, de tal forma que:

$$\text{DSH} = \text{DEP} + \text{DEEP} + \text{DAEP} + \text{IEPS} + \text{IRP}$$

La expresión anterior fue conocida como red fiscal de PEMEX. El criterio para fijar la tasa es que la recaudación petrolera por derechos e impuestos coincidiera con la del ejercicio fiscal de 1993. Todos los impuestos y derechos aplicables a PEMEX y sus organismos subsidiarios son acreditables. Es decir si  $\text{DSH} > \text{DEP} + \text{DEEP} + \text{DAEP} + \text{IEPS} + \text{IRP}$ , entonces la tasa de DEP y de DEEP se incrementarían hasta que el monto acreditable fuera igual a la proporción del DSH en 1993.

La red fiscal fue modificada en 2006 y aunque algunas de las contribuciones permanecieron, se describen a continuación la forma en que quedaron los cobros de impuestos a PEMEX.

Las modificaciones establecieron sus linamientos en dos leyes: en la Ley Federal de Derechos y la Ley de Ingresos de la Federación.

### 5.3.2 Nuevo régimen fiscal de PEMEX

A continuación se presentan las adiciones que se hicieron a la Ley Federal de Derechos específicamente en un capítulo denominado hidrocarburos, el cual contiene el desglose de los *derechos* que PEMEX deberá pagar.

<sup>54</sup> Comentario del Dr. José Antonio Rojas, analista de la Comisión Federal de Electricidad en sesión celebrada con el autor en noviembre de 2006.

<sup>55</sup> Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005.

Dentro de los derechos se encuentran algunos cuya renta se desprende de la extracción de petróleo crudo y gas natural, como el derecho ordinario sobre hidrocarburos, los derechos para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía y para fiscalización petrolera (destinado a la Auditoría de la Federación para fiscalizar programas prioritarios) o el derecho adicional; otros que se pagan sólo por la extracción de petróleo, como el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (que se destina al FEIP) o los que se calculan con base a la exportación de petróleo. Dada la diferencia que existe entre el cálculo de cada uno de éstos, se analiza a detalle la aplicación de cada derecho.

**1. El Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos**, es un derecho que grava el valor del petróleo crudo y gas natural extraídos, menos las deducciones autorizadas, entre las cuales se encuentran los costos y gastos realizados en exploración, desarrollo, explotación, así como en algunos gastos de operación. Adicional a los costos y gastos, también son deducibles los derechos para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía, para la fiscalización petrolera, y el extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo.

**Cuadro 5. 2 Tasa y base gravable del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos**

I. Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOI)	Tasa de explotación  79%	Ingresos por el petróleo y gas natural extraídos – deducciones autorizadas (6.5 dólares por cada barril de petróleo; 2.7 dólares por cada millar de pie cúbico de gas; derecho para el fondo de investigación científica, derecho para la fiscalización petrolera y el derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo)= Base gravable x tasa aplicable = monto a pagar por DOI
------------------------------------------------	--------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Presupuesto de egresos 2006 (PEF)

La tasa aplicable es de 79 por ciento, que será aplicable a partir de 2010, ya que para 2006-2009 se aprobaron tasas que varían dependiendo del precio observado del barril de petróleo y del año de que se trate.



**Cuadro 5. 2.1 Tasa del DOH**

Rango de Precio Ponderado por barril (Dólares)	Tasa para el DOH %			
	2006	2007	2008	2009
00.00-19.99	87.81	85.61	83.4	81.2
20.00-21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22.00-23.99	83.14	82.1	81.07	80.03
24.00-25.99	82.34	81.5	80.67	79.83
26.00-27.99	81.53	80.9	80.27	79.63
28.00 en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

Fuente: Presupuesto de egresos 2006

En cuanto a la distribución de este derecho, el 76.6 por ciento del importe recibido se destinará a formar parte de la recaudación federal participable (RFP).<sup>56</sup> Los municipios por donde se realiza la salida del petróleo y de gas tendrán derecho a un factor de 1.33 por ciento del 3.17 por ciento del total del derecho ordinario sobre hidrocarburos.

## **2. Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en materia de Energía**

Es un derecho que grava la producción total extraída de petróleo crudo y gas natural a una tasa del 0.05 por ciento, destinando los recursos captados en su totalidad al Instituto Mexicano del Petróleo. Dichos recursos se aplicarán exclusivamente para la investigación científica y desarrollo tecnológico requerido por las industrias petrolera, petroquímica y química, a través de un fideicomiso, el cual deberá sujetarse a las reglas que establezca la Secretaría de Hacienda.

## **3. Derecho para Fiscalización Petrolera.**

Es un derecho que grava la producción total de petróleo crudo y gas natural extraídos a una tasa del 0.003 por ciento; el monto recaudado será destinado en su totalidad a la Auditoría Superior de la Federación a través del ramo correspondiente sin requerir autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Estos recursos se aplicarán exclusivamente para fiscalizar los programas prioritarios y el Programa para la Fiscalización del Gasto Federalizado aprobados en el Decreto del PEF, como se establece en el artículo 23 bis del

<sup>56</sup> Cabe mencionar que el 80 por ciento de la RFP se destina a las entidades administrativas según el Fondo General de Participaciones.

propio presupuesto. La SHCP deberá realizar anticipos a cargo de este Derecho a más tardar diez días hábiles posteriores al entero que realice Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

#### 4. Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. (DHFEIP)

Este derecho se aplica sobre la producción de petróleo crudo, cuando el precio de la mezcla mexicana sea superior a los 22 dólares por barril, aplicando tasas que van del 1 por ciento, cuando el precio observado sea de 22.01 dólares, al 10 por ciento cuando el precio rebase los 31.0 dólares (ver cuadro 5.3). El monto total de la recaudación anual que se genere por este derecho se destinará al Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP), excepto para 2006, año en que se aplicará el siguiente esquema: cuando el valor del barril de la mezcla mexicana alcance o supere 36.5 dólares sólo para 2006 se destinó a gastos de infraestructura física; a partir de 2007 se destinará al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.

**Cuadro 5.3 Tasa aplicable para el Fondo de estabilización**

Precio de la mezcla mexicana	Tasa aplicable
22.01-23	1%
23.01-24	2%
24.01-25	3%
25.01-26	4%
26.01-27	5%
27.01-28	6%
28.01-29	7%
29.01-30	8%
30.01-31	9%
Cuando exceda de 31	10%

Fuente: PEF 2006 y Ley Federal de Ingresos de 2006

#### 5. Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo.

Este derecho grava los ingresos excedentes que se obtengan por la exportación de petróleo crudo a una tasa del 13.1 por ciento. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal, multiplicando el diferencial entre éste y el precio observado, por la plataforma de exportación. Este derecho es acreditable contra el derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. La recaudación anual de este derecho se destina a las Entidades

Federativas a través del Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF) conforme a la estructura del Fondo General de Participaciones reportado en la Cuenta Pública más reciente. Los recursos del Fondo serán administrados por el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C., y se aplicarán en el presente ejercicio fiscal, sujetándose de manera análoga a las reglas de operación y lineamientos establecidos para el Fideicomiso para la Infraestructura en los Estados (FIES).

## 6. Derecho adicional

PEMEX Exploración y Producción pagará el derecho adicional cuando la extracción de petróleo crudo alcanzada sea menor a la establecida en el siguiente cuadro.

**Cuadro 5. 4**

Año	Extracción anual (barriles de petróleo crudo)
2006	1,247,935,000
2007	1,259,980,000
2008	1,285,895,000

Este derecho se calculará sobre el valor de la diferencia entre la extracción de petróleo establecido en el cuadro anterior y la extracción efectivamente alcanzada en cada año, aplicando la proporción de las deducciones hechas para el DOH. El monto obtenido se multiplicará por la tasa que corresponda de acuerdo con los porcentajes establecidos para el DOH, según el rango de precio y año de que se trate, obteniendo de esta manera la base gravable. Tomando como referencia el 76.6 por ciento de la base gravable, se destinará un 20 por ciento al Fondo General de Participaciones, un 1 por ciento para el Fondo de Fomento Municipal y un 0.25 por ciento para la Reserva de Contingencia, en los términos de la Ley de Coordinación Fiscal.

De igual manera, el 3.17 por ciento de la base gravable se multiplicará por el factor de 0.0133 y se destinará a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos. La suma de los montos destinados al fondo general de participaciones, al fondo de fomento municipal, a la reserva de contingencia, y a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se

realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, será el monto a pagar por el derecho adicional. Este derecho no se pagará cuando por causa de fuerza mayor o por política energética, PEMEX Exploración y Producción no alcance las metas de extracción establecidas en la tabla anterior.

### **7. Impuesto al Valor Agregado (IVA).**

Este impuesto grava las ventas internas de petroquímicos y petrolíferos que comercializa PEMEX a una tasa del 15 por ciento y del 10 por ciento en zonas fronterizas.

### **8. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS).**

Este impuesto se aplica a la enajenación de gasolinas y diesel, no hubo modificaciones sustanciales a la forma en como se gravó en la red fiscal, la cual se explicó anteriormente. Sin embargo se precisó en la ley de ingresos lo que sucedería cuando los precios spot queden por abajo del precio interno. Con este fin en la LIF se estableció que cuando la determinación de la tasa aplicable resulte negativa, PEMEX y sus organismos subsidiarios, podrán disminuir el monto que resulte de dicha tasa negativa, del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios a su cargo o del Impuesto al Valor Agregado, si el primero no fuera suficiente o acreditarlo contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, cuando los dos anteriores resulten insuficientes. Dado que los precios a las gasolinas al público en el mercado interno son administrados, este gravamen funciona como un mecanismo de ajuste para llegar al precio final, es decir, a un mayor precio de las gasolinas, menor impuesto; por el contrario, a menor precio de las gasolinas, la tasa aplicable al IEPS se incrementa. En el esquema siguiente, se puede observar el comportamiento del IEPS a las gasolinas y el diesel, para lo cual se tomó el precio de referencia y el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios; para hacer más sencilla su explicación, se muestran diversos niveles para el precio de referencia y un sólo precio al público, de tal manera que se pueda observar el comportamiento del impuesto y como éste aumenta o disminuye hasta llegar al precio al público.

### **9. Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP).**

Similarmente que en la Red Fiscal, PEMEX y sus organismos subsidiarios distintos de PEP están obligados al pago del IRP sobre el rendimiento neto acumulado a la tasa del 30 por

ciento; el rendimiento neto se determinará restando a la totalidad de los ingresos del ejercicio, el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo.

#### **10. Impuesto a la exportación.**

Cuando el Ejecutivo Federal, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados, PEMEX y sus organismos subsidiarios deberán determinar y pagar dichos impuestos.

#### **11. Impuesto a la importación.**

PEMEX y sus organismos subsidiarios están sujetos al pago de los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.

#### **12. Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE).**

El ARE grava los ingresos excedentes que se obtengan por la exportación de petróleo crudo a una tasa del 6.5 por ciento. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal (36.5 dólares), multiplicando el diferencial entre el precio antes mencionado y el precio observado, multiplicado por la plataforma de exportación de petróleo. El monto a pagar por este aprovechamiento es acreditable contra el derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. La recaudación de este aprovechamiento se destina a las Entidades Federativas conforme a la estructura del Fondo General de Participaciones reportado en la Cuenta Pública más reciente.

**Cuadro 5.5 Destino de los recursos por concepto de derechos**

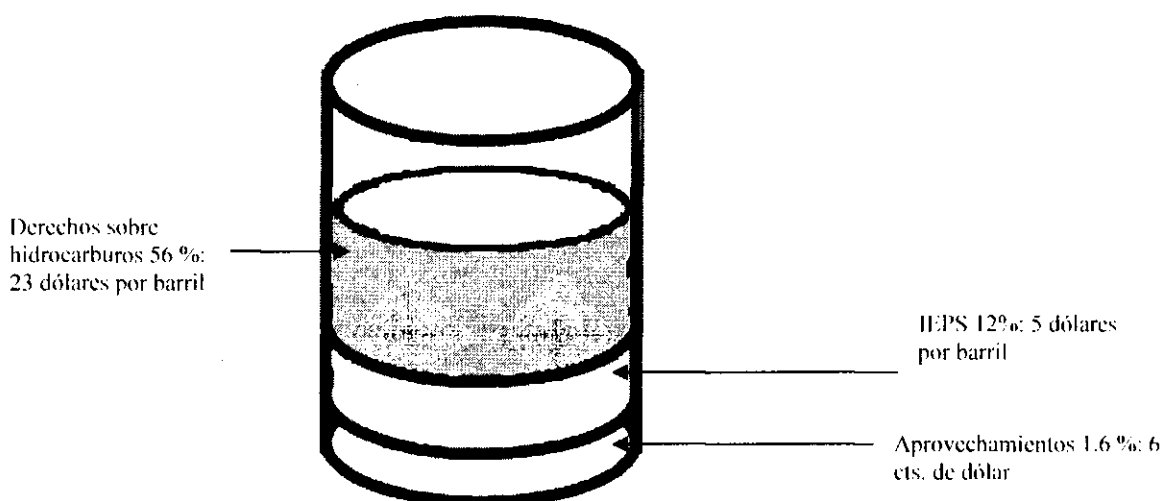
Derechos	Base del derecho	Federación	Municipios	Estados	Auditoría Superior de la Federación	Fondo de Investigación Científica y Tecnológica	Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH)	Petróleo crudo y gas natural extraídos, descontando las deducciones autorizadas	84.64%	0.04% (1.33% de 3.7% del DOH)	15.32%(20% de la recaudación federal participable)			
Derecho para Fiscalización Petrolera	Petróleo crudo y gas natural extraídos				100%		
Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	Petróleo crudo y gas natural extraídos					100%	
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	Petróleo crudo extraído cuando el precio exceda de 22.0 dólares por barril						100%
Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	Petróleo crudo exportado cuando el precio sea superior a 36.5 dólares por barril.			100% a través del FEIEF)			
Derecho Adicional.	Caída en la producción de petróleo respecto de la estimada, menos las deducciones autorizadas.		0.27%	99.73%			
Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes	Petróleo crudo exportado cuando el precio sea superior a 36.5 dólares por barril.			100%			
Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)	Utilidades de PEMEX y sus organismos subsidiarios distintos de PEP	100%					

Fuente: Tomado de Régimen fiscal de PEMEX 2006, Serie de Cuadernos de Finanzas Públicas 2006, N. 4. En [www.celfp.gob.mx](http://www.celfp.gob.mx)

La carga fiscal a PEMEX repercute en las pérdidas que PEMEX reporta en los balances que se analizan más adelante. En términos generales si se asume que cada barril de petróleo oscila alrededor de los 60 dólares y que el costo por producirlo es de unos 20 dólares por barril, PEMEX obtiene unos 40 dólares de ganancia por cada barril. Adelantáremos un

poco del cálculo de la renta petrolera para ilustrar la afirmación anterior, en 2005 obtuvo 55 mil millones de dólares por la venta de crudo, cuyo costo de producción fue de aproximadamente 24 mil millones de dólares, y produjo 3.7 millones de barriles diarios, lo cual indica que por cada barril obtuvo 22 dólares de ganancia. Si en total de impuestos se obtuvieron más de 38 mil millones de dólares, quiere decir que PEMEX divididos entre derechos, aprovechamientos e impuesto especial sobre producción y servicios, entregó al fisco el 70 por ciento de sus ingresos brutos.

**Gráfico 5.4 PEMEX: Composición de un barril de petróleo: ingresos por ventas, costos de producción e impuestos**



Ingresos brutos: 40 dólares por barril. Costos: 18 dólares Ingresos netos: 22 dólares Ingresos netos menos impuestos: 22-28= -6 dólares  
Total de Impuestos 70%: 28 dólares por barril.

### 5.3.3 Cálculo de la Renta

La diversidad de los costos de producción en el mundo es muy amplia por lo que los países productores tienen diferentes estructuras de costos. Si se asume que el precio de equilibrio en el mercado se fija en el punto en el que coinciden la oferta y la demanda, el último barril ofrecido en el mercado va a ser aquél cuyo costo de producción coincida con el precio de equilibrio. Sin embargo, la demanda de petróleo es inelástica a los niveles de precios, cuando el precio se incrementa más allá de los costos de producción se crea una renta. La diferencia entre ambos precios es considerada como una renta económica.

Para el caso del estudio de la renta petrolera dentro de un país, los costos de operación

de cada competidor, suponiendo condiciones técnicas similares, estarán determinados por la productividad de cada campo petrolero, lo cual provocará que una vez fijado el precio promedio de un barril de petróleo, se le reporte una renta a cada productor. Por lo tanto, en términos generales no existe la formación de una *tasa media de ganancia*, esto es más claro si se considera que México es un tomador de precios en el mercado internacional para cada uno de los crudos que componen la mezcla mexicana de exportación. De tal forma, para tener un análisis más exacto de la renta petrolera y de la formación de la tasa media de ganancia, debería considerarse un estudio tomando en cuenta al menos los principales productores de petróleo a nivel internacional. Si bien este punto va más allá de los objetivos de este trabajo, sí calcularemos el *government take*, en términos de Johnston, al que accede el Estado mexicano mediante el cobro de los derechos (*royalties*), y en el que se encuentra implícito el valor de la renta petrolera.

Por lo tanto y en términos generales, asumiremos que la renta petrolera es el ingreso percibido por el Estado que proviene de “la explotación del petróleo que se define como la diferencia entre el ingreso petrolero y los pagos competitivos a los factores de producción. La renta petrolera es el valor presente del producto después de que todos los costos mínimos necesarios para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción de campos existentes han sido deducidos, y al mismo tiempo los costos de oportunidad en actividades alternativas fueron consideradas en condiciones de mercado.”

57

Como se ha expuesto, la explotación de hidrocarburos y en general de las actividades *upstream* son prerrogativa de PEMEX, pero el propietario es la Nación, a quien se paga mediante el régimen fiscal de la compañía los derechos correspondientes por su uso. Lo cual muestra que la propiedad de los recursos del subsuelo no está definida por el tipo de explotación (monopólica o competitiva), sino por el régimen fiscal y los derechos cobrados por su explotación. El régimen fiscal es el instrumento mediante el cual el Estado adquiere parte de la renta petrolera. En este sentido, se realizó el ejercicio de calcular el valor de la renta petrolera a través de la revisión de las cifras proporcionadas en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, (CHPF) referentes a los ingresos petroleros y no petroleros del Sector Público Presupuestario, asimismo en la CHPF se proporcionan los montos del

---

<sup>57</sup> *La renta petrolera una cuestión de fondo*. Informe de la UNCTAD de 2005 sobre comercio y desarrollo.



recaudo de Derechos (*royalties*) de cada año, el valor de los *aprovechamientos sobre rendimientos excedentes* y el impuesto especial sobre productos y servicios a gasolinas y diesel, los cuales componen el valor de la renta petrolera .<sup>58</sup>

El cuadro 5.6 muestra la aproximación al valor de la renta petrolera y sus componentes para el periodo de 1980 a 2006. La columna “A” muestra el valor de los ingresos provenientes de las ventas de PEMEX, y se le denomina ingresos PEMEX brutos. En la columna B se observan los costos y gastos de operación en los que incurre cada año PEMEX y que son deducidos de la columna A para formar la columna C, denominada Ingresos PEMEX Netos. En seguida, se muestra el *government take*, columna D, que es la parte de la renta a la cual accede el Estado a través del cobro de los derechos y aprovechamientos sobre hidrocarburos, y el impuesto especial sobre producción y servicios de gasolinas y diesel, columnas E, F y G respectivamente. Finalmente en la columna H se muestra el impacto que tienen los derechos y los impuestos en los ingresos de PEMEX, y se constata que la porción de renta que toma el gobierno deterioró sustancialmente los ingresos de PEMEX.

Como se ha mencionado, los cobros de *derechos sobre extracción* de petróleo son estimados sobre el volumen de crudo extraído y son el pago que recibe el Estado a través del fisco, como propietario, de parte de PEMEX, como productor. Es importante mencionar que hasta 2005 el pago de derechos se estableció a través de una *tasa fija* de 60.8 por ciento (en la cual se hacen acreditables todos los demás derechos y que se han explicado arriba), sin embargo, debido al sobreprecio, PEMEX pagó tasas superiores a la especificada por este impuesto. La literatura sobre regímenes fiscales petroleros “menciona que los impuestos pueden cobrarse a tasas constantes o progresivas, las primeras pueden afectar las decisiones de las empresas. En México, al ser cobrados los derechos sobre los ingresos brutos (volumen de producción multiplicado por un precio de referencia), estos derechos son contabilizados por la empresa como costos. Mayores impuestos producen mayores costos totales y marginales, pudiendo causar un descenso de la producción al convertir la

<sup>58</sup> En la Cuenta de la Hacienda Pública Federal se registran todos los ingresos que percibe el gobierno federal así como los gastos que el gobierno federal realiza en cada ejercicio fiscal. El Sector Público Presupuestario se refiere a la totalidad de instituciones, dependencias y entidades que se consideran en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Comprende los Poderes Legislativo y Judicial, Órganos Autónomos, Administración Pública Central, y los organismos y empresas de Control Presupuestario Directo de la Administración Pública Paraestatal.

operación de pozos marginales en actividades económicamente inviables” (Deacon, 1992:45).

Asimismo, la literatura sugiere que la recuperación de reservas también puede resultar afectada por sistemas impositivos onerosos. “bajo un sistema de tasas impositivas constantes, los yacimientos existentes tienen un incentivo para ser sobre explotados, pues los pozos en exploración se encarecen por los impuestos” (Deacon, 1992:46)

Continuando con el cálculo de la renta petrolera, se puede observar que en México el gobierno ha buscado maximizar los ingresos fiscales provenientes de los hidrocarburos. El *government take* instituido en México no sólo permite que PEMEX entregue al fisco todos los ingresos que no gasta en su operación, sino que debe endeudarse para complementarlo; a diferencia de una empresa privada, cuyo objetivo es maximizar sus ganancias, la carga fiscal de PEMEX sugiere que los objetivos del organismo consisten en proveer de recursos al Estado aun a costa de las utilidades de la empresa, que en algunos años se tornaron negativas como ocurre desde 1991 hasta la fecha. Asimismo, la Secretaría de Hacienda es la encargada de regresar una parte de estos ingresos a PEMEX en la asignación de recursos del año fiscal vigente. Sin embargo, el estricto control sobre los ingresos se transforma en también un estricto control sobre las inversiones y las decisiones estratégicas. Como se puede observar, los ingresos petroleros mantuvieron una tendencia creciente en el periodo 1980-2005, que se movió según los cambios en las cotizaciones internacionales y el volumen extraído y exportado. En contraste los ingresos propios de PEMEX tuvieron un comportamiento de altibajos, sobre todo después del filtro negativo que significan los derechos y los impuestos. Las últimas dos columnas representan el *government take* como porcentaje de los ingresos brutos y de los ingresos netos respectivamente. Las repercusiones acerca de gravar los ingresos brutos se hacen evidentes cuando se observan estos dos últimos porcentajes y el carácter regresivo del régimen fiscal de PEMEX se confirma.

Cuadro 5.6 Renta Petrolera

Renta Petrolera 1980-2005 (millones de pesos constantes base 2005)										
	Ingresos PEMEX Brutos	PEMEX Costos y Gastos de operación <sup>59</sup>	Ingresos PEMEX Netos	IEPS+Derechos +Aprovechami entos GT* D=(E+F+G))	IEPS	Derechos	Aprove Chamientos	Ingresos PEMEX después impuestos CT** H=(C-D)	GT/Ingre sos Brutos I=(D/A)	GT/Ingre sos Netos J=(D/C)
	(A)	(B)	C= (A-B)		(E)	(F)	(G)			
1980	199905	100890	99015	21942	-	21942		77073	11%	22%
1981	186892	94322	92570	27058	-	27058	0	65512	14%	29%
1982	362918	183158	179760	69889	52576	17312	0	109871	19%	39%
1983	631535	318726	312809	315437	66720	248717	0	-2628	50%	101%
1984	673095	192749	480346	331750	69086	262664	0	148596	49%	74%
1985	584591	167405	417186	333256	63293	269963	0	83930	57%	86%
1986	465599	129429	336170	250967	85919	165048	0	85203	54%	81%
1987	512704	142523	370181	309242	77647	231595	0	60939	60%	86%
1988	431234	190604	240630	236425	79926	156499	0	4205	55%	117%
1989	397710	172193	225517	239355	73595	165760	0	-13838	60%	117%
1990	410806	166597	244209	226753	37715	186644	2394	17456	55%	95%
1991	366959	150738	216221	220400	39085	181315	0	-4179	60%	108%
1992	369198	165939	203259	238861	64530	173773	559	-35602	65%	111%
1993	354853	170683	184170	225144	63009	160423	1712	-40974	63%	113%
1994	364859	180344	184515	226103	93235	132206	661	-41588	62%	108%
1995	431622	194076	237546	278537	53812	200210	24515	-40991	65%	103%
1996	490694	178654	312040	316473	48481	252007	15984	4433	64%	94%
1997	502478	207638	294840	330855	69391	246691	14773	-36015	66%	106%
1998	407637	219417	188220	264099	107777	155276	1046	-75879	65%	122%
1999	434963	239065	195898	281220	132915	137480	10825	-85322	65%	114%
2000	522120	277406	244714	385754	89758	265900	30097	-141040	74%	126%
2001	494966	290238	204728	362417	111634	240207	10576	-157689	73%	137%
2002	490854	268461	222393	311252	134340	168187	8726	-88859	63%	110%
2003	588608	299310	289298	394646	96640	276686	21319	-105348	67%	114%
2004	662855	342157	320698	464452	55468	368557	40427	-143754	70%	119%
2005	616967	409381	207586	433770	75860	347934	9976	-226184	70%	126%

\* Government take ; \*\* Contract Take

Fuente: Elaboración Propia con datos de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal

Cuadro 5.7 Costos, ingresos netos e impuestos como porcentaje de los ingresos brutos de PEMEX

Renta Petrolera 1980-2005 (millones de pesos constantes base 2005)							
	Ingresos PEMEX Brutos	PEMEX Costos y Gastos de operación <sup>60</sup>	Ingresos PEMEX Netos	IEPS+Derechos+Aprovechamientos GT* D=(E+F+G))	IEPS	Derechos	Aprovechamientos
	(A)	(B)	C= (A-B)		(E)	(F)	(G)
1980	100%	50%	50%	11%		11%	0%

<sup>59</sup> Incluye costos de venias, gastos de distribución, gastos de administración y costo financiero neto.<sup>60</sup> Incluye costos de ventas, gastos de distribución, gastos de administración y costo financiero neto.

1981	100%	50%	50%	14%		14%	0%
1982	100%	50%	50%	19%	14%	5%	0%
1983	100%	50%	50%	50%	11%	39%	0%
1984	100%	34%	66%	49%	10%	39%	0%
1985	100%	34%	66%	57%	11%	46%	0%
1986	100%	34%	66%	54%	18%	35%	0%
1987	100%	30%	70%	60%	15%	45%	0%
1988	100%	53%	47%	55%	19%	36%	0%
1989	100%	49%	51%	60%	19%	42%	0%
1990	100%	42%	58%	55%	9%	45%	1%
1991	100%	44%	56%	60%	11%	49%	0%
1992	100%	42%	58%	65%	17%	47%	0%
1993	100%	44%	56%	63%	18%	45%	0%
1994	100%	43%	57%	62%	26%	36%	0%
1995	100%	37%	63%	65%	12%	46%	6%
1996	100%	32%	68%	64%	10%	51%	3%
1997	100%	38%	62%	66%	14%	49%	3%
1998	100%	47%	53%	65%	26%	38%	0%
1999	100%	43%	57%	65%	31%	32%	2%
2000	100%	41%	59%	74%	17%	51%	6%
2001	100%	46%	54%	73%	23%	49%	2%
2002	100%	43%	57%	63%	27%	34%	2%
2003	100%	41%	59%	67%	16%	47%	4%
2004	100%	41%	59%	70%	8%	56%	6%
2005	100%	44%	56%	70%	12%	56%	2%

Como consecuencia, la renta petrolera que captó el Estado en el periodo que va de 1980 a 2005, se incrementó paulatinamente, incluso los impuestos que captó el Estado por concepto de la actividad petrolera crecieron más que la economía nacional, ya que, entre 1980 y 2005, ascendieron del 0.5 al 5.3% del PIB y en algunos años, representaron el 7% del PIB, como se puede observar en la cuadro 5.7, en el sentido inverso, el contract take, es decir los ingresos de PEMEX después de impuestos (columna H cuadro 5.6) como porcentaje del PIB (Columna E cuadro 5.7) alcanzó como máximo el 2.3 por ciento en 1982 y salvo por algunos años, éste fue negativo y en 2005 PEMEX tuvo pérdidas de más del 1 por ciento del PIB total nacional después del pago de impuestos. Es interesante observar que el *government take* (Columnas D en los cuadros 5.6 y 5.7) como proporción del PIB también creció más que los costos de operación de PEMEX que en promedio representan el 3.3 por ciento del PIB entre 1980 y 2005.

Cuadro 5.8 Renta Petrolera como del PIB

Ingresos Petroleros, Government Take y Contract Take como % del PIB

	<b>Ingresos Petroleros Brutos (A)</b>	<b>Costos de Operación (B)</b>	<b>Ingresos Petroleros Netos (C)</b>	<b>Government Take (D)</b>	<b>Contract Take (E)</b>
1980	4.5%	2.3%	2.2%	0.5%	1.7%
1981	3.9%	2.0%	1.9%	0.6%	1.4%
1982	7.6%	3.9%	3.8%	1.5%	2.3%
1983	13.8%	6.9%	6.8%	6.9%	-0.1%
1984	14.2%	4.8%	9.4%	7.0%	2.4%
1985	12.1%	4.1%	8.0%	6.9%	1.1%
1986	9.9%	3.3%	6.6%	5.3%	1.2%
1987	10.7%	3.2%	7.5%	6.5%	1.0%
1988	8.9%	4.7%	4.2%	4.9%	-0.7%
1989	7.9%	3.8%	4.0%	4.7%	-0.7%
1990	7.7%	3.2%	4.5%	4.3%	0.2%
1991	6.6%	2.9%	3.7%	4.0%	-0.3%
1992	6.5%	2.7%	3.7%	4.2%	-0.4%
1993	6.1%	2.7%	3.4%	3.9%	-0.4%
1994	6.0%	2.6%	3.4%	3.7%	-0.3%
1995	7.6%	2.8%	4.7%	4.9%	-0.1%
1996	8.2%	2.6%	5.6%	5.3%	0.3%
1997	7.8%	3.0%	4.9%	5.2%	-0.3%
1998	6.1%	2.8%	3.2%	3.9%	-0.7%
1999	6.2%	2.7%	3.5%	4.0%	-0.5%
2000	7.0%	2.9%	4.1%	5.2%	-1.1%
2001	6.7%	3.1%	3.6%	4.9%	-1.3%
2002	6.5%	2.8%	3.8%	4.1%	-0.4%
2003	7.7%	3.2%	4.5%	5.2%	-0.6%
2004	8.3%	3.4%	4.9%	5.8%	-0.9%
2005	7.5%	3.3%	4.2%	5.3%	-1.1%

Fuente: cálculos propios con datos de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal

Indudablemente el petróleo es un pilar sólido de la economía. La caída de los precios propicia una disminución de la renta, pero cuando los precios caen la producción se incrementa, esta es una forma que el Estado ha utilizado para captar el mayor nivel de renta posible. La extracción y las exportaciones también se han incrementado en los momentos de crisis económica. En efecto, la política petrolera ha sido también un instrumento de manejo de ciclos económicos. Los precios altos de los últimos años propiciaron el crecimiento de la renta petrolera como porcentaje del PIB, pero como se ve, mientras que el *government take* (el ingreso que capta el estado columna D cuadro 5.8) aumentó el *contract take* (ingreso de PEMEX después de impuestos, columna E cuadro 5.8) se contrajo hasta tasas negativas.

### **5.3.4 La Renta Petrolera en los Ingresos Totales del Estado.**

La gran proporción que guardan los ingresos petroleros en los ingresos del gobierno federal es un factor que puede ser considerado de riesgo para la estabilidad macroeconómica del país, debido a que las variaciones de los precios del petróleo afectan el nivel del ingreso y por ende el nivel de gasto emprendido por el gobierno federal y los gobiernos estatales y municipales, por las participaciones.

Los ingresos provenientes del petróleo han representando en promedio la tercera parte de los ingresos totales que recaudó el Estado entre 1980 y 2005. En 1983, por ejemplo, cuando por la crisis los impuestos a la renta y el IVA descendieron, los ingresos petroleros representaron el 44 por ciento de los ingresos fiscales del Estado. En este sentido, los ingresos petroleros tuvieron un efecto anticíclico que permitieron al estado mantener un nivel de gasto superior al que hubiera tenido de no contar con la renta petrolera.

Este incremento del peso de los ingresos petroleros en los ingresos del Estado estuvo en concordancia con la pérdida del peso de los ingresos tributarios en el nivel de recaudación, es lo que se denomina la *petrolización de las cuentas fiscales*. Como porcentaje del PIB, entre 1982 y 1985 los ingresos tributarios disminuyeron casi 4 puntos porcentuales del PIB, pasando de 13.2 por ciento a 9.4 por ciento del PIB. En contraste, la participación de los ingresos no tributarios aumentó más de 6 puntos porcentuales, pasó de 1.4 por ciento a 7.6 por ciento, mientras que los petroleros ascendieron en casi 300 por ciento al pasar de 69 mil millones de pesos a más de 315 mil millones de pesos. El descenso de los ingresos tributarios resulta de la desaceleración de la actividad económica, ya que, la tasa de crecimiento del PIB disminuyó de 9 por ciento en 1981 a menos 3 por ciento en 1983. Un fenómeno similar sucedió entre 1994 y 1995 cuando el crecimiento del PIB fue negativo, con una tasa del -6 por ciento. Necesariamente, los ingresos tributarios también lo cayeron y pasaron del 11 por ciento a menos del 9 por ciento del PIB. En contraste los ingresos no tributarios se incrementaron de 4 por ciento a más de 7 por ciento entre 1994 y 1996.

### **5.3.5 La dependencia del gasto fiscal respecto de los ingresos de PEMEX**

El gasto excesivo de mediados de los setenta, financiado con el incremento de los ingresos provenientes del petróleo, generó un significativo déficit fiscal que fue una de las causas de la crisis de la deuda en los años ochenta (Lustig, 1994). Durante la segunda mitad de 1980 y el inicio de 1981, el gasto público se aceleró. A finales de 1981, cuando el precio de la mezcla mexicana de exportación fue de 23 dólares en términos reales, el déficit fiscal

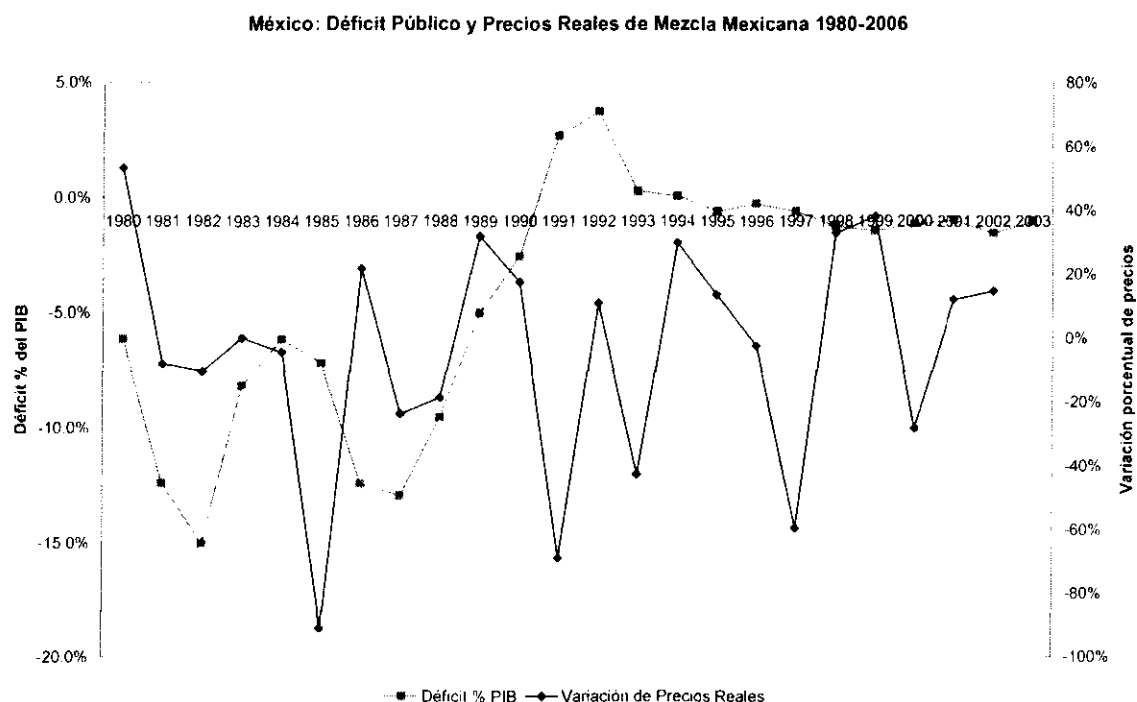
alcanzó la cifra record de 15.2 como por porcentaje del PIB (ver gráfica 5.4)<sup>61</sup> El déficit público se financió en parte con préstamos externos que terminaron por agravar los efectos del auge del precio del petróleo. Un efecto conocido de este tipo de auge, es que el aumento de la demanda agregada interna que los acompaña, genera aumentos de precios en el sector de los bienes no comerciables y en consecuencia, una apreciación del tipo de cambio real. Lo anterior hace declinar a las exportaciones del resto de los bienes (exportables) y provoca un incremento de las importaciones, de los bienes importables que compiten con la producción nacional. Como efecto de la apreciación del tipo de cambio, las exportaciones no petroleras de México comenzaron a disminuir y las importaciones crecieron.<sup>62</sup>

A comienzos de 1982 el precio del petróleo comenzó su declinación, llegó a 28 dólares reales en ese año y hasta 1985 osciló entre los 23 dólares por barril. En 1986 se registró el precio más bajo de 12 dólares y un déficit comercial de 12 por ciento. En el gráfico 5.4 se puede observar que las variaciones en el precio, en el periodo que va de 1981 hasta 1991, los precios del petróleo guardan una relación directa con el déficit fiscal. Cuando el precio cayó, el déficit se agudizó y viceversa.

---

<sup>61</sup> A precios de 2000, se utilizó el índice de precios implícito del PIB en dólares como deflactor.

<sup>62</sup> Tales efectos, han sido catalogados en la literatura como la “enfermedad holandesa” y debe su nombre a los desequilibrios macroeconómicos que propiciaron los hallazgos de gas natural en Holanda en 1959. A grandes rasgos, la teoría de la enfermedad holandesa refiere que un repentino enriquecimiento de un país por el hallazgo de un bien primario exportable (petróleo) o por el súbito incremento del precio del mismo, tendrá efectos sobre los demás sectores de la economía que se contraen “más allá de lo que se considera como el normal efecto del proceso de crecimiento económico. Este acelerado encogimiento de las actividades productivas orientadas a los mercados externos o que compiten con las importaciones resulta de la apreciación de la tasa de cambio real y de la transferencia de factores productivos de un sector a otro” Véase: Alicia Puyana, *Colombia: Economía Política de las expectativas petroleras*. FLACSO México, 1998.

**Gráfico 5.5 Déficit público % PIB y precios de la mezcla mexicana de exportación (1980-2005)**

Fuente: Déficit público: CHPF; Precio: PEMEX, anuarios estadísticos y memoria de labores

El gobierno enfrentó la difícil tarea de reducir el déficit fiscal sobre una base sostenible, pues existían gastos que sufragar como el servicio de la deuda. Lo relevante en este periodo es que se llevó a cabo una reforma de la política fiscal para reducir el déficit. En 1988, en términos generales, la reforma estuvo encausada a reducir los impuestos tanto de los ingresos personales como los de las empresas, además de una contracción en el gasto programable. Como se ha establecido en el gasto programable no se contabiliza el pago de intereses de la deuda pública, interna y externa.<sup>63</sup>

La recuperación de la economía, permitió un aumento en la recaudación de los sectores no petroleros y un incremento de los ingresos tributarios como porcentaje del PIB (ver gráfica 5.4), que de alguna manera compensaron la pérdida de los ingresos petroleros, propiciada por la reducción de los precios del petróleo de 1986. Por otro lado, la reducción del gasto público se centró en la reducción de la inversión pública lo que generó un efecto negativo en el mantenimiento y la infraestructura del país.

La inestabilidad del precio hace que algunos proyectos iniciados, en periodos en donde

<sup>63</sup> *Ibid.*



el precio observado supera al programado, deban detenerse por ajustes en el gasto cuando el precio del petróleo cae sustancialmente. Prueba de ello fue lo sucedido en 1998, año en que se dio una baja de los precios del petróleo (ver gráfica 5.4), misma que provocó secuelas recesivas en las finanzas públicas. A causa de la caída del precio del petróleo, los ingresos del sector público fueron menores en 2.5 por ciento al nivel previsto en la Ley de Ingresos y en -6.6 por ciento, en términos reales, con respecto a los alcanzados en el ejercicio anterior. Ante esta situación, el ejercicio del gasto durante ese año se vio afectado por tres recortes que totalizaron 29 mil 775 millones de pesos, equivalente al 4.8 por ciento del gasto programable aprobado para el ejercicio de ese año. El 52 por ciento del ajuste al gasto público recayó en PEMEX y en la Comisión Federal de Electricidad, a los que se les disminuyó en 8 mil 623 y 6 mil 910 millones de pesos respectivamente el presupuesto autorizado.<sup>64</sup>

Como porcentaje del PIB, la evolución del gasto público programable ha favorecido al gasto corriente más que al gasto de capital (véase cuadro 5.9). En 1980, el gasto programable como porcentaje del PIB fue de 24.6 por ciento, del cual el 14.6 por ciento correspondió al gasto corriente y el restante 10 por ciento al gasto de capital. En 1983, un año después de las reformas, el gasto programable era de 23 por ciento del PIB, el corriente de 16 por ciento y el de capital de sólo el 7 por ciento del PIB. En 2003, el gasto programable fue de 18 por ciento del PIB, el 15 por ciento de gasto corriente y ya sólo el 3 por ciento de gasto de capital. La renta petrolera ha aumentado su participación como porcentaje del PIB; en 1984, ésta significó el 7 por ciento del PIB. Hacia 2003, la renta petrolera como porcentaje del PIB era de poco más del 5 por ciento.

Conforme se incrementó la renta petrolera como porcentaje del PIB, el gasto corriente también lo hizo, lo mismo que el gasto en servicios personales. Algunos organismos internacionales como el FMI<sup>65</sup> han sugerido que la renta que el gobierno captó del petróleo ha servido para financiar el gasto corriente. La relación entre gasto en servicios personales como porcentaje del PIB y la participación de la renta petrolera en el PIB es casi siempre cercana a la unidad, “esto no quiere decir que los recursos petroleros estén marcados específicamente para sufragar el rubro de los servicios personales. Tampoco significa que los aumentos en los ingresos petroleros sean la causa de que se incrementen los costos en

<sup>64</sup> Subsecretaría de Egresos. *El Presupuesto de Egresos de la Federación 1995-2000*.

<sup>65</sup> Véase Informe del Fondo Monetario Internacional

los servicios personales. Sólo se trata de sugerir que puede existir una vinculación entre unos y otros en el sentido que la percepción de la existencia de estos recursos petroleros, y de su crecimiento, desalienta la contracción de la nómina burocrática” (Puyana, 2003: 27)

**Cuadro 5.9 Participación del Gasto Programable como porcentaje del PIB**

Periodo	Gasto Programable A = (B+ C) (A+B)	Gasto Corriente (1+2+3+4+5) (B)	Servicios Personales 1	Materiales y Suministros 2	Servicios Generales 3	Otros Gastos Corrientes 4	Transferencias a Organismos de control directo 5	Gastos de Capital (C)	Renta Petrolera como % del PIB
1980	24.6%	14.6%	5.6%	3.1%	2.6%	0.3%	2.9%	10.0%	0.5%
1981	27.9%	16.4%	7.5%	4.0%	2.1%	1.3%	1.5%	11.5%	0.6%
1982	25.4%	16.4%	7.7%	3.4%	2.1%	1.1%	2.1%	9.0%	1.5%
1983	22.6%	15.5%	6.1%	4.7%	2.0%	1.1%	1.7%	7.1%	6.9%
1984	23.1%	16.1%	6.2%	5.0%	2.8%	0.3%	1.7%	7.0%	7.0%
1985	21.1%	15.5%	6.1%	4.1%	2.9%	0.5%	1.9%	5.6%	6.9%
1986	20.9%	15.5%	5.4%	4.4%	3.2%	0.3%	2.2%	5.4%	5.3%
1987	19.3%	14.4%	5.1%	4.1%	3.1%	0.2%	1.9%	4.9%	6.5%
1988	18.0%	13.9%	5.0%	4.1%	2.8%	0.2%	1.8%	4.1%	4.9%
1989	16.2%	12.8%	4.6%	3.1%	2.9%	0.3%	1.9%	3.4%	4.7%
1990	15.9%	12.2%	4.5%	3.0%	2.6%	0.2%	1.8%	3.8%	4.3%
1991	15.8%	11.8%	4.9%	2.0%	2.7%	0.3%	1.8%	4.0%	4.0%
1992	15.9%	12.2%	5.4%	1.8%	3.0%	0.1%	2.0%	3.6%	4.2%
1993	16.5%	12.8%	4.0%	1.9%	3.0%	0.1%	3.8%	3.6%	3.9%
1994	17.5%	13.6%	4.1%	1.7%	3.2%	0.1%	4.4%	4.0%	3.7%
1995	15.8%	12.5%	3.7%	1.6%	3.0%	0.1%	4.1%	3.3%	4.9%
1996	15.9%	12.2%	3.6%	1.7%	2.8%	0.1%	4.1%	3.7%	5.3%
1997	16.6%	13.1%	3.8%	1.6%	2.8%	0.0%	4.9%	3.5%	5.2%
1998	15.6%	12.7%	3.6%	1.6%	2.3%	0.0%	5.2%	2.9%	3.9%
1999	15.5%	12.6%	3.9%	1.3%	2.2%	0.0%	5.2%	2.8%	4.0%
2000	15.6%	13.0%	3.6%	1.5%	2.2%	0.2%	5.4%	2.6%	5.2%
2001	16.1%	13.4%	4.0%	1.5%	2.3%	0.0%	5.6%	2.7%	4.9%
2002	17.2%	14.2%	3.9%	1.2%	3.0%	0.5%	5.6%	3.0%	4.1%
2003	18.0%	15.1%	4.1%	1.5%	2.8%	0.4%	6.2%	2.9%	5.2%

Fuente: Elaboración propia con datos de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

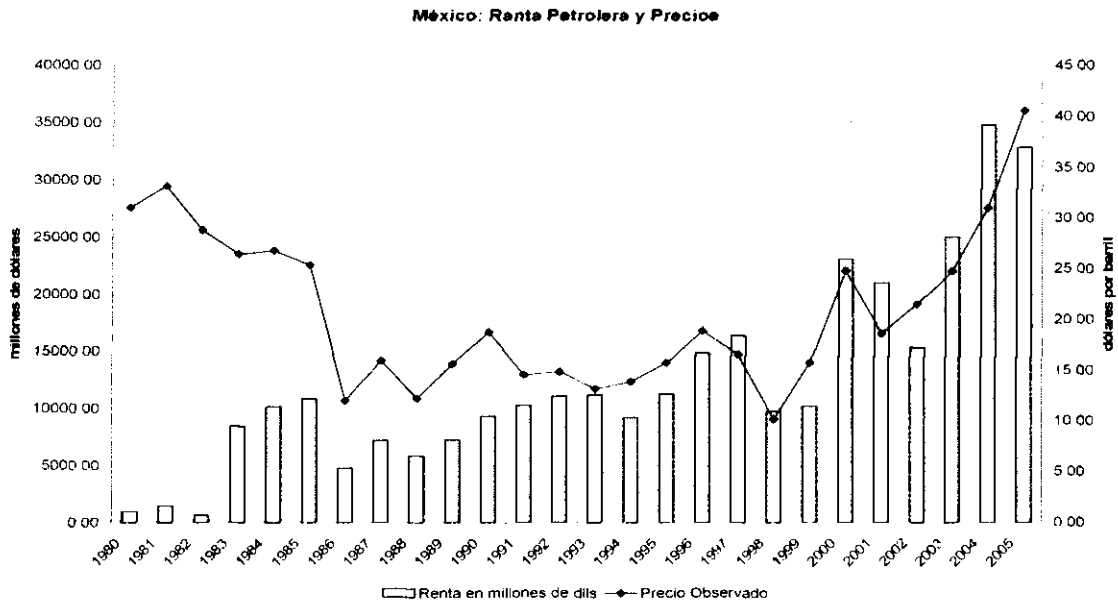
El gasto del Gobierno Federal es un mecanismo por el cual se canaliza la renta petrolera hacia la economía nacional y, a la vez, el instrumento de la distribución de la misma fomenta entre los diversos grupos sociales y económicos, entre otros los actores que se analizaron en el capítulo 4. Es uno de los mecanismos de uso distributivo de la renta o de captación de la renta por los ciudadanos de toda la República. Los gobiernos de los estados al recibir una parte importante de los ingresos son un actor importante que debe considerarse en el momento de llevar a cabo una reforma fiscal en la que se permita dejar a

la paraestatal suficientes recursos para invertir en su planta productiva o en la exploración y restitución de reservas.

El gráfico 5.5 ilustra que el recaudo de la renta petrolera tiene una relación directa con el nivel de precios. Cuando éstos cayeron, el nivel de la renta petrolera también lo hizo aunque en una menor proporción. Lo anterior es explicado porque cuando el nivel de los precios no fue el esperado, además del ajuste fiscal, se llevaron a cabo incrementos en la producción como medida para seguir captando un alto nivel de renta por petróleo.

Por otra parte, fijar los precios por debajo de los precios observados por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público es un mecanismo que permite cobrar la mayor cantidad de renta en cada periodo. En efecto, programar los precios por debajo de los observados ha permitido a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que en cada ejercicio fiscal se obtengan recursos mayores a los que se presupuestan, cuando sucedió lo contrario, el presupuesto se redujo y los recortes al gasto se hicieron presentes. El cuadro 5.11 presenta la programación de los impuestos que se esperaba obtener de PEMEX publicados en los presupuesto de egresos y los que se obtuvieron al concluir el ejercicio fiscal de cada año. Lo que se puede observar es que los ingresos que se percibieron por cobros de impuestos a PEMEX fueron superiores a los programados, excepto en el 2001 en donde el precio del petróleo sufrió una caída importante, pasando de 24 dólares por barril en el año 2000 a 18 dólares por barril en el 2001. La sugerencia es que no se trata de un mecanismo de estabilización, que permita, por ejemplo, esterilizar parte del precio extraordinario y formar el fondo de estabilización. Se ha convertido en el mecanismo de amortización inmediata y no programada de los ingresos petroleros y de otorgar al ejecutivo un margen de gasto mayor no fiscalizado por el legislativo. La diferencia entre precios programados y observados permitió que entre 2000 y 2003 el Estado captara por concepto de derechos aproximadamente el 4 por ciento del PIB y entre 2004 y 2005 más del 6 por ciento del PIB. (véase cuadro 5.12)

Gráfico 5.6 Renta petrolera y precios



Fuente: Renta petrolera en dólares y precios de petróleo observados (SHICP)

Cuadro 5.11

Cobro de derechos programados y observados (millones de pesos constantes 2005=100)

	2000	Derechos Programados (A)	Derechos Observados (B)	Diferencia C= A-B	Observado como % del Programado D= (C/A)100	Diferencia como % del (C/PIB)100
<b>Precio</b>		16 dpb	24.79 dpb			
<b>Derechos (1+2+3)</b>		199,228.90	265,899.60	66,670.60	33.5%	4.2%
1. Sobre la extracción de petróleo		125,073.00	169,905.90	44,832.90	35.8%	2.8%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo		71,763.90	92,501.70	20,737.80	28.9%	1.3%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo		2,392.00	3,492.00	1,100.00	46.0%	0.1%
<b>2001</b>						
<b>Precio</b>			18.61			
<b>Derechos (1+2+3)</b>		243,382.30	240,206.80	-3,175.50	-1.3%	-0.2%
1. Sobre la extracción de petróleo		148,913.30	161,588.90	12,675.60	8.5%	0.8%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo		91,534.10	75,424.00	-16,110.10	-17.6%	-1.0%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo		2,934.90	3,193.80	258.9	8.8%	0.0%

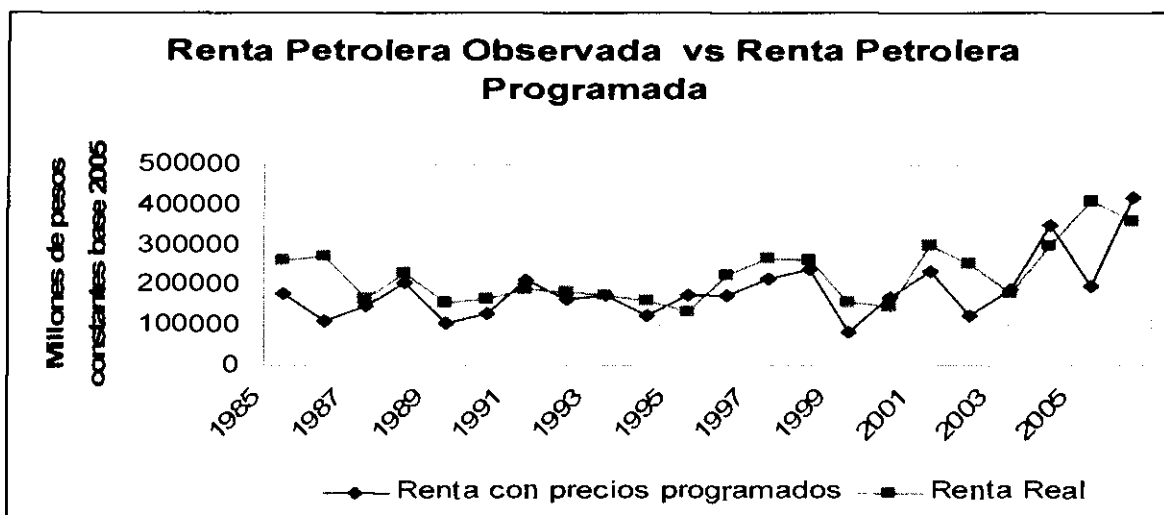
2002					
<b>Precio</b>		21.52			
<b>Derechos (1+2+3)</b>	150,601.50	168,186.80	17,585.30	11.7%	1.1%
1. Sobre la extracción de petróleo	102,947.10	112,922.60	9,975.50	9.7%	0.6%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo	45,776.50	52,889.50	7,113.00	15.5%	0.4%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo	1,877.90	2,374.70	496.8	26.5%	0.0%
2003					
<b>Precios</b>		24.78			
<b>Derechos (1+2+3)</b>	204,131.30	276,686.20	72,554.90	35.5%	4.4%
1. Sobre la extracción de petróleo	139,920.20	187,696.00	47,775.80	34.1%	2.9%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo	61,537.80	85,496.80	23,959.00	38.9%	1.5%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo	2,673.20	3,493.30	820.1	30.7%	0.1%
2004					
<b>Precios</b>		31.02			
<b>Derechos (1+2+3)</b>	250,496.70	368,557.10	118,060.40	47.1%	6.9%
1. Sobre la extracción de petróleo	152,398.60	249,326.60	96,928.00	63.6%	5.7%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo	95,297.80	114,211.70	18,913.90	19.8%	1.1%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo	2,800.30	5,018.80	2,218.50	79.2%	0.1%
<b>Derechos (1+2+3)</b>	55,248.40	49,404.00	-5,844.50	-10.6%	-0.3%
2005					
<b>Precios</b>	23.6	42.69			
<b>Derechos (1+2+3)</b>	347,933.50	469,205.10	121,271.60	34.9%	6.8%
1. Sobre la extracción de petróleo	229,791.30	332,465.60	102,674.30	44.7%	5.8%
2. Extraordinario sobre la extracción de petróleo	114,156.20	129,967.30	15,811.10	13.9%	0.9%
3. Adicional sobre la extracción de petróleo	3,986.00	6,772.20	2,786.20	69.9%	0.2%

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación y Cuenta de la Hacienda Pública Federal

Es interesante mostrar que la programación de los precios por debajo de los observados permite al Estado extraer una mayor cantidad de renta, ya que fija una tasa impositiva a los excedentes que se obtengan si es que los precios se instauran más allá de lo esperado. Esta

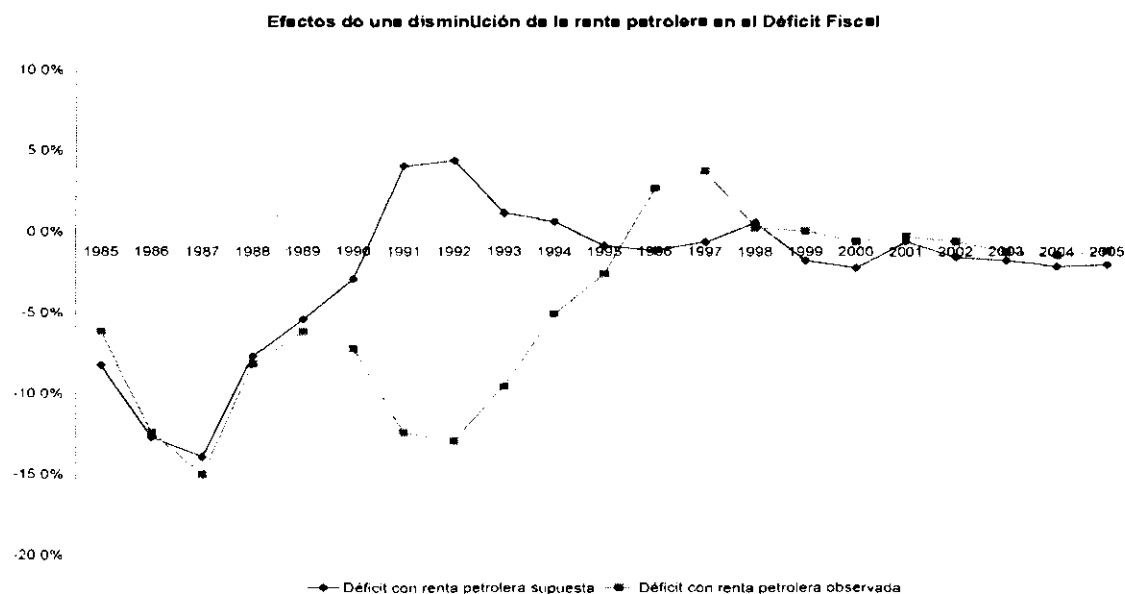
tasa es el impuesto por **Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE)**.. Para demostrar lo anterior, llevamos a cabo un ejercicio en el supusimos que el precio del crudo fuera efectivamente el que programó la Secretaría de Hacienda y se procedió al cálculo de la renta petrolera que se hubiera obtenido en caso de que esa programación ciertamente fuera la observada. Para ese cálculo se aplican a todo el ingreso bruto las tasas previstas y no se aplica el **(ARE)** Una vez obtenida esa serie se procedió al cálculo de la renta que el Estado hubiera obtenido. La tasa que se aplicó a los ingresos petroleros supuestos fue la misma a la que hacen referencia los cobros de Derechos por extracción de petróleo (60.2 %). Asimismo, se tomó en cuenta el precio programado para observar lo que sucedería con el cobro de *aprovechamientos*. Como se mencionó, el cobro de los *aprovechamientos* solamente se origina en caso de que el precio observado sea superior al programado, en este sentido al homologar ambos precios es obvio que el cobro de los *aprovechamientos* desaparecería reflejándose en una disminución de la renta petrolera y por ende en los ingresos del gobierno federal. En caso de haberse presentado lo anterior y el mismo nivel de gasto, el impacto sobre el déficit sería muy importante. A continuación se muestran los gráficos de los cálculos obtenidos. El gráfico 5.6 muestra el cálculo de la renta en caso de que se hubieran presentado los precios programados y la renta que calculamos previamente arriba a la que llamamos renta real. Como se puede observar el mecanismo de captación garantizó un amplio margen gracias a la diferencia entre los precios observados y los programados. Cuando se traslada el impacto de la renta al ingreso del gobierno y se deduce el gasto de éste, el déficit cambia dramáticamente. El gráfico 5.7 muestra los cambios del déficit fiscal. En algunos años como entre 1988 y 1995 el déficit se hubiera equilibrado, pero esto se explica por que la programación de los precios fueron demasiado optimistas en esos años. No obstante, los superávits que se presentaron entre 1996 y 1998 se hubieran revertido si la captación programada hubiera sido realmente la que se presentara. De 1999 en adelante, el déficit se hubiera agudizado en por lo menos un punto porcentual. Con precios del crudo menos elevados, es decir con la presencia de los programados y no de los observados, se evidencia la fragilidad de las finanzas públicas. El aumento de los ingresos a partir de un precio más alto al programado permitió el incremento del gasto corriente, que como vimos representa la proporción más alta el gasto público y permitió que las entidades federativas captaran un mayor porcentaje de la renta petrolera.

Gráfico 5.7 renta petrolera observada y renta petrolera programada



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CHPF y renta petrolera.

Gráfico 5.8 Renta petrolera y déficit fiscal



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CHPF y renta petrolera.

### 5.3.6 La petrolización de las cuentas fiscales

Algunos estudios han planteado el riesgo resultante de depender de los ingresos petroleros, porque esa dependencia ocasiona un problema fundamental: “los ingresos del sector público son sensibles ante variaciones en el precio del petróleo, ocasionando que cuando éste disminuye, el presupuesto del gobierno federal también, provocando recortes en el gasto y principalmente en rubros sociales” (Moreno, 2004:78). El rubro más afectado,

desde las reformas estructurales ha sido el gasto en inversión, el cual como se presenta en el cuadro 5.9, columna C, descendió del 11 por ciento en 1981 a 2.9 por ciento de PIB en 2003.

En este sentido algunos países han creado instrumentos que permiten reducir los riesgos de la inestabilidad de los precios y de la dependencia de los ingresos petroleros, en general de las materias primas. Una herramienta que ha sido utilizada es la de los “fondos petroleros de estabilización”.

Los fondos petroleros se crean para hacer frente a los problemas creados por el carácter inestable de los ingresos del petróleo (“fondos de estabilización”) o la necesidad de ahorrar parte de los ingresos para las generaciones futuras (“fondos de ahorro”), también para evitar la plena monetización de los ingresos extraordinarios cuando hay bonanzas de precios o de cantidades y menguar los efectos de la abundancia de dólares sobre los sectores transables (Brunstad, 1997). Los fondos de estabilización tienen su aval en *el código de buenas prácticas de transparencia fiscal* que recomienda el Fondo Monetario Internacional.<sup>66</sup> Este código hace hincapié en que la creación de los fondos es condición necesaria, pero no suficiente, para poner fin a los problemas que propicia la dependencia de los ingresos petroleros. Siguiendo al FMI, las operaciones de un fondo petrolero pueden considerarse prácticas óptimas sólo cuando formen parte de una estrategia de política fiscal coherente centrada en dos pilares: primero que la política fiscal tenga por objeto reducir las variaciones del gasto público a lo largo del tiempo y desvincularlo de los ingresos volátiles del petróleo. Segundo, que la política fiscal procure reemplazar la riqueza de petróleo con activos financieros, creando así las condiciones para convertir un ingreso temporal (por el carácter finito de las reservas y de las bonanzas) en permanente.

Bajo esas dos prerrogativas, la instrumentación de los fondos se basan en *la teoría del ingreso permanente* propuesta por Milton Friedman. La teoría del ingreso permanente propone que el consumo y el ahorro no son función del ingreso corriente sino de dos tipos de ingresos: *el ingreso permanente* definido como el ingreso futuro esperado y el *ingreso transitorio* o no esperado de naturaleza estocástica. Ante un incremento del ingreso, la persona discernirá si se trata de un aumento *permanente* o *transitorio*. Para Friedman, un incremento *transitorio* de la renta no influye en el consumo corriente, y por lo tanto,

<sup>66</sup> Fondo Monetario Internacional (2005). *Guía sobre la transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales*.



debería ahorrarse casi en su totalidad, aumentando la riqueza del individuo, y consecuentemente su consumo futuro. El mismo razonamiento es válido en términos agregados (Friedman, 1957).

En el caso de México y de los demás países petroleros el problema se centraría en cómo aprovechar la riqueza petrolera a lo largo del tiempo. Barnett y Ossowski (2003) creadores del marco de los fondos de estabilización sustentan en dos premisas básicas; primero, que la dotación de recursos se considera como *riqueza* y no como *ingreso*, y segundo, de conformidad con el concepto del *ingreso permanente*, que debe limitarse el consumo de cada período a las expectativas del ingreso permanente. Al formularse la política fiscal, los recursos naturales como el petróleo se consideran parte de la riqueza nacional, y el ingreso que genera la explotación de estos recursos se considera como financiamiento, no como ingreso. En el caso de México, la política implementada no considera tales preceptos y asume a los ingresos petroleros como un *ingreso* que puede gastar sin consecuencias, en lugar de considerar tales ingresos como un *financiamiento* que deberá pagar en el largo plazo, en ese sentido es recomendable que los ingresos provenientes del petróleo se inviertan en infraestructura o en otros rubros del gasto que no implique su pérdida total.

A este respecto, se creó un Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP), el cual sirvió para financiar todo tipo de gastos, menos para estabilizar a la economía de los efectos de altos ingresos provenientes del petróleo.<sup>67</sup> La creación del FEIP se contempló en la Ley de Ingresos de la Federación del año 2000 y se promulgó como decreto en el Presupuesto de Egresos de ese mismo año. En el tercer trimestre de ese año, el FEIP se conformó de 5 mil 839 millones de pesos y hacia el cuarto trimestre contó con 9 mil 133 millones de pesos. Al 30 de junio de 2001, el FEIP contaba con un monto de 9 mil 889 millones de pesos por los 776 millones de pesos obtenidos por concepto de intereses. Sin embargo, luego de los ataques terroristas en septiembre de ese año a los Estados Unidos, se contrataron coberturas de riesgo a un alto costo que disminuyó el FEIP a 8 mil 52 millones de pesos al final de 2001.

Cuadro 5.12 Lincamientos del Fondo de Estabilización de los ingresos petroleros.

PEF	Objetivo	Lincamiento
-----	----------	-------------

<sup>67</sup> En Chile se creó el fondo de estabilización del cobre y en Colombia se crearon uno para estabilizar los ingresos cafeteros y otro, más reciente para los del petróleo.

Presupuesto de Egresos 2000	Aislar los ingresos fiscales de las variaciones en los precios del petróleo.	Se destinó al Fondo <b>40</b> por ciento de los excedentes de impuestos, contribución de mejoras y ejercicios anteriores, derechos, productos y aprovechamientos. El <b>60</b> por ciento restante a la amortización de la deuda pública.
Acuerdo sobre las Reglas de Operación del FEIP. Diario Oficial de la Federación. 31 de diciembre de 2000	Aislar las finanzas públicas y la economía nacional de la volatilidad en los precios internacionales del petróleo, así como de otros factores que afecten las finanzas públicas.	Recursos asignados por los Presupuestos de Egresos y con la totalidad de sus rendimientos. Estos recursos debían ser estimados cada trimestre, con base en cifras preliminares de los ingresos acumulados de la SHCP. Se recurriría al Fondo si el precio del petróleo caía en más de 1.5 dólares respecto a la referencia. Sólo se utilizaría 50 por ciento del Fondo, más el total de los rendimientos financieros.
Presupuesto de Egresos 2001	No se mencionan.	De los excedentes fiscales [lo que se obtiene por el sobreprecio], se destina 33 por ciento al Fondo de Estabilización, 33 por ciento para el pago de deuda y 34 por ciento para "programas y obras de infraestructura para el Sur-Sureste; infraestructura hidráulica, agua potable y alcantarillado en las regiones con mayor rezago, y proyectos de desarrollo en zonas de explotación petrolera."
Presupuesto de Egresos 2002	No se mencionan.	Sin cambios.
Reglas de Operación del FEIP. Diario Oficial de la Federación. 15 de marzo de 2002	Aminorar el efecto sobre las finanzas públicas y la economía nacional cuando ocurran disminuciones de los ingresos debido a cambios en el precio y volumen de exportación del petróleo y en el tipo de cambio.	Se eliminó la regla de esperar una caída en los precios mayor a 1.5 dólares por debajo de la referencia. Se mantuvo la regla de utilizar sólo 50 por ciento del Fondo, más el total de los rendimientos financieros.
Presupuesto de Egresos 2003	No se mencionan.	De los excedentes fiscales, 25 por ciento se destina al Fondo, 25 por ciento el pago de deuda y "50 por ciento para gasto de inversión en infraestructura en las entidades federativas.
Presupuesto de Egresos 2004	No se mencionan.	Sin cambios. Se agregó una disposición para que el Congreso participe en la reasignación de los ingresos petroleros excedentes.

Fuente: PEF varios años.

Durante el primer trimestre de 2002 el FEIP se conformaba de 8 mil 196 millones de pesos, de los cuales se retiraron 8 mil para apoyar el presupuesto de acuerdo con lo previsto en la Ley de Ingresos de la Federación para el año 2002 y el PEF del mismo año. Hacia el final del segundo trimestre de 2002 salieron recursos por un monto de 170 millones quedando hacia el final de ese año 74 millones de pesos conformando el FEIP.

Durante los tres primeros trimestres del 2003 el FEIP aumentó apenas 2 millones de pesos por concepto de intereses. Hacia el último trimestre de ese año el FEIP alcanzó un

monto de 6 mil 276 millones de pesos, cifra que se incrementó paulatinamente hasta llegar hacia finales de ese año a ser de 11 mil 608 millones de pesos. Ya en 2005, el FEIP alcanzó una cifra récord de 12 mil 234 millones de pesos y en diciembre del mismo año el FEIP registró un monto de 11 mil 153 millones de pesos.

Cuadro 5.13 Evolución financiera del FEIP

Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros 2000-2005 (millones de pesos)						
Año	Trimestre	Total	Renta Petrolera	Porcentaje de la renta destinado al FEIP	Rendimientos	Erogaciones
2000	III	5839				
	IV	9133	522120.1096	1.7%		
	I	9455			322	
	II	9671			538	
2001	III	8966			218	-924
	IV	8052	494966.0103	1.6%	192	-1106
	I	196			145	-8000
	II	71			45	-170
2002	III	72			1	
	IV	74	490854.3455	0.0%	193	-8171
	I	75			2	
	II	76			1	
2003	III	77				
	IV	6276	588608.2479	1.1%		
	I	6381				-105
	II	7726				-1259
2004	III	6238				-4448
	IV	11608	662854.8123	1.8%	405	-6649
	I	11939			228	
	II	12234			523	
2005	III	10239			682	-2258
	IV	11153	616966.9	1.8%		

Fuente: Elaboración propia en base a los Informes Sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública (3er trim de 2000 a 4to trim de 2005)

Como puede observarse la implementación del fondo en México no es consistente con los preceptos del ingreso permanente. La acumulación del fondo de estabilización se basa fundamentalmente en los recursos extraordinarios provenientes del cobro de los *aprovechamientos sobre los excedentes del petróleo*. El cuadro anterior sugiere que los ingresos excedentes no se han canalizado en una proporción prudente al fondo de estabilización, pues se asignó a dicho instrumento sólo el 1% de los recursos fiscales generados por PEMEX. Mandujano (2006) ha sugerido que los recursos han participado más como un mecanismo de coyuntura para equilibrar el presupuesto de ingresos y gastos

públicos, que como instrumento sistemático de política fiscal que permita reducir la vulnerabilidad de los ingresos fiscales respecto de los ingresos petroleros.

Incluso en los Criterios Generales de Política Económica sugieren que los ingresos excedentes más que servir para crear un fondo sólido y con suficientes recursos que permita hacer frente a las oscilaciones de los precios, se consideran como componentes de lo que ha dado en llamarse estabilizadores fiscales automáticos y que tienen principal función “mantener estable el presupuesto de ingresos y gastos públicos”.

El detrimento de los magros montos del fondo nos hace suponer que no existen rigurosos mecanismos o procedimientos que permitan que el fondo sea protegido de la alta propensión del gobierno al gasto. En este sentido, el gobierno de México necesita contar con procedimientos claros para hacer frente a grandes y súbitas perturbaciones, positivas o negativas, del ingreso proveniente del petróleo.

### ***Conclusiones al capítulo***

- El gobierno mexicano configuró un sistema de recaudación que le permite apropiarse de un porcentaje muy amplio de la renta petrolera. Si bien el cobro de derechos se hizo hasta 2005 sobre los ingresos netos de PEMEX a una tasa constante de 60.8 por ciento, los mecanismos de recaudación sobre el excedente artificial que define Hacienda cuando los precios crecen más allá de lo programado, permiten que parte del cobro de los impuestos se haga sobre los ingresos brutos de PEMEX. Asimismo, el IEPS incrementó considerablemente la carga tributaria de PEMEX y contribuyó a que quedara entrampado en el momento de configurar los lincamientos de reparto (*government y contract take*). Cuando esto sucede PEMEX recibe una porción baja, mientras que el gobierno recibe una muy alta. Incluso, el pago de impuestos petroleros como proporción del PIB es mayor que lo que representan los costos de operación de PEMEX.
- El problema de la dependencia generó un gravoso régimen fiscal que comprometió la capacidad financiera y operativa de PEMEX, porque los derechos son contabilizados por la empresa como costos, por lo que mayores impuestos son contabilizados como mayores costos que pueden causar un descenso en la producción al convertir la operación de pozos marginales en actividades

económicamente inviables. Al ser incluidos los impuestos dentro de los costos, intervinieron, irremediablemente, en las decisiones de producción y de inversión.

- El incipiente desarrollo del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros es muestra clara de que México no cuenta con los mecanismos institucionales para impedir que la inestabilidad de los precios del petróleo sirva como pretexto para permitir el abuso sobre ese fondo. La creación del fondo no ha contribuido a evitar políticas que aumenten el gasto público cuando se incrementa súbitamente el precio del petróleo ni para amortizar sus efectos en los demás sectores de la economía.

## Capítulo 6.

### **La situación de la industria petrolera en México. Del deterioro financiero a la inseguridad petrolera.**

Los recursos que Petróleos Mexicanos genera serían suficientes para llevar a cabo mayores inversiones con capital propio, para mantener y ampliar su capacidad productiva y, por supuesto, para reducir la deuda. Los recursos de PEMEX financian el pago de impuestos y el magro mantenimiento de sus deterioradas instalaciones. Sin embargo, como se presentó anteriormente, los recursos financieros que la comercialización de crudo genera, están cautivos por el gobierno a través de impuestos y derechos que, de paso, permiten un bajo gravamen a los ingresos y patrimonio de otros sectores que participan en las demás actividades económicas del país.

En este capítulo se hace una revisión de las consecuencias de la pesada carga fiscal a la paraestatal y la complejidad intrínseca del financiamiento de la industria petrolera sujeta a decisiones de gobierno, particularmente de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con criterios de orden macroeconómico más que a criterios de orden microeconómico propios de la evolución propia del sector petrolero.

Para facilitar la exposición, el capítulo está dividido en tres partes. La primera trata los aspectos más significativos en torno al deterioro financiero de PEMEX utilizando la información que PEMEX publica en sus balances financieros. La segunda parte muestra las implicaciones de las inversiones y de los altos montos de deuda a los que ha recurrido para solventar sus obligaciones tributarias. En la tercera parte se muestra el deterioro de la capacidad de producción y del nivel de reservas un resultado natural de la baja tasa de restitución de reservas que existe consecuencia de las limitadas inversiones en exploración y desarrollo.

#### *6.1 Situación Financiera.*

El régimen fiscal de PEMEX le sumergió en una situación de *quiebra técnica*, que se demuestra al analizar la situación financiera de la empresa.

La situación financiera de PEMEX se analiza a través de la información presentada en los anuarios estadísticos que el mismo organismo elabora. En el análisis financiero se consideran dos instrumentos contables los *Estados de Resultados* y el *Balance General*.

### **6.1.1 Estados de resultados**

El *estado de resultados* es el documento contable que muestra el resultado de las operaciones (utilidad, pérdida remanente y excedente) de una entidad durante un periodo determinado; “como parámetro toma los *ingresos y gastos* efectuados para proporcionar la *utilidad de operación de la empresa* (Prieto, 1994:66).

El estado de resultados de PEMEX se compone de cuatro partes. La primera se refiere a los ingresos del organismo por concepto de ventas externas e internas y por otros ingresos.

**A. Ingresos por concepto de ventas:** es obvio que se refieren a los ingresos que PEMEX obtiene de las ventas internas y externas

**B. Otros ingresos:** PEMEX no especifica a que se refieren *otros ingreso*, pero de acuerdo con la literatura contable éstos se definen como aquellos ingresos que provienen de operaciones que no constituyen la actividad principal del negocio y es muy probable que se refieran a dividendos de acciones que posee PEMEX

La segunda parte se refiere a los **costos y gastos de operación** los cuales se pueden agrupar en cinco rubros: *costo de ventas, gastos de distribución, gastos de administración, costo financiero neto y otros gastos*. No existe una definición clara, específica de PEMEX acerca de los componentes de cada rubro. Empero, contablemente tienen las siguientes definiciones.

**A. Costos de ventas.** Se refieren a todos los gastos que tienen relación directa con la promoción, realización y desarrollo del volumen de las ventas, como los siguientes: Sueldos del personal (jefes, promotores, vendedores, chóferes etc.) cuya ocupación este vinculada con la operación de vender; Comisiones al personal que tenga que ver con las operaciones de ventas; Prestaciones al personal que aseguren la asistencia médica, los riesgos del trabajo, el seguro del retiro, la obtención de créditos; Propaganda y publicidad; Gastos de empaque y envío de las mercancías vendidas; Rentas y gastos de mantenimiento de las instalaciones.

**B. Gastos de distribución.** Estos gastos se refieren al cálculo de la depreciación y gastos de mantenimiento de los equipos de transporte o de traslado.

**C. Gastos de administración.** Como su nombre lo indica, estos gastos representan cantidades desembolsadas para administrar el desarrollo y existencia de la empresa. Dentro de este tipo de gastos se encuentran: los sueldos del personal directivo y empleados en

general; renta, pago de electricidad, teléfonos, computadoras, papelería etc.; en general todos aquellos gastos no comprendidos dentro de las ventas pero necesarios para la administración del negocio.

**D. Costo financiero neto.** Se refiere al balance entre pérdidas y utilidades que provienen de operaciones como las siguientes: intereses sobre documentos que paga o que le pagan a PEMEX; descuentos por pagos anticipados concedidos u otorgados por PEMEX; intereses moratorios sobre cuentas vencidas que paga o que le pagan a PEMEX; intereses pagados sobre préstamos bancarios, hipotecarios etcétera.

**E. Otros gastos.** Proviene de operaciones, generalmente bursátiles, que resultaron en pérdida para el organismo.

La tercera parte el Estado de resultados muestra **la diferencia entre los ingresos y los costos**, que arroja la utilidad antes de impuestos.

En la cuarta parte se muestran las utilidades menos los impuestos cobrados a PEMEX, obteniéndose así el rendimiento o pérdidas netos.

La parte de los ingresos (cuadro 6.1) muestra que el valor de las ventas nacionales creció más que el valor de las exportaciones de crudo. La composición del ingreso varió a lo largo de los años, en 1985 los ingresos por exportaciones eran tres veces mayores que los ingresos por ventas internas, luego de ese año la situación se revirtió y los ingresos por ventas internas superaron a los que provenían por concepto de exportaciones. En el periodo 1991-2005, esas ventas originaron poco menos de dos tercios de los ingresos petroleros. En el 2004 y 2005, la composición de los ingresos parece equilibrarse y se percibió casi el mismo monto de ventas internas y de exportaciones.

Se puede observar, también, que en todo el periodo los ingresos brutos superaron en más de 50 por ciento el total de los gastos, lo cual sugiere que existe una vasta rentabilidad de la empresa; sobre todo si recordamos del capítulo 3 que los salarios del sector petrolero son de los más altos en la economía, lo cual da una idea de la magnitud de los ingresos que aún después de pagar esos altos salarios obtienen altas utilidades.

En términos reales (precios del 2005), desde 1980 a 2005 los ingresos brutos de PEMEX superaron los 13 billones de pesos, en tanto que los costos y gastos de operación



fueron de poco más de 5 billones de pesos. Como resultado de estos dos rubros las utilidades de operación de PEMEX en todo el periodo superaron los 7 billones de pesos.<sup>68</sup>

Si comparamos el cuadro 6.1 y el cuadro 6.2, es claro anotar que los ingresos provenientes de las ventas nacionales y las exportaciones siempre han sido superiores a los costos y gastos de operación.

Por otro lado, los impuestos y derechos cobrados a PEMEX desde 1980 a 2005 constituyeron una cantidad muy cercana a las utilidades de operación, también por encima de los 7 billones de pesos (en lengua española), por lo que como porcentaje de estas últimas fueron de poco más del 99 por ciento, esa mínima diferencia entre utilidades e impuestos hizo que en el periodo la utilidad neta fuera apenas de 36 mil millones de pesos, o lo que es lo mismo un *government take* 99 veces mayor que el *contract take*, (véase Capítulo 5 de esta Tesis)

Cuadro 6.1

PEMEX: Estados de Resultados 1980-2005 (Millones de pesos constantes base 2005) Parte 1 (Ingresos y Gastos)										
Ingresos Brutos de PEMEX (A= 1+2+3)					Costos y Gastos de Operación (B= 4+5+6+7+8)					
	A	Ventas nacionales (1)	Exportaciones (2)	Otros Ingresos (3)	B	Costo de ventas (4)	Gastos de Distribución (5)	Gastos de Administración (6)	Costo financiero neto (7)	Otros Gastos (8)
1980	199905	56947	142959	n.d	100890	Nd	nd	nd	nd	nd
1981	186892	45006	141886	n.d	94322	Nd	nd	nd	nd	nd
1982	362918	58224	304694	n.d	183158	Nd	nd	nd	nd	nd
1983	631535	134937	412874	83724	318726	105684	0	158291	54751	nd
1984	673095	152702	424110	96283	192749	108910	26652	0	42234	14953
1985	584591	148812	363402	72377	167405	Nd	nd	nd	nd	nd
1986	465599	177801	213337	74461	129429	Nd	nd	nd	nd	nd
1987	512704	161291	264303	87111	142523	116535	25236	0	-1811	2564
1988	431234	172535	174013	84686	190604	153938	32372	0	258	4036
1989	397710	164791	178272	54647	172193	125855	31376	0	12001	2961
1990	410806	188712	211882	4821	166597	122656	22302	13497	4922	3219
1991	366959	207864	151949	7146	150738	118951	20601	13853	-2766	99
1992	369198	242529	123169	3500	165939	126147	21482	17729	-652	1232
1993	354853	238121	110786	5946	170683	127094	15994	27790	-975	780
1994	364859	233237	112924	18698	180344	130115	17477	25992	3648	3113
1995	431622	246142	174160	11320	194076	152381	13964	26426	-3267	4571
1996	490694	272260	210471	7963	178654	136819	11593	27698	-1836	4380
1997	502478	308269	183997	10212	207638	160831	14962	27097	1772	2975
1998	407637	283439	110758	13440	219417	162968	16796	30872	5062	3718
1999	434963	285122	137024	12817	239065	172506	16516	32029	10875	7138
2000	522120	319453	191300	11367	277406	207494	17093	36566	9018	7235
2001	494966	328819	153102	13045	290238	211665	17398	35882	16778	8514

<sup>68</sup> En lengua española un billón equivale a  $10^{12}$  (1000 000 000 000, un millón de millones)

2002	490854	316525	168365	5964	268461	188905	17911	38478	16488	6679
2003	588608	364439	224169	n.d	299310	240410	18048	40852	nd	nd
2004	662855	384741	278115	n.d	342157	283823	18886	39446	nd	2288
2005	616967	335490	281477	n.d	409381	341947	20482	46952	nd	nd
1980-2005	13,299,467	6642359	5954265	694635	5,452,103.00	3281040	370489	481159	69515	65502

Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX y Cuenta de la Hacienda Pública Federal, varios años.

Cuadro 6. 2

PEMEX: Estados de Resultados 1980-2005 (Millones de pesos constantes base 2005) (Utilidad de Operación, Impuestos y Utilidad Neta)							
	Ingresos Brutos A	Costos y gastos de operación B	Utilidad de Operación C= (A-B)	Impuesto cobrados a PEMEX			Utilidad Neta (C-F)
				Derechos y Aprovechamientos (D)	Especial Sobre Producción y Servicios (E)	Total	
1980	199905	100890	99015	21942	-	21942	77073
1981	186892	94322	92570	27058	-	27058	65512
1982	362918	183158	179760	17312	52576	69889	109871
1983	631535	318726	312809	248717	66720	315437	-2628
1984	673095	192749	480346	262664	69086	331750	148596
1985	584591	167405	417186	269963	63293	333256	83930
1986	465599	129429	336170	165048	85919	250967	85203
1987	512704	142523	370181	231595	77647	309242	60939
1988	431234	190604	240630	156499	79926	236425	4205
1989	397710	172193	225517	165760	73595	239355	-13838
1990	410806	166597	244209	186644	37715	226753	17456
1991	366959	150738	216221	181315	39085	220400	-4179
1992	369198	165939	203259	173773	64530	238861	-35602
1993	354853	170683	184170	160423	63009	225144	-40974
1994	364859	180344	184515	132206	93235	226103	-41588
1995	431622	194076	237546	200210	53812	278537	-40991
1996	490694	178654	312040	252007	48481	316473	-4433
1997	502478	207638	294840	246691	69391	330855	-36015
1998	407637	219417	188220	155276	107777	264099	-75879
1999	434963	239065	195898	137480	132915	281220	-85322
2000	522120	277406	244714	265900	89758	385754	-141040
2001	494966	290238	204728	240207	111634	362417	-157689
2002	490854	268461	222393	168187	134340	311252	-88859
2003	588608	299310	289298	276686	96640	394646	-105348
2004	662855	342157	320698	368557	55468	464452	-143754
2005	616967	409381	207586	347934	75860	433770	-226184
1980-2005	13,299,467	5,452,103.00	7,847,364	5,060,054	2,750,610	7,810,665	36,701

Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX y Cuenta de la Hacienda Pública Federal

### 6.1.2 Balance General

Contablemente el *balance general* es un documento que refleja la situación patrimonial de una empresa en un momento del tiempo; consta de tres partes, *activo, pasivo y patrimonio*. El activo representa todos los bienes y derechos que son propiedad de la empresa; el pasivo representa todas las deudas y obligaciones a cargo de la empresa; el patrimonio representa el capital que la empresa tiene y se puede clasificar como económico, contable y financiero. El económico se refiere al conjunto de bienes necesarios para producir riqueza, en el caso de PEMEX se refiere a la infraestructura con la que cuenta para llevar a cabo la explotación de hidrocarburos y las demás actividades de la industria petrolera. El contable se refiere a la diferencia aritmética entre el valor de todas las propiedades de la empresa y el total de sus deudas. El financiero es el dinero que se invierte en instrumentos que producen un interés o que otorgan un cupón por la inversión (Prieto, 1994).

El siguiente cuadro muestra los balances generales de PEMEX desde 1983 a 2005; entre 1983 y 1984 los activos de PEMEX disminuyeron solo se recuperaron hacia 1987, tal disminución de los activos puede explicarse por la disminución de la producción, que en ese periodo pasó de 2.9 millones de barriles diarios a 2.7 millones de barriles diarios, lo cual indica que se tuvo una pérdida en la capacidad productiva de 6.2 por ciento. Luego de ese año los activos disminuyeron estrepitosamente, y hacia 1990 los activos de PEMEX pasaron por debajo del billón de pesos registrando 956 mil millones de pesos; la tendencia hacia la baja de los activos continuó y hacia 1997 rondaron los 700 mil millones de pesos, solo hasta el año 2000 se recuperaron y alcanzaron los 760 mil millones de pesos. La baja de los activos en ese periodo encuentra una explicación en la disminución y estancamiento de los precios de crudo, que entre 1990 y 1991 retrocedieron 29 por ciento y no se recuperaron hasta el año 2000. En el año siguiente los activos volvieron a caer y se situaron apenas encima de los 700 mil millones, una disminución de 7 por ciento. A partir de 2002 la parte de los activos de PEMEX mantuvo una tasa de crecimiento positiva y se explica más por el crecimiento del activo circulante que por el crecimiento del activo fijo, el cual creció casi al mismo ritmo que lo hicieron los precios de la mezcla mexicana de exportación que pasó de 18 dólares por barril en 2001 a 53 dólares en 2006.

La composición del activo de la empresa advierte dos consideraciones importantes, primero que el activo circulante creció 10 por ciento, mientras que el activo fijo (plantas,

equipos, edificios etc.) disminuyó 44 por ciento. Lo anterior sugiere que la paraestatal obtuvo grandes montos financieros que no fueron reinvertidos en su planta productiva, pero que forzosamente tuvieron un destino ya sea en gasto corriente o en impuestos.

Desde 1996 año en que entró en vigor la aplicación del nuevo sistema de endeudamiento (Pidiregas, al cual se hará referencia más adelante), los pasivos de largo plazo crecieron a tasas considerablemente mayores a las registradas en los pasivos de corto plazo, y entre 1996 y 2004 el endeudamiento de largo plazo creció en un 270 por ciento, pasando de 217 mil millones de pesos a más de 800 mil millones de pesos en 2004 y que contrasta extremadamente con la evolución previa de este tipo de endeudamiento que entre 1983 y 1995 presentó una tasa negativa de 64 por ciento. Asimismo, los pasivos de largo plazo representan el 80 por ciento los pasivos totales.

Cuadro 6.3 Balance General de PEMEX

<b>Balances Generales de PEMEX (1983-2005) millones de pesos constantes base 05 y tasas de crecimiento</b>							
	<b>Activos</b>				<b>Pasivos</b>		
	<b>Total (A+B+C)</b>	<b>Circulante (A)</b>	<b>Fijo: Propiedades y equipo (B)</b>	<b>Otros (C)</b>	<b>Total (D+E)</b>	<b>A corto plazo (D)</b>	<b>A largo plazo (E)</b>
	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>	<b>MDP</b>
1983	1348390	230312	1109267	8811	762282	85394	676887
1984	1304524	222472	1076249	5803	551397	67934	483462
1987	1795720	212115	1580901	2705	913347	84973	828374
1988	1222247	137770	1079209	5268	467094	61235	405859
1989	1034010	125985	898605	9419	442650	76983	365667
1990	956377	125853	815922	14601	221812	67795	154017
1991	863999	112209	730552	21238	190478	52488	137990
1992	790916	130613	642625	17678	211841	67878	143963
1993	711015	127289	568976	14750	210348	84294	126054
1994	862772	115079	682608	65085	356582	105780	250798
1995	748647	135660	556571	56416	365912	122242	243670
1996	741144	157259	490848	93035	371155	153607	217549
1997	695206	130024	479139	86043	376037	123599	252438
1998	740137	96865	554129	89143	436478	95438	341040
1999	732874	132957	514046	85871	487489	127929	359560
2000	763860	148298	526293	89269	559692	129824	429868
2001	713019	97992	521001	94026	555704	92120	463584
2002	834829	148026	581906	104899	714288	136195	578093
2003	932944	188721	595006	149216	882338	151081	731257
2004	985428	253361	618352	113717	950751	146102	804650
1983-2004	18778060	3028859	14622206	1126994	10027675	2032890	7994782

Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX y Memoria de Labores, varios años.

En términos contables el patrimonio de PEMEX adquiere la siguiente acepción, *es la diferencia aritmética entre el valor de todas las propiedades de la empresa y el total de sus deudas.*

El cuadro 6.4 muestra en la evolución del patrimonio un deterioro evidente; entre 1983 y 2004 el patrimonio de PEMEX pasó de más de 586 mil millones de pesos a menos de 35 mil millones, es decir, decreció a una tasa promedio de 12 por ciento. Cabe subrayar que si bien en todo el periodo el deterioro de PEMEX fue permanente, el ritmo de decrecimiento fue diferente en al menos dos periodos. Mientras que entre 1983 y 1996 el patrimonio descendió en 37 por ciento, entre 1997 y 2004 lo hizo en 89 por ciento. La razón en esta diferencia puede encontrarse en que a partir de 1997, PEMEX instrumentó el endeudamiento de largo plazo (Pidiregas), mismo que propició que la deuda de largo plazo se incrementara notablemente (véanse pasivos de largo plazo del cuadro 6.3)

Otro rubro importante es el de las utilidades acumuladas, mientras que en 1983 éstas sumaban 237 mil millones de pesos, para 2004 registraron un saldo negativo de 220 mil millones de pesos. Es importante apuntar que las utilidades acumuladas indican la ganancia o pérdida de la empresa a lo largo de los años. A partir de 1999, PEMEX comenzó a registrar pérdidas en este rubro, asociadas, probablemente, al tipo de endeudamiento que se instrumentó y al crecimiento de los impuestos.

Cuadro 6.4 Balance General

Balances Generales de PEMEX (1983-2005) millones de pesos constantes base 05 y tasas de crecimiento												
	Patrimonio		Certificados de aportación "A"		Exceso o insuficiencia en el patrimonio b		Utilidades acumuladas		Otros		Total pasivo y patrimonio	
	MDP	%	MDP	%	MDP	%	MDP	%	MDP	%	MDP	%
1983	586109		1542		338419		237728		8419		1348390	
1984	753127	28%	967	-37%	451054	33%	294398	24%	6709	-20%	1304524	-3%
1987	882373	17%	141	-85%	179048	-60%	702808	139%	376	-94%	1795720	38%
1988	755153	-14%	70	-50%	102477	-43%	652289	-7%	317	-16%	1222247	32%
1989	591378	-22%	56	-21%	90223	-12%	500665	-23%	435	37%	1034028	15%
1990	734565	24%	161249	290353%	94190	4%	458477	-8%	20657	4650%	956377	-8%
1991	673521	-8%	130640	-19%	91725	-3%	415942	-9%	35220	70%	863999	10%
1992	579075	-14%	113754	-13%	81773	-11%	366731	-12%	16869	-52%	790916	-8%
1993	500671	-14%	103753	-9%	75587	-8%	308184	-16%	13147	-22%	711015	10%
1994	506194	1%	95650	-8%	353748	368%	20743	-93%	36053	174%	862772	21%
1995	382736	-24%	69375	-27%	254659	-28%	29947	44%	28755	-20%	748647	13%
1996	369991	-3%	53062	-24%	235668	-7%	60748	103%	20514	-29%	741144	-1%

1997	319170	-14%	20629	-61%	227968	-3%	53967	-11%	16603	-19%	695206	-6%
1998	303659	-5%	17879	-13%	254844	12%	16256	-70%	14681	-12%	740137	6%
1999	245385	-19%	15534	-13%	246210	-3%	-32241	-298%	15879	8%	732874	-1%
2000	204166	-17%	13857	-11%	235955	-4%	-62852	95%	17204	8%	763860	4%
2001	157314	-23%	13088	-6%	232821	-1%	-109437	74%	20843	21%	713019	-7%
2002	120543	-23%	12237	-7%	228074	-2%	-131507	20%	11736	-44%	834829	17%
2003	50606	-58%	91168	645%	nd		-184296	40%	nd		932944	12%
2004	34677	-31%	90385	-1%	nd		-220033	19%	26688		985428	6%

Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX y Memoria de Labores, varios años.

### Relaciones Contables.

La elaboración de *razones financieras* entre los componentes del balance general permite una mejor comprensión de la evolución de las variables que éste contiene. El siguiente cuadro resume las relaciones que habitualmente se aplican en este tipo de balances:

Cuadro 6.5 Razones Financieras

Juicio de Solvencia	<p><b>Activo Circulante/ Pasivos de Corto Plazo;</b> se habla de que un negocio es <i>solvente</i> cuando dispone de suficientes recursos para hacer frente a sus deudas en el momento oportuno. Convencionalmente se considera que si esta relación es de dos a uno (dos de activo circulante por uno de pasivo de corto plazo) la empresa está en buena situación de solvencia; y que esta situación empeora a medida que el índice sea inferior al dos por uno, o bien que mejora en caso contrario.</p>
Juicio de Estabilidad	<p><b>Activo Fijo/ Deuda de Largo Plazo;</b> la estabilidad de un negocio se juzga, desde el punto de vista del balance, por sus inversiones permanentes (terrenos, edificios, equipo, etc.) en relación con sus pasivos de largo plazo.</p>
Juicios de Desarrollo	
<p>La evolución de la empresa se pone de manifiesto al comparar la situación que sucesivamente presentan los estados financieros formulados en diferentes épocas de desarrollo. Las comparaciones se hacen relacionando entre sí datos del balance y del estado de resultados. Tales relaciones permiten apreciar el desarrollo de la empresa.</p>	
Productividad	<p><i>Ventas netas/ capital total.</i> Esta relación calcula el número de veces que la inversión se ha recuperado y vuelto a invertir en la misma clase de bienes durante un ejercicio.</p> <p><i>Ventas netas/ capital trabajo (activo circulante - pasivo de corto plazo)</i></p> <p><i>Ventas Netas / Activo Fijo</i></p>
Rentabilidad del capital	<p><i>Utilidad Neta / Capital Total.</i> Es el índice de rentabilidad del capital propio el cual se menciona en %; indica el rendimiento obtenido por la inversión total propia.</p>
Rentabilidad de la inversión	<p><i>Utilidad Neta / Activo Total.</i> Determina la efectividad de la administración para producir utilidades con los activos disponibles en forma de % sobre los activos totales.</p>

Fuente: Prieto A. (1994) *Principios de Contabilidad*, Editorial Banca y Comercio, México.

El cuadro 6.6 presenta los cálculos acerca de las razones financieras arriba descritas. **A. Relación de solvencia: Activo Circulante/ Pasivos de Corto Plazo.** La relación que califica

la solvencia evolucionó de la siguiente manera: en 1983 el organismo disponía de 2.70 pesos de activo circulante por cada peso de pasivos a corto plazo; para el año siguiente se volvió un poco más solvente pues esta razón aumentó por arriba de tres. Sin embargo el resto de la década de los ochenta y la de los noventa la situación de solvencia de PEMEX continuó deteriorándose y disminuyó hasta cerca e 1 peso de activo circulante por cada peso de pasivo de corto plazo. Si bien hacia el 2004 la relación mejoró y se ubicó en 1.73 pesos de activo circulante por cada peso de pasivo, aun se encuentra por debajo del óptimo que los principios contables sugieren. En este sentido y de acuerdo con el juicio de solvencia, PEMEX empeoró su situación de solvencia y dejó de tener los suficientes recursos para enfrentar sus deudas sobre todo de corto plazo.

**B Juicio de estabilidad : activos fijos / deuda a largo plazo** pone de relieve el efecto de una política fiscal que ha debilitado a PEMEX: en 1983 disponía de 1.63 pesos de propiedades fijas por cada peso de deuda a largo plazo. En el transcurso del periodo la estabilidad de PEMEX se fue minando y ya en 2004 la relación fue de 76 centavos de activo fijo por cada peso de pasivo de largo plazo. Estas relaciones contables sugieren que los acreedores de PEMEX tienen cada vez más participación en el patrimonio de PEMEX, lo cual se confirma cuando se relaciona el patrimonio con el pasivo total y éste con el activo total: en 1990 PEMEX tenía un patrimonio de 101 mil 774 millones de pesos contra una deuda total de 30 mil 732 millones de pesos es decir el 30 por ciento del patrimonio correspondía a deuda. En 2004 esta misma relación sufrió un cambio radical, en ese año el patrimonio de PEMEX fue de 33 mil 343 millones y el pasivo total de 914 mil 184 millones, por lo que en 2004 el pasivo representó el 300% del patrimonio de PEMEX.

**C. Productividad.** Por otra parte, la relación que *contablemente* es denominada como *productividad*, la cual relaciona los ingresos por ventas con el capital total tuvo una evolución de altibajos. Cabe mencionar que en la literatura sobre contabilidad se considera que existe una relación de productividad óptima cuando ésta es mayor a la unidad. Entre 1983 y 1994 esta relación decreció de 1.04 a 0.85, lo cual indica que al inicio del periodo PEMEX vendió poco más de una unidad por cada unidad de capital contable. En los años posteriores y hasta 2004 incrementó notablemente esta relación y pasó de 1.31 en 1995 a 23.97 en 2004, lo cual sugiere que los ingresos por ventas de PEMEX superan ampliamente el capital contable del organismo.

**D. Productividad= las ventas netas a capital trabajo** La relación entre las ventas netas y el capital trabajo será óptima cuando el índice sea mayor a 10. Bajo este concepto, PEMEX tuvo una magra productividad del capital *trabajo* desde 1983 hasta 1994. Pasado ese periodo esta relación se incrementó y PEMEX registró productividad hasta el 2003, en 2004 este tipo de productividad volvió a decrecer y se ubicó en 7.75.

**E. productividad= ventas netas a activos fijos** Contablemente la relación que indica la productividad del *activo fijo* debe ser superior a la unidad para considerar que la empresa es productiva. En el caso de PEMEX esta relación sólo superó la unidad en el 2000 y en 2004, lo que sugiere que las ventas de PEMEX difícilmente superaron el valor de los activos fijos. Lo anterior es justificable hasta cierto punto, ya que el valor de los activos fijos de las empresas petroleras suelen ser demasiado altos en relación al de otro tipo de empresas.

**F. Rentabilidad= utilidad neta a capital contable y utilidad neta a activo total.** De acuerdo con la literatura contable los juicios de rentabilidad que relacionan la utilidad neta de la empresa con el capital contable y la misma con el activo total deben ser superiores a 25 y 20 por ciento respectivamente para juzgar que una empresa es rentable. Para PEMEX, salvo en el 2003, en ningún otro año las relaciones de rentabilidad cumplen con los parámetros designados por los juicios contables. Cabe mencionar que el cálculo se hace sobre la utilidad que queda después de impuestos, el resultado es muy diferente si las relaciones de rentabilidad se aplican sobre la utilidad de operación y superan ampliamente los parámetros de calificación establecidos por la contabilidad convencional.

Cuadro 6.6 PEMEX Razones Financieras

Razones Financieras											
Solvencia	Estabilidad		Productividad		Rentabilidad de capital		Rentabilidad de la inversión		Utilidad de operación	Utilidad de operación	Utilidad de operación
	Act. Circulante / Pasivo Circulante (óptimo 2)	Pasivo Total / Capital Total (óptimo 0.25)			Utilidad Neta / Capital Total (óptimo 25%)	Utilidad de operación / Capital Total (óptimo 25%)	Utilidad Neta / Activo Total (óptimo 20%)	Utilidad de operación / Activo Total (óptimo 20%)			
			Patrimonio/ Pasivo	Patrimonio/ Activo	Ventas Netas / Capital Total (óptimo 1)	Ventas Netas / Activo Fijo (óptimo 1)					
1983	2.70	1.64	0.77	0.43	1.04	4.22	0.55	23%	53%	10%	23%
1984	3.27	2.23	1.37	0.58	0.76	3.71	0.53	10%	64%	6%	37%
1987	2.50	1.91	0.97	0.49	0.54	3.74	0.30	9%	42%	5%	21%
1988	2.25	2.66	1.62	0.62	0.47	4.68	0.33	-1%	32%	0%	20%
1989	1.64	2.46	1.34	0.57	0.60	7.22	0.39	-4%	38%	-2%	22%



1990	1.86	5.30	3.31	0.77	0.54	6.84	0.48	-3%	33%	-2%	26%
1991	2.14	5.29	3.54	0.78	0.51	5.72	0.45	-4%	32%	-3%	25%
1992	1.92	4.46	2.73	0.73	0.68	6.31	0.60	9%	35%	6%	26%
1993	1.51	4.51	2.38	0.70	0.78	9.10	0.67	13%	37%	9%	26%
1994	1.09	2.72	1.42	0.59	0.85	46.18	0.57	11%	36%	6%	21%
1995	1.11	2.28	1.05	0.51	1.31	37.39	0.82	9%	62%	4%	32%
1996	1.02	2.26	1.00	0.50	1.51	153.33	0.96	9%	84%	4%	42%
1997	1.05	1.90	0.85	0.46	1.70	84.64	0.96	17%	92%	8%	42%
1998	1.01	1.62	0.70	0.41	1.53	325.67	0.72	19%	62%	8%	25%
1999	1.04	1.43	0.50	0.33	2.14	104.25	0.87	20%	80%	7%	27%
2000	1.14	1.22	0.36	0.27	3.18	35.13	1.05	-8%	120%	-2%	32%
2001	1.06	1.12	0.28	0.22	3.72	99.74	0.95	-20%	130%	-4%	29%
2002	1.09	1.01	0.17	0.14	4.84	49.31	0.85	18%	184%	3%	27%
2003	1.25	0.81	0.06	0.05	4.35	19.29	0.98	58%	572%	3%	31%
2004	1.73	0.77	0.04	0.04	3.97	7.75	1.14	-214%	925%	-8%	33%
1983-2004	1.49	1.83	0.87	0.47	2.37	19.34	0.87	4%	68%	1%	32%

Fuente: Cálculos propios en base al balance general y estado de resultados de PEMEX varios años.

Se puede advertir que la estructura financiera de PEMEX está deteriorada ya que el activo circulante y el activo de largo plazo (equipo y propiedades), crecieron a menores tasas que sus referentes en el pasivo, las relaciones contables refuerzan este argumento y el ejercicio de la rentabilidad esgrimiendo la utilidad de operación, confirman que la carga impositiva impacta notablemente las finanzas de PEMEX.

Asimismo, es interesante observar que el activo circulante creció a mayores tasas que el pasivo de corto plazo mientras que el pasivo de largo plazo superó ampliamente el crecimiento del activo de largo plazo. Merece la pena volver a hacer referencia sobre los pasivos, sobre todo los de largo plazo dentro de los cuales se encuentran las obligaciones por pensiones y que componen lo que se llama el pasivo laboral.

### *Pasivo laboral.*

Desafortunadamente PEMEX no publica la información histórica acerca de las obligaciones laborales que guarda con sus trabajadores, sin embargo, existen registros en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal sobre este tipo de pasivos a partir de 1998. Asimismo, el Contrato Colectivo de Trabajo de PEMEX especifica el marco jurídico que define y regula el sistema de pensiones. La revisión de estos datos permite vislumbrar porque las obligaciones laborales se han convertido en el rubro más cuantioso dentro de los

componentes del pasivo, y que la tendencia que guardan, no sólo refleja la captura de una buena parte de la renta por parte de los trabajadores pensionados, sino que representan una situación de riesgo que solo podría ser cubierta mediante la modificación de los criterios que se aplican en el cálculo de las prestaciones, salarios, jubilaciones y pensiones, lo cual sugiere una seria revisión al Contrato Colectivo de Trabajo.

*Marco normativo del esquema de pensiones.*

La revisión de las reglas establecidas para el pago de las diferentes obligaciones laborales da una idea del complejo problema que representa el pasivo laboral.

1. En primer lugar los trabajadores sindicalizados están exentos de realizar cualquier tipo de aportación para el Fondo Laboral, por lo que PEMEX está obligada a otorgar seguridad social a sus trabajadores con un sistema propio o autónomo. En este sentido, la empresa está obligada a hacer frente en su totalidad a las obligaciones generadas por este concepto, ya que los trabajadores no efectúan aportación alguna. Lo mismo ocurre en el caso del personal de confianza.
2. Como se vio en el capítulo 4, los trabajadores de PEMEX tienen acceso a una buena cantidad de prestaciones que en promedio otorgan un beneficio adicional al salario tabular de 110 por ciento
3. La pensión jubilatoria se determina en base en el último salario ordinario obtenido, y éste a su vez servirá para el cálculo de otras obligaciones como canasta básica, bonificación por gasolina y gas, vacaciones, productividad, aguinaldo y prima de antigüedad.
4. *Jubilación por vejez:* Cuando el trabajador haya cumplido 25 años de servicio y 55 de edad, la pensión equivaldrá al 80.0% del salario ordinario promedio del último año de servicio y se pagará cada 14 días. Por cada año de servicio después de los 25 cumplidos, la jubilación se incrementará en 4.0% hasta llegar al 100.0%. Es decir el trabajador que cumpla 30 años de servicio se jubilará con el 100.0% de su salario ordinario.
5. *Jubilación por incapacidad permanente derivada de riesgo de trabajo.* Se otorgará previa valoración del médico perito de la entidad, bajo las condiciones que se muestran a continuación:

Cuadro 6.7 Marco Normativo del Esquema de pensiones de PEMEX

Grado de Incapacidad	Antigüedad	Mínima Base de cálculo
50.0% hasta el 69.9%	16 años	Los trabajadores serán jubilados, siempre y cuando se hayan agotado las posibilidades de reacomodo, con el 60.0% del salario promedio ordinario del último año de servicio. En caso de tener más años de servicio y su grado de incapacidad esté dentro de este rango, la pensión se incrementará 4.0% por cada año de servicio adicional, sin que exceda el 100.0%.
70.0% en adelante	4 años	Los trabajadores serán jubilados con el 40.0% del promedio del salario ordinario que hubieran disfrutado el último año de servicios. En caso de tener más años de servicios, la pensión jubilatoria se incrementará en 4.0% por cada año adicional hasta llegar al 100.0% como máximo.

Parcial permanente sin posible reacomodo	20 años	Los trabajadores serán jubilados con el 60.0% de su último salario ordinario que hubieran disfrutado al momento de su jubilación. En caso de tener más años de servicio, la pensión jubilatoria se incrementará en 4.0% por cada año adicional hasta llegar al 100.0%.
---------------------------------------------------	---------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Contrato Colectivo de Trabajo de los Trabajadores de PEMEX

6. *Jubilación por incapacidad permanente para el trabajo derivada de riesgo no profesional.* Los trabajadores que justifiquen estar incapacitados por riesgo no profesional para desempeñar su puesto de planta o cualquier otro, y que no puedan ser reacomodados en los términos de este contrato, tendrán derecho a jubilarse siempre y cuando acrediten un mínimo de 20 años de servicios. La pensión se calculará tomando como base el 60.0% del salario ordinario del último puesto de planta; si el trabajador tiene más de 20 años de servicio, la pensión se incrementará en 4.0% por cada año adicional hasta llegar al 100.0%.

Lo anterior incidió para que los pasivos laborales prácticamente se duplicaran entre 1998 y 2002 y pasaron de 67 mil millones de pesos a 132 mil millones de pesos, y constituyeron el rubro contable que mostró el mayor crecimiento, lo que se atribuye a la rapidez con qué aumentó el número de jubilados, cuya relación en 2002 por cada 1000 trabajadores activos era de 560; y las crecientes prestaciones que ha otorgado el organismo a través del Contrato Colectivo de Trabajo.

De acuerdo con la Auditoría Superior de la Federación (ASF) por lo que hace a su impacto presupuestario, si bien estas obligaciones no representan una pesada carga para PEMEX, dado que en 2002 la entidad sólo destinó el 10.1% de su gasto programable para hacerles frente, es decir, poco más de 10 mil millones de pesos. En los últimos cuatro años las erogaciones por pensiones y jubilaciones crecieron a una tasa promedio anual de 26.9%, mayor a la que registraron los servicios personales (19.7%) y los ingresos propios de la entidad (16.3%).<sup>69</sup> El informe de la ASF contiene una proyección sobre los recursos que PEMEX deberá erogar por concepto de pago de pasivos laborales. La proyección se realizó a partir de los recursos erogados por pasivos laborales en 2002, con objeto de estimar el impacto que tendrán en los pasivos laborales de PEMEX sobre la estructura financiera de la empresa en los próximos 15 años. Para estos efectos, los pasivos laborales se integraron por las jubilaciones por vejez y años de servicio y por incapacidad total y permanente y por las primas de antigüedad.

<sup>69</sup> Informe del resultado de la revisión y fiscalización superior de la Cuenta Pública 2002. En línea <http://www.asf.gob.mx/trans/Informes/IR2002/indice/sectoriales.htm>

Para determinar el personal por jubilarse en el periodo de 2003 a 2012, la ASF utilizó la edad y antigüedad del personal, las distintas opciones de jubilación, la relación que guardan los decesos respecto a los nuevos jubilados, así como las tasas de mortalidad, de invalidez y de rotación.

El gasto total se obtuvo de multiplicar el número de beneficiarios por el pago anual promedio, con los resultados siguientes:

**Cuadro 6.8 Proyección del Pasivo Laboral de PEMEX**

Año	Num. De Beneficiarios	Pago anual Promedio (pesos)	Pasivo Laboral (millones de pesos) (C)		Ingresos Petroleros (D)	Porcentaje Pasivo laboral/ Ingresos petroleros (C/D)
				Tasa de crecimiento		
2002	65,143	161,515.4	10,521.6		490854	2%
2003	66,747	182,512.4	12,182.2	16%	588608	2%
2004	67,747	206,239.1	13,972.1	15%	662855	2%
2005	69,122	233,050.1	16,108.9	15%	616967	3%
2006	70,915	263,346.7	18,675.2	16%	536521	3%
2007	73,163	297,581.7	21,772.0	17%	500452	4%
2008	76,034	336,267.3	25,567.8	17%	464389	6%
2009	79,246	379,982.1	30,112.1	18%	438467	7%
2010	82,798	429,379.8	35,551.8	18%	389151	9%
2011	86,605	485,199.1	42,020.7	18%	344766	12%
2012	90,727	548,275.0	49,743.4	18%	326674	15%
2013	95,689	619,550.8	59,284.2	19%	306453	19%
2014	100,651	700,092.4	70,465.0	19%	314498	22%
2015	105,613	791,104.4	83,550.9	19%	317949	26%
2016	110,575	893,948.0	98,848.3	18%	339742	29%
2017	115,537	1,010,161.2	116,711.0	18%	346911	34%

Fuente: Proyecciones de la ASF con datos proporcionados por PEMEX

Como puede observarse en las proyecciones de la ASF el pasivo laboral se convertirá en una deuda contingente que crecerá a tasas de entre 15 y 19 por ciento y alcanzará más de 116 mil millones de pesos para el año 2017, aproximadamente el 22 por ciento de la utilidad de operación de PEMEX en el 2005 (519 mil millones de pesos). Lo que es más, en porcentaje de los ingresos de PEMEX, calculados a través de los pronósticos de producción y de precios de la Energy Information Administration, el pasivo laboral de PEMEX crecerá paulatinamente y en 2017 representará más del 30 por ciento de los ingresos brutos de PEMEX, que aunado a la presión fiscal reducirá drásticamente las utilidades de la paraestatal.

### ***La Toma del Gobierno( Government Take) en perspectiva internacional.***

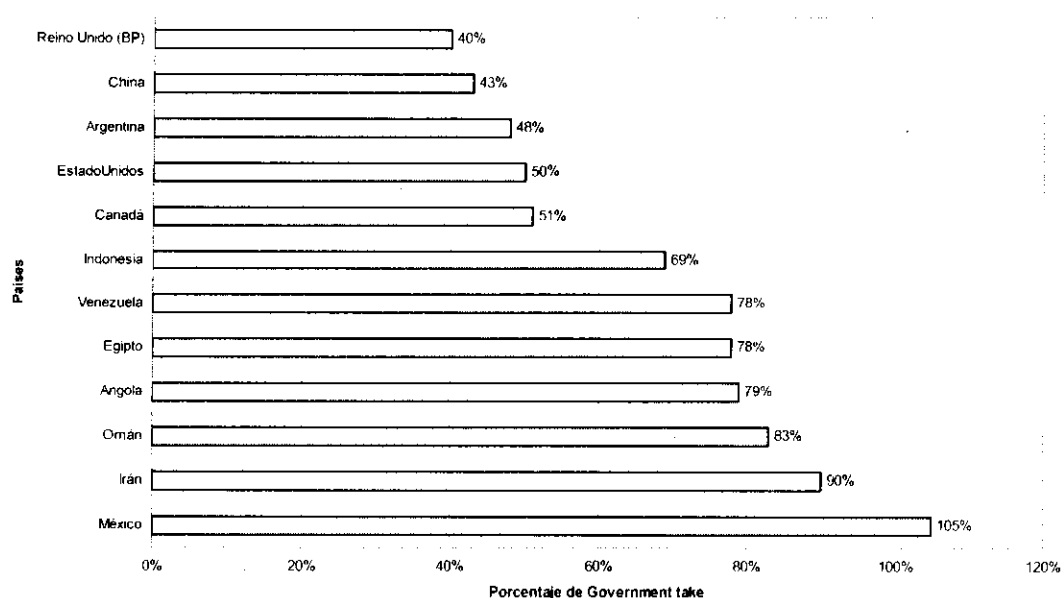
Como se ha visto, la carga fiscal de PEMEX ha tenido efectos que se reflejan en una

baja rentabilidad de la empresa después de pagar sus impuestos y la evolución de la situación financiera de PEMEX permitió observar las consecuencias de la excesiva renta que el Estado capta. El régimen fiscal paulatinamente ha ido copando el total de las utilidades de PEMEX a través de los impuestos, por lo que el régimen aplicado es catalogado como uno de los más onerosos incluso comparado con los regímenes que otros países aplican a las compañías petroleras que operan dentro de sus territorios. En el gráfico 6.1 se observan los ingresos que los gobiernos de distintos países productores y exportadores de petróleo obtienen de las compañías petroleras como proporción de las utilidades de esas compañías.

En esta perspectiva internacional, la *toma del gobierno* que en México se capta superó notablemente el de otros países. En el 2005 la *toma del gobierno* de México, que como se dijo en el capítulo cinco comprende los derechos y en general los montos de renta que el gobierno anfitrión recibe de la producción, fue de 105 por ciento, el más alto a nivel mundial, incluso por encima de países con un régimen de captación de renta similar al de México, como los casos de Irán con 90 por ciento, de Venezuela con 78 por ciento, de Indonesia con 69 por ciento o de Argelia con 48 por ciento.

En el caso de que México modificará el modelo de captación de renta por uno de régimen no propietario se pueden hacer consideraciones importantes, sobre todo cuando se observa que la *toma de gobierno* que los países con régimen no propietario captan es de 40 por ciento en el Reino Unido, de 43 por ciento en China ó 50 por ciento en Estados Unidos, solo por mencionar algunos. En este sentido, es probable que la modificación del régimen propietario a uno no propietario haría que el *toma de gobierno* de México disminuyera más de la mitad, lo cual implicaría una disminución no sólo del gasto del gobierno sino de las inversiones en PEMEX y propiciaría la búsqueda de recursos financieros en otras fuentes.

**Gráfico 6.1 Toma del Gobierno a nivel Internacional**



Fuente: México: Anuario Estadístico PEMEX 2005; los demás países: Johnston D. *Higher price lower Government Take?*. Artículo en línea [www.danieljohnston.com](http://www.danieljohnston.com)

Es innegable que el nivel de sustracción de renta de México supera el de cualquier otro país, lo que sugiere una política antieconómica en el cobro de impuestos a PEMEX, que como vimos en el capítulo anterior se hacen sobre los ingresos obtenidos por las ventas y no sobre los beneficios operativos. Lo anterior afecta considerablemente a PEMEX porque debe recurrir al mercado de capitales externo para cumplir con sus obligaciones tributarias que, una vez cubiertas, se traducen en resultados financieros negativos.

La rentabilidad de PEMEX no se puede poner en duda ya que de 1980 a 2005 obtuvo más de 900 mil millones de rendimientos antes de impuestos. Los ingresos totales se incrementaron 68 por ciento en todo el periodo, las ventas internas crecieron 134 por ciento y las exportaciones 35 por ciento. Sin embargo, los costos y gastos de operación registraron un crecimiento mayor que el de las ventas, en total aumentaron 94 por ciento, destacando el crecimiento al doble de los gastos de administración y seis veces el costo financiero. No obstante, el rendimiento antes de impuestos en 2004 representó el 57 por ciento de los ingresos brutos totales. El excesivo pago de impuestos de PEMEX compromete su patrimonio porque recurre a financiamientos de largo plazo que deberán ser cubiertos por deuda federal: los Pidiregas.

## 6.2 PEMEX: Inversión y Deuda. ¿Pidiregas deuda nacional?

La literatura sugiere que el nivel mínimo de inversión en exploración para mantener las reservas, debe ser el 20 por ciento de los ingresos brutos (Auty, 1993). En este sentido, PEMEX debió invertir en 2005 aproximadamente 123 mil millones pesos, tan solo para gastos exploratorios. Si se parte del hecho de que los costos de producción son de 4 dólares por barril y de que se produjeron 3.7 millones de barriles diarios en 2005, se utilizaron más de 15 mil millones de dólares diarios en la producción de crudo, es decir, más de 5 billones de dólares al año.

En PEMEX se instrumentan dos tipos de inversión, por un lado la inversión que hace el gobierno mediante la incorporación en el Presupuesto de Egresos y aquella que proviene de un sistema de financiamiento que incorpora capitales privados.

Las inversiones incorporadas en el Presupuesto de Egresos destinadas al organismo son denominadas *inversiones presupuestarias*. Este tipo de inversión disminuyó notablemente entre 1990 y 2005, la explicación que algunos han dado a tal disminución es el cambio de la política del gasto, el cual se restringió a partir de la crisis de la deuda de los ochenta. Mientras que en términos absolutos la inversión presupuestaria aumentó, como proporción del PIB no ocurrió así y pasó de 3.4 en 1990 a 2.6 en 2006. En el mismo periodo, el gasto de capital pasó de 3.8 por ciento a 2.3 por ciento del PIB.

**Cuadro 6.9 Participación de la Inversión Presupuestaria Federal Total respecto al PIB**

Año	PIB (A)	Gasto Programable (B)	Gasto de capital (C)	Inversión Presupuestaria (D)	D/A	B/A	C/A
1990	734,801.8	117,122.1	27,804.0	24,696.5	3.4%	15.9%	3.8%
1991	945,190.1	148,879.0	37,562.5	32,846.9	3.5%	15.8%	4.0%
1992	1,123,936.5	178,266.1	40,938.0	36,835.8	3.3%	15.9%	3.6%
1993	1,256,196.0	206,987.2	45,678.7	41,884.0	3.3%	16.5%	3.6%
1994	1,423,364.2	249,480.5	56,369.3	49,812.1	3.5%	17.5%	4.0%
1995	1,840,430.8	290,43.6	60,650.3	53,251.1	2.9%	15.8%	3.3%
1996	2,529,908.6	403,449.5	94,525.6	77,262.1	3.1%	15.9%	3.7%
1997	3,179,120.4	528,123.8	111,951.3	102,444.8	3.2%	16.6%	3.5%
1998	3,848,218.3	600,583.0	113,489.9	106,870.3	2.8%	15.6%	2.9%
1999	4,600,487.8	711,228.2	129,983.1	118,916.2	2.6%	15.5%	2.8%
2000	5,497,735.6	855,285.9	141,366.8	142,721.0	2.6%	15.6%	2.6%
2001	5,811,776.3	937,213.9	159,020.0	144,548.4	2.5%	16.1%	2.7%
2002	6,267,473.8	1,078,860.5	155,674.5	152,616.0	2.4%	17.2%	2.5%
2003	6,895,356.8	1,241,853.3	202,537.3	187,271.1	2.7%	18.0%	2.9%
2004	7,713,796.2	1,326,952.4	253,257.4	220,004.4	2.9%	17.2%	3.3%
2005	8,366,205.3	1,477,368.1	279,423.8	246,251.3	2.9%	17.7%	3.3%
2006	9,155,490.3	1,406,939.1	212,410.2	210,677.6	2.3%	15.4%	2.3%

Fuente: Cuenta de la Hacienda Pública Federal

La inversión presupuestaria de PEMEX fue sustituida progresivamente mediante la institucionalización de los sistemas de financiamiento *construcción-arrendamiento-transferecia*, a los que oficialmente se les denominó Proyectos de Infraestructura de productiva de largo plazo o Proyectos de infraestructura diferidos en el largo plazo (PIDIREGAS).<sup>70</sup>

El marco legal de los PIDIREGAS está definido en la Ley General de Deuda Pública y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal. La legalidad y operación de los PIDIREGAS se logró en 1995 con la reforma a la Ley General de Deuda Pública en su artículo 18:

“Tratándose de obligaciones derivadas de financiamientos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, referidos a actividades prioritarias y mediante los cuales las entidades adquieran bienes o servicios bajo cualquier modalidad, cuya fuente de pago sea el suficiente flujo de recursos que el mismo proyecto genere, y en los que se cuente con la previa aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en los términos del artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, sólo se considerará, para efectos de la presente Ley, como pasivo directo, a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente y el resto del financiamiento se considerará como pasivo contingente hasta el pago total del mismo.”<sup>71</sup>

El pasivo contingente es definido por *principios de contabilidad generalmente aceptados* como “las obligaciones que están sujetas a la realización de un hecho por el cual desaparecerán o se convertirán en pasivos reales una vez que se lleva a cabo” y es el principio que crea la posibilidad legal de que el pago de las inversiones por PIDIREGAS pueda diferirse en el largo plazo.<sup>72</sup>

Por otro lado, la reforma del artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal quedó como sigue:

“Tratándose de proyectos incluidos en programas prioritarios a los que se refiere el artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, en que la SHCP, en los términos que establezca el reglamento de esta Ley, haya otorgado su autorización por considerar que el esquema de financiamiento correspondiente fue el más recomendable de acuerdo a las condiciones imperantes, a la estructura del proyecto y al flujo de recursos que genere, el servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos correspondientes, se considerará preferente respecto de nuevos financiamientos, para ser incluido en los presupuestos de egresos de los años posteriores, hasta la total terminación de los pagos relativos. Cuando los proyectos a que

<sup>70</sup> Los Pidiregas se aplican en PEMEX y en CFE y existen dos tipos: F-I o inversión directa y F-II o inversión condicionada. En el primer caso, la paraestatal adquiere la infraestructura, en tanto que en el otro compra los productos.

<sup>71</sup> Decreto de la Ley General de Deuda Pública y de Presupuesto y de Contabilidad y Gasto Público Federal. Diario Oficial de la Federación. Jueves 21 de diciembre de 1995.

<sup>72</sup> Cocina M. (2004), *Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados*. Instituto Mexicano de Contadores Públicos, México.



se refiere este artículo correspondan a programas de entidades cuyos presupuestos se incluyan en el Presupuesto de Egresos de la Federación se hará mención especial de estos casos al presentar el proyecto de Presupuesto a la Cámara de Diputados.”<sup>73</sup>

Una vez establecido el marco legal del sistema de los PIDIREGAS, se dio paso a su reglamento de operación el cual consiste en tres etapas que se describen a continuación:

1. PEMEX identifica un proyecto como PIDIREGAS. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía aprueban y a su vez presentan el proyecto a la Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento<sup>74</sup>. En caso de obtener un dictamen favorable en dicha instancia, se presenta para su autorización definitiva a la Cámara de Diputados como parte del tomo IV del PEF.
2. Los contratistas, en coordinación con PEMEX, estructuran y entregan el proyecto a PEMEX, mismo que es financiado a través de deuda contratada por un tercero; y
3. Una vez recibidas las obras, es decir cuando estas se encuentran en su fase productiva, PEMEX, con la autorización de SHCP, hace el pago de la deuda a dicho tercero, mediante la incorporación de ésta en el presupuesto de egresos bajo el rubro de registro PIDIREGAS. De acuerdo con el artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, la deuda PIDIREGAS se registra en cuentas de orden (pasivo contingente), salvo los pasivos del ejercicio corriente así como del siguiente, los cuales se registran como pasivo real.

Aunado a lo anterior los Pidiregas se ejecutan de dos formas, por medio de la inversión directa y de la inversión condicionada. La inversión directa incluye aquellos proyectos en los que se asume una obligación directa y firme de adquirir ciertos activos productivos. Las entidades suscriben contratos por virtud de los cuales, al recibir a satisfacción los activos y estando éstos en condiciones de generar los ingresos que cubran su costo, se obligan a liquidar su valor de adquisición, con base en la estructura financiera previamente acordada y autorizada (Secretaría de Hacienda, 2002). Por otro lado, la inversión condicionada no implica un compromiso inmediato y firme de inversión por parte de la entidad pública, pero si la compra de los bienes y servicios producidos con activos propiedad de empresas del sector privado o social, que fueron construidos bajo especificaciones técnicas definidas por la entidad contratante (Secretaría de Hacienda, 2002).

En 2007 ambos tipos de contratación de deuda suman 1 billón 706 mil 712 millones de pesos, en proporción de 79.7 por ciento para PEMEX y 20.3 por ciento para CFE. A ese monto hay que agregarle poco más de 617 mil millones de pesos, por concepto de amortización, con lo cual la suma se eleva a más de 2 billones, a pagar hasta 2045.

<sup>73</sup> Decreto de la Ley de Presupuesto y de Contabilidad y Gasto Público Federal. Diario Oficial de la Federación. Jueves 21 de diciembre de 1995.

<sup>74</sup> La Comisión se creó en 1979 y tiene como finalidad “despachar los asuntos en materia de gasto público y su financiamiento, la presidencia de la comisión está a cargo de la SHCP y de la Contraloría General de la Federación”. Diario Oficial de la Federación 13 de junio de 2000.

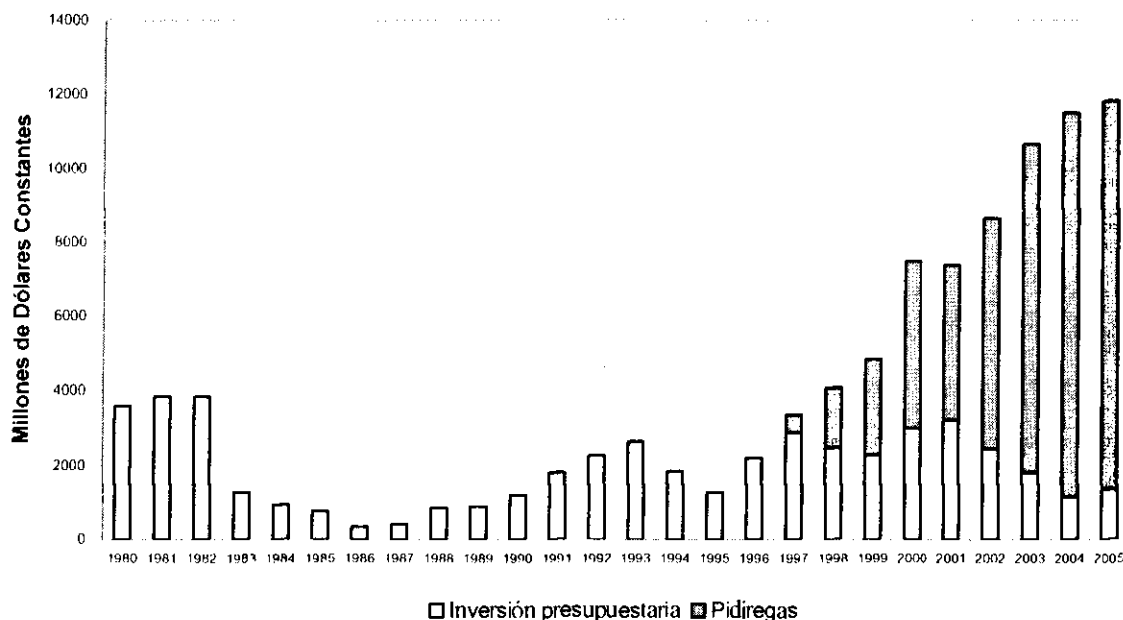
**Cuadro 6.10 Presupuesto de Egresos de la Federación 2007, universo de Pidiregas**

			Directa	Condicionada	Total
Total	249	30	1,594,177.10	112,535.00	1,706,712.10
Por Autorizar	28	1	61,037.30	1,810.60	62,847.90
Por Licitar sin Cambio de Alcance	49	2	94,136.90	7,015.10	101,152.00
Por Licitar con Cambio de Alcance	10		45,670.30		45,670.30
Fallo y Adjudicación	2	1	1,930.90	4,332.00	6,262.90
Construcción	45	4	43,768.60	18,091.10	61,859.70
Varias (Licitación y Construcción)	8	1	39,772.00	8,733.30	48,505.30
Varias (Cierre y Otras)	26		1,195,627.80		1,195,627.80
Terminado Totalmente	81	21	112,233.40	72,552.80	184,786.20

Fuente: Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio 2007.

La gráfica 6.2 muestra el crecimiento de los PIDIREGAS desde 1997 y el notable desplazamiento de la inversión presupuestaria, en ese año la inversión presupuestaria fue de 3 mil 600 millones de dólares, mientras que la de los PIDIREGAS fue de apenas 600 millones de dólares, una relación de 86 y 14 por ciento respectivamente. A casi diez años de la entrada en vigor de los PIDIREGAS, la relación se invirtió por completo, la inversión presupuestada en 2005 fue de 1300 millones de dólares mientras que la inversión vía los PIDIREGAS llegó 10 mil 461 millones de dólares, más del 90 por ciento de la inversión que se realizó en PEMEX se estableció mediante este tipo de financiamiento.

**Gráfico 6.2 PEMEX: Inversión Presupuestaria y Pidiregas 1980-2005**



Fuente: PEMEX Exploración y Producción [www.pemex.mx](http://www.pemex.mx)

Como se mencionó, el financiamiento vía PIDIREGAS representa una deuda contingente en el largo plazo que ha sido severamente criticado por diversos actores políticos que ven en los PIDIREGAS “un peligroso lastre que debe ser frenado a la brevedad.”<sup>75</sup> Los Pidiregas hacen que PEMEX este expuesto fluctuaciones en las tasa s de interés, principalmente a tasas de interés Libor, debido a que los préstamos están denominados en dólares y a que los PIDIREGAS tienen plazos de vencimiento diversos y tasas de interés o cupones variables. A inicios de 2005, por ejemplo, se contrataron Pidiregas con vencimiento en el 2008, a una tasa de interés de 0.425 por ciento por encima de la tasa Libor. En diciembre de ese mismo año se contrató otro Pidiregas por 750 millones de dólares a una tasa LIBOR más 0.60 por ciento y vencimiento en 2012. En febrero de 2006 PEMEX realizó otra contratación por 1500 millones de dólares, de los cuales 750 millones se pactaron a una tasa de 5.75 por ciento y vencimiento en 2015 y el resto con cupón de 6.625 por ciento y vencimiento en 2035. Como se ve los plazos a los que se contratan los PIDIREGAS son muy variables y el interés que se cobra en cada uno de los contratos no solo compromete parte de los recursos financieros de la empresa, sino

<sup>75</sup> Palabras del Senador por el estado de Tabasco Oscar Cantón Zetina PRI LIX legislatura e integrante de la Comisión de Energía de la Cámara Alta. Febrero de 2005.

que hace muy difícil prever cuáles serán los montos que deberán destinarse al pago de los contratos y de los intereses.

El problema con los PIDIREGAS es que no sólo implica el registro en el gasto futuro del gobierno, sino que el incremento de este tipo de inversión ha provocado una demanda constante de recursos presupuestarios para cubrir las amortizaciones e intereses que se generan año con año hasta el vencimiento de los contratos. “De 1999 a 2005, el incremento significó pasar de 459 millones de pesos a 65 mil 590 millones de pesos.”<sup>76</sup>

Lo anterior es un tema muy importante que ha provocado aun más controversia porque según el artículo 73 constitucional, el cual atribuye al Congreso la posibilidad de legislar acerca del endeudamiento, éste debe ser en todo momento exclusivamente para fines productivos y no para pagar *amortizaciones* de los Pidiregas. En su evolución desde 1996 hasta 2007, los Proyectos de Inversión Financiada con recursos privados, en términos de su aplicación, han pasado de representar una cifra menor a 0.1 a 1.3 por ciento del PIB. Y en comparación con la Inversión Presupuestaria, han avanzado de 0.4 a 33.3 por ciento del valor total de la Inversión Impulsada por el Sector Público, en el mismo periodo.

### **6.2.1 Distribución de las inversiones.**

En cuanto a la distribución de la inversión en cada segmento de PEMEX se pueden advertir que los recursos financieros de PIDIREGAS y de inversión presupuestaria están asignados mayoritariamente a PEMEX Exploración y Producción (PEP).

Previo a la aparición de los PIDIREGAS, la participación de PEP en la inversión total era de 57 por ciento aproximadamente 1 mil 716 millones de dólares se reportaron como gastos de inversión en esta subsidiaria. Una vez puestos en marcha los PIDIREGAS en 1997, la tendencia en cuanto a la participación de PEP en el total de la inversión se incrementó a 72 por ciento. Para el año 2004, de un total de 10 mil 886 millones de dólares, el gasto de inversión tipo PIDIREGAS de PEP fue de 10 mil 41 millones de dólares, y representó el 90 por ciento del gasto total de inversión. Por otro lado, los montos destinados a PEMEX Refinación (PR) son simbólicos ya no se diga la inversión en las otras dos subsidiarias, PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPQB) y PEMEX Petroquímica

---

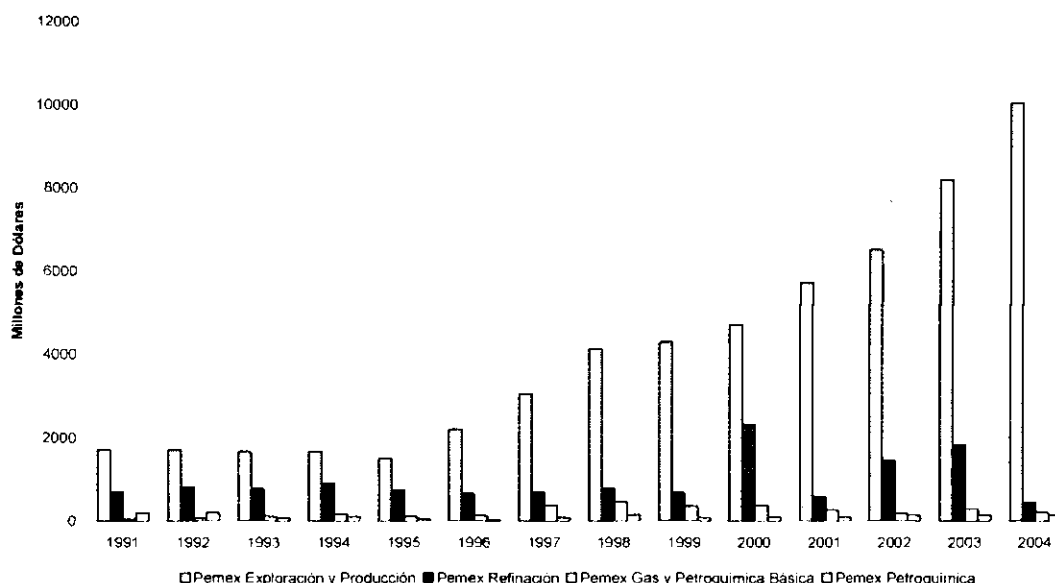
<sup>76</sup> *Ibid.*

(PP) cuya inversión apenas es perceptible. (representó el 3 por ciento de la inversión total en el 2004).

El gráfico 6.3 muestra la desproporción de las inversiones entre PEP y las demás subsidiarias, a la que se ha hecho referencia en el párrafo anterior.

**Gráfico 6.3**

**PEMEX: Flujo de Inversión por Subsidiaria (millones de dólares)**



Fuente: Anuarios Estadísticos de PEMEX.

### **6.2.2 Costos de exploración por barril**

Se ha mostrado la preponderancia en cuanto al nivel de inversión que guarda PEP en relación con las demás subsidiarias. Sin embargo, en la información que PEP proporciona en los anuarios estadísticos no se muestra la inversión que se realiza en exploración y la que se hace en producción. No obstante, algunos documentos e informes de PEP afirman en el año 2000 se invirtieron en actividades de exploración, desarrollo y mantenimiento capitalizable un total de 2.8 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (bpce). Para 2005 esta cifra se había elevado más de dos y media veces, ascendiendo a 7.45 dólares por barril. A mediano plazo la intensidad de capital continuará aumentando, pues tan sólo para mantener constante la producción será necesario invertir mayores recursos. En México al igual que en todo el orbe petrolero, el costo marginal de producción se ha elevado significativamente y esta tendencia no va a revertirse.

Por otro lado “el gasto en exploración aumentó significativamente y pasó de una participación del 8 por ciento en los gastos totales al 19 por ciento entre 2001 y 2004.

Siguiendo con el informe de PEP, en 2005 los gastos en exploración cayeron 33 por ciento en términos reales mientras que el gasto de desarrollo creció 8 por ciento. La reasignación de recursos mencionada, dio prioridad a la consecución de proyectos encaminados a mantener la producción de crudo y ampliar la de gas.<sup>77</sup>

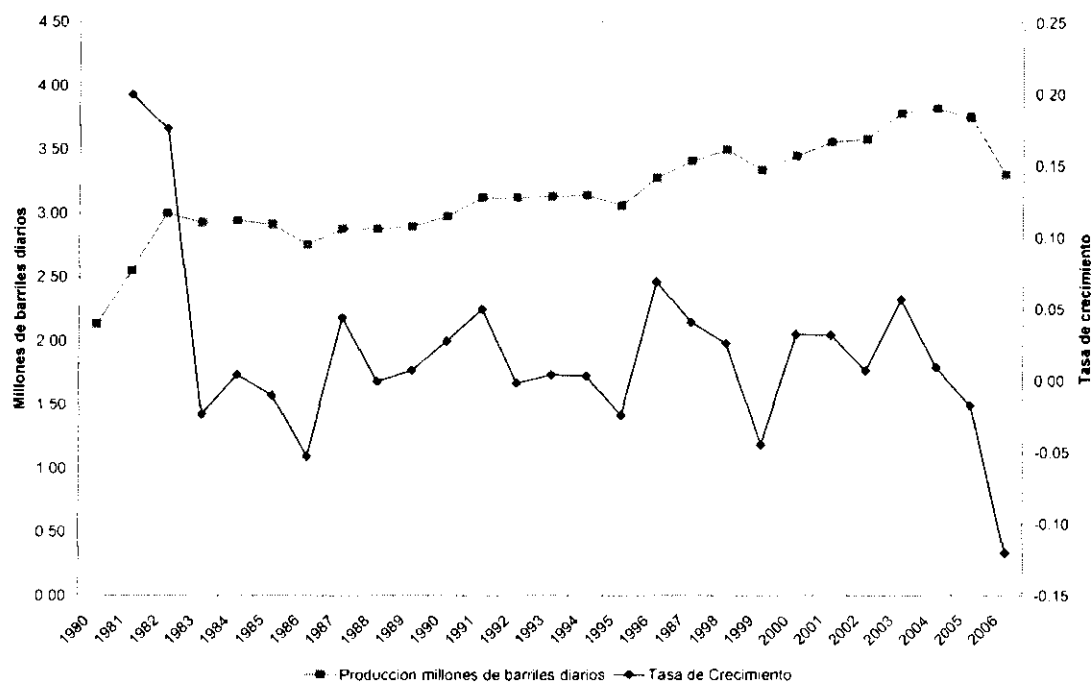
### ***6.3 El Problema de las Reservas. Del manejo político de las reservas a la cuantificación técnica en México. Capacidad productiva y reservas.***

En términos brutos la producción de petróleo en México ha tenido una evolución creciente desde 1980 y hasta 2004, luego de este último año la producción de petróleo tuvo un decrecimiento que es perceptible aún en términos brutos, y pasó de 3.82 millones de barriles diarios en 2004 a 3.76 millones de barriles diarios en 2005 y ha 3.31 millones de barriles diarios en 2006, lo cual significó una caída de la producción de 1.7 y 12 por ciento respectivamente. Una caída similar de la producción no se registraba desde 1999, año en el que la producción pasó de 3.5 millones de barriles diarios en 1998 a 3.34 millones de barriles diarios, es decir, un decrecimiento de 4.46 por ciento. Lo mismo ocurrió en 1995 en el que la producción se redujo de 3.14 millones de barriles diarios a 3.07 millones de barriles con respecto al año anterior. Exceptuando esas dos caídas de la producción y una de menor dimensión en 1992, la capacidad productiva de PEMEX tuvo tasas de crecimiento positivas en los demás años de la década de los noventas y desde el comienzo del nuevo milenio, PEMEX no registró tasas negativas sino hasta 2005 y 2006. Como se puede observar en el gráfico 6.4, la producción de crudo tuvo marcados detrimentos pero ninguno tan pronunciado como el ocurrido hacia mediados de la primera década de los dos mil.

---

<sup>77</sup> Reporte de Resultados Financieros de PEMEX, Exploración y Producción, [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

**Gráfico 6. 4 México: Evolución de la producción de petróleo crudo (millones de barriles diarios y tasas de crecimiento.)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2006

Muy probablemente México ingresó a una etapa de agotamiento en la tendencia creciente de la producción petrolera que se inició hace una década. El modelo de producción contiene rezagos importantes sobre todo en lo referente a los rígidos esquemas de contratación, a los recursos humanos limitados y a niveles insuficientes de inversión, que no permiten la incorporación de nuevos campos a la producción de crudo, como los localizados en aguas profundas que conllevan altos costos de descubrimiento y de desarrollo, y demanda de una tecnología que en México es aun incipiente (Lajous, 2004 y Cinco Ley, 2006).

En efecto el ritmo de declinación mantiene una línea de tendencia claramente definida, existen indicios de que el detrimento de la producción del último año difícilmente podrá recuperarse. De acuerdo con datos del Sistema de Información Energética (SIE), el campo productivo más grande de México (Cantarell) ha reducido su participación en la producción total nacional de crudo al pasar de 62 por ciento en 2004 a 56.9 por ciento en 2005 y el 51.8 por ciento en el tercer trimestre de 2006.

El panorama se complica porque no existe un campo distinto al de Cantarell que esté cubriendo la pérdida de capacidad productiva de este campo, y si bien algunos campos

incrementaron esta capacidad, como es el caso del campo Ku que incrementó su capacidad productiva en 23 por ciento o de Taratunich que lo hizo en 75 por ciento, tienen un peso muy bajo en la producción total (9 y 0.9 por ciento respectivamente) por lo que el incremento de su producción apenas es perceptible. El detrimento en la producción de Cantarell de inicios de 2006 al tercer trimestre de ese mismo año fue de 230 mil barriles diarios, mientras que el incremento de la producción del resto de los campos productores en los que se logró ampliar la capacidad productiva fue de 220 mil barriles diarios, lo cual indica que existió una pérdida de capacidad productiva de 10 mil barriles diarios (0.01 millones de barriles), 3.65 millones de barriles en el año, lo que significa la producción total de petróleo de México en un día.

El siguiente cuadro muestra los datos sobre la producción de crudo de 2006 y se puede apreciar el detrimento de la capacidad productiva, en general, todos los campos presentan un descenso en la capacidad productiva, pero se debe enfatizar la pérdida que se presenta Cantarell, campo que aportó en enero de 2006 más del 56 por ciento de la producción total, porcentaje que disminuyó a 52 por ciento en sólo 8 meses. Lo anterior es una situación preocupante por el peso de Cantarell y por lo acelerado que se presenta la pérdida de capacidad productiva.

Cuadro 6.11 México: Evolución de la producción de petróleo crudo en 2006 enero-septiembre (millones de barriles diarios y tasas de crecimiento)

	Enero -06		Feb-06		Mar-06		Abr-06		May-06		Jun-06		Jul-06		Ago-06		Sep-06		Tasa de Crecimiento Enero-Septiembre06
	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	mb/d	% del total	
Total	3.37		3.31		3.35		3.37		3.33		3.29		3.23		3.25		3.26		-3%
Región Marina Noreste	2.36	70.1%	2.30	69.6%	2.33	69.6%	2.33	69.3%	2.30	69.0%	2.24	68.0%	2.16	66.9%	2.18	67.0%	2.18	66.9%	-8%
Cantarell	1.92	56.9%	1.86	56.1%	1.87	55.7%	1.85	54.8%	1.80	54.2%	1.74	52.9%	1.71	52.9%	1.70	52.2%	1.69	51.8%	-12%
Región Marina Suroeste	0.42	12.6%	0.43	12.8%	0.43	13.0%	0.45	13.2%	0.45	13.4%	0.47	14.3%	0.49	15.2%	0.50	15.3%	0.50	15.5%	19%
Región Sur	0.50	14.8%	0.50	15.0%	0.50	14.9%	0.50	15.0%	0.50	15.1%	0.50	15.1%	0.49	15.3%	0.49	15.0%	0.49	15.0%	-2%
Región Norte	0.08	2.5%	0.08	2.5%	0.08	2.5%	0.09	2.6%	0.08	2.5%	0.08	2.6%	0.08	2.6%	0.08	2.6%	0.08	2.6%	1%

Fuente: Sistema de Información Energética con información de PEMEX, en [www.sie.gob.mx](http://www.sie.gob.mx)

De acuerdo con la relación *reservas/producción* y con el nivel actual de reservas probadas desarrolladas de México, éstas le permitirían hacer frente a los niveles actuales de



producción por sólo 10 años. En el primer capítulo de este trabajo se advirtió acerca de cómo el nivel de desarrollo de los yacimientos petroleros induce a la clasificación de las reservas de petróleo: en probadas, probables y posibles, por lo que resultaría prematuro sostener la hipótesis de un agotamiento del petróleo mexicano para el año 2016. Sin embargo, el contexto mexicano en torno a los niveles de reservas advierte que se está ante el riesgo no sólo de afrontar una menor disponibilidad petróleo, sino del decaimiento de la capacidad productiva vinculada, como ya se dijo, al agotamiento del campo Cantarell.

Desde luego, la posible declinación traería consigo costos elevados para la sociedad y el aparato productivo en el largo plazo, porque se presionarían las cuentas externas en caso de que se tuviera que importar petróleo, la seguridad energética se pondría en peligro y las cuentas fiscales del gobierno federal resultarían perjudicadas.

El potencial de los hidrocarburos en México, si se consideran en un conjunto, los tres tipos de clasificación de reservas (3p, probadas, probables y posibles) al 1 de enero de 2006 fue de 46 mil 416 millones de barriles, de las cuales 16 mil 469 millones de barriles se clasificaron como probadas, 15 mil 788 millones como probables y 14 mil 159 millones de barriles como posibles. El stock de reservas con que cuenta México es predominantemente de petróleo, ya que las reservas de hidrocarburos líquidos representan el 80% de las reservas totales de hidrocarburos.

Las estadísticas sobre las reservas constatan que han disminuido notablemente desde 1976. El crecimiento en el nivel de las reservas de petróleo de México coincidió con la presencia de las crisis mexicanas de 1982 y de 1994, lo cual sugiere que el petróleo fungió como aval al acceder a préstamos internacionales para enfrentar la crisis (Manzo 1996). En la década de los noventa las reservas probadas disminuyeron en más de 20 mil millones de barriles, hacia 1990 las reservas mexicanas se ubicaban en 51 mil 300 millones de barriles y en 1999 las reservas fueron de 28 mil 300 millones de barriles. El punto de trascendencia en la disminución de las reservas probadas no se encuentra en un elevado nivel de producción, sino en la reclasificación de las reservas probadas. En 1996 PEMEX debió revisar las cifras de las reservas y se adoptaron nuevas definiciones, criterios y lineamientos de cálculo diseñados por el Congreso Mundial de Petróleo (WPC por sus siglas en inglés). En ese año se revisaron las reservas de 39 campos de la Sonda de Campeche; en 1997 se revaluaron las reservas de 164 campos de la región sur y en 1998 las de 412 campos de la

región norte. Como resultado de la revisión las reservas probadas de crudo cayeron de 42 mil millones de barriles en 1998 a 24 mil millones de barriles en 1999. La diferencia de 16 mil millones de barriles se reclasificó en 9 mil millones de barriles como reservas probables y 7 mil millones de barriles como reservas posibles (Barbosa, 2002).

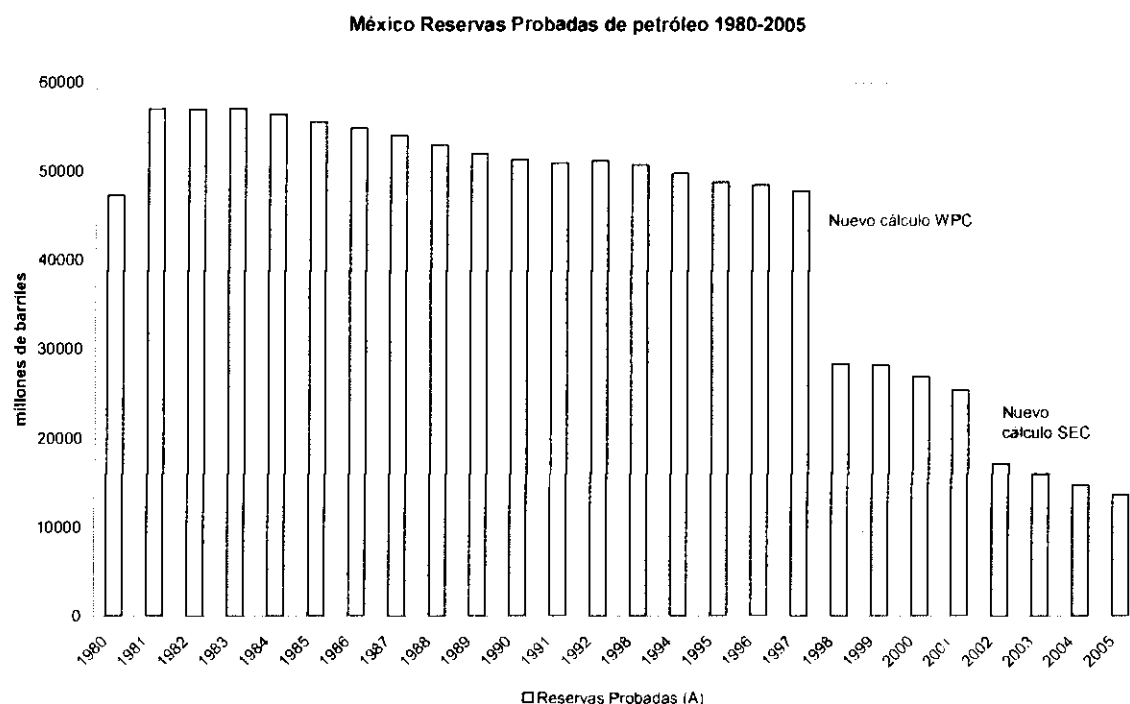
Nuevamente en el 2002 y para dar certidumbre a los inversionistas que compraban deuda de PEMEX en el exterior, PEMEX adoptó los criterios y definiciones de la *Securities and Exchange Comisión* (SEC) para sus cálculos de reservas probadas. La SEC considera sólo las *reservas probadas desarrolladas* como válidas en el momento en que realiza su evaluación para calificar las cualidades crediticias de PEMEX. Cabe recordar que las reservas probadas se dividen en dos categorías: reservas desarrolladas y no desarrolladas. Las desarrolladas son las que se espera recuperar de los pozos existentes y con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. Las no desarrolladas requieren de la inversión en infraestructura sobre nuevos campos que ya se han descubierto pero que, efectivamente, no se han desarrollado.<sup>78</sup>

Análogamente que en 1998, la metodología empleada de 2002 en atención a la SEC, provocó una abrupta caída de las reservas. De 25 mil millones de barriles de reservas probadas en 2001 se pasaron a 17 mil millones de barriles en 2002. Alrededor de 8 mil millones de reservas probadas se reclasificaron como probables o posibles. Hacia el 2004 las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 14 mil 800 millones de barriles. La evolución de las reservas probadas de México pueden observarse en el gráfico 6.6.

---

<sup>78</sup> Véase capítulo uno.

Gráfico 6.5



Fuente: BP [International] Energy Review 2006 y Anuarios Estadísticos de PEMEX.

Una probable disminución en la capacidad productiva podría impactar la capacidad exportadora y en el largo plazo el suministro del nivel de la demanda de crudo de México que, de acuerdo con la Energy Information Administration (EIA), ha superado los 2 millones de barriles diarios. Los pronósticos de este organismo asumen que en el 2030 el consumo de petróleo en México sobrepasará los 2 millones de barriles diarios. Para pronosticar la demanda de petróleo la EIA realiza modelos de en los que incorpora variables macroeconómicas tales como el Producto Interno Bruto, el ingreso disponible, precios del crudo, tasas de interés y desempleo que suelen ser determinantes en los precios y las cantidades de energía. Similarmente, cambios en la oferta y precios de la energía pueden afectar las variables macroeconómicas mencionadas.<sup>79</sup> Para el caso de esta investigación no se llevará a cabo un pronóstico tan sofisticado como el de la EIA, pero se plantean escenarios prospectivos para México mediante la aplicación de supuestos en relación a la restitución de reservas probadas y a la producción de crudo.

El problema de PEMEX debe ser considerado en un contexto en el que el drenaje de

<sup>79</sup> [International] Energy Outlook 2006 de Energy Information Administration del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

renta por parte del Estado creó un círculo vicioso para la empresa. En primer lugar la carga fiscal no le permite a PEMEX ni restituir sus reservas probadas ni incrementar su capacidad productiva con capital propio. Ante esas restricciones, PEMEX recurre a deuda para financiar sus inversiones productivas e intentar restituir una porción de reservas. El endeudamiento de PEMEX impacta en la deuda futura del gobierno. Ante un incremento de la demanda interna y presiones del exterior por el suministro de petróleo, la duración de las reservas probadas y la capacidad productiva toman la mayor relevancia.

Si PEMEX ha logrado mantener un nivel de extracción que le permite satisfacer la demanda interna y aportar al Estado importantes flujos de divisas y aún más cruciales ingresos fiscales, la declinación de Cantarell puede complicar mantener el nivel de las exportaciones y, si en un futuro no muy distante, no se añaden nuevos campos o no se incrementa la producción en los ya existentes se corren dos riesgos primero el de abasto de las exportaciones y luego el abasto interno. Abastecer el mercado interno y generar un excedente que le permita seguir siendo un país exportador en el futuro requiere de una ampliación de sus reservas probadas y de su nivel de producción.

### ***Conclusiones al capítulo***

En este capítulo se ha mostrado que la dependencia del gobierno federal en relación a los ingresos del petróleo, dañan sensiblemente los balances financieros de PEMEX. Antes de pagar sus impuestos, PEMEX tiene un éxito financiero innegable que se refleja en que obtiene ingresos netos superiores en cincuenta por ciento a los costos y gastos de operación. El deterioro y los magros resultados financieros de PEMEX aparecen una vez que debe pagar sus impuestos. El problema fundamental de la deuda, a través de los Pidiregas, se refleja en el deterioro del patrimonio de PEMEX y en los enormes costos que acarrearán y que deberán cubrirse en el futuro. La pérdida de la capacidad de producción de crudo, que parece haber alcanzado una cima, y el deterioro en las reservas son el efecto de la política antieconómica que se aplica en PEMEX que deberá cambiar, tarde o temprano, si es que se quiere mantener la riqueza petrolera.

## Capítulo 7. La restitución de reservas.

La restitución de reservas es un tema fundamental en la visión de largo plazo de la actividad petrolera. Una restitución insuficiente es el efecto de magras inversiones o de un acelerado ritmo de extracción o de ambas. En este capítulo se presenta cuál ha sido la evolución en torno al ritmo de renovación de las reservas y cuál es la implicación que ésta ha tenido tanto en la capacidad productiva como en el nivel de reservas probadas. El capítulo tiene tres secciones. La primera hace referencia al ritmo de extracción de crudo. La segunda parte presenta el cálculo de la renovación de las reservas y se revisa como han evolucionado otros países. La última parte de este capítulo presenta tres escenarios prospectivos en los cuales se persigue contestar la pregunta acerca de ¿cuánto durarán las reservas con las condiciones actuales de producción?; asimismo se presenta un monto aproximado de las inversiones requeridas para incrementar la producción y el nivel de reservas, para lo cual se establecen supuestos de la demanda doméstica y de las exportaciones.

### *7.1 Ritmo de extracción de reservas.*

El marco teórico en el que se fundamenta la restitución de reservas es el de la sustentabilidad, que básicamente habla de utilizar adecuadamente los recursos, prolongando su vida útil, sin comprometer el bienestar de las generaciones futuras (Godard, 1994). Para el caso del petróleo, en general para el caso de los recursos no renovables, se discute la imposibilidad de hablar de sustentabilidad, porque cualquier tasa de extracción positiva agotará un stock finito (Turner, 1988). Sin embargo, en el caso de los recursos no renovables el concepto de sustentabilidad debe ampliarse no sólo al agotamiento del recurso, sino a la posibilidad de prolongar la vida de éste y desarrollar bienes sustitutos, en este caso, energéticos alternos al petróleo.

Algunos autores mencionan que las tasas de extracción de petróleo deben estar por debajo de las tasas de restitución o de sustitución (Pearce, 1998).

Como vimos en el capítulo anterior, el ritmo de extracción debe adecuarse al ritmo de crecimiento de la demanda y a la disposición de reservas. En los últimos años, la extracción de crudo evolucionó de forma creciente. Mientras que entre 1980 y 1985 la extracción creció a ritmo de 27 por ciento promedio anual, en los cinco años posteriores creció a una

tasa de sólo 2.2 por ciento, y entre 1990 y 1995 la extracción creció sólo el 2.9 por ciento. No obstante, entre 1995 y 2000 la extracción se intensificó y creció a una tasa promedio anual de 11.2 por ciento, misma que decayó a 8 por ciento anual entre 2000 y 2006. Cabe mencionar que estos datos de nada sirven si no se les relaciona con la tasa de restitución de reservas de petróleo. En este sentido, es indispensable hacer el cálculo de restitución de reservas para observar si existe coherencia entre la extracción de crudo y la reposición del mismo.

## 7.2 Tasa de restitución de reservas.

Antes de comenzar con los escenarios en cuanto a la restitución de reservas y la relevancia que toman en la relación *reservas/producción* parece adecuado enunciar una definición de la tasa de restitución e identificar la evolución que ha tenido en México en los últimos 25 años. La tasa de restitución de reservas probadas desarrolladas se define como la parte de petróleo que se añade al nivel de reservas probadas una vez que se descuenta el volumen de la producción o extracción entre un año y otro, es el petróleo nuevo añadido como proporción del petróleo extraído (Barbosa, 2002).

En el cálculo realizado se restó a las reservas probadas del año  $t$  el total de extracción de ese mismo año  $t$ , cuyo resultado llamaremos *reserva remanente del año  $t$* . Enseguida se consideró el valor de las reservas del año  $t + 1$  a las que se sustrajeron las *reservas remanentes del año  $t$* , obteniendo como resultado la cantidad de reservas que se añadieron entre el año  $t$  y el año  $t + 1$ . De la relación entre estos dos cálculos y el nivel de extracción, obtenemos la tasa de restitución de reservas. El cuadro 7.1 resume los pasos del cálculo.

**Cuadro 7.1 Cálculo de la Tasa de restitución de Reservas probadas desarrolladas**

$$\begin{aligned} &(\text{reservas año } t) - (\text{extracción año } t) = \text{reservas residuales del año } t \\ &(\text{reservas año } t + 1) - (\text{reservas residuales año } t) = \text{reservas añadidas} \\ &\text{año } t + 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tasa de restitución de reservas} &= \text{reservas añadidas año } t + 1 / \\ &\text{reservas extraídas } t + 1 \end{aligned}$$

$$\text{tasa de restitución } n = \frac{(r_{t+1}) - (r_t - e_t)}{(r_t - e_t)}$$

Fuente: Elaboración propia en base al concepto de restitución de reservas

Con la fórmula propuesta y los datos sobre reservas probadas y producción de México en el anuario de la British Petroleum se obtuvo la tasa de restitución de reservas de los últimos 25 años (1980-2005) y que se presenta en el cuadro 7.2.

Antes de empezar con la exposición respecto a la reposición de reservas es pertinente hacer algunas aclaraciones. En 1998, la forma en que eran definidas las reservas probadas es modificada y se reclasifican cerca de 20 mil millones de reservas probadas que no estaban desarrolladas, en reservas probables y posibles. Asimismo, en el 2002, son reclasificadas otras 2 mil reservas probadas en probables, lo anterior explica una disminución importante de las reservas, misma que es descontada de la serie de reservas probadas, eliminando así, el impacto de la reclasificación en el cálculo de la tasa de reposición.

Bajo esos supuestos, al inicio del periodo, en 1980, las reservas probadas desarrolladas de petróleo se ubicarían en 25 mil millones de barriles, si en ese mismo año se extrajeron 777 millones de barriles, se esperaría, que las reservas de 1981 se ubicaran en 24 mil 400 millones de barriles. No obstante, las reservas probadas fueron de 34 mil 400 millones de barriles, es decir, se dio un incremento de las reservas de 10 mil millones de barriles, con lo que la tasa de restitución se ubicó en más del 1000 por ciento.  $(10\,000\text{ mbd} / 777\text{ mbd})$ .

Como se observa en el cuadro 7.2, en los dos años posteriores, a pesar de que la extracción creció a tasas de 17 por ciento, la reposición de reservas fue del 100 por ciento. Los años siguientes no manifestaron una buena reposición de reservas, ya que de lo extraído se logró reponer entre el 25 y 30 por ciento. En 1988, cuando la producción no creció, se presentó una reposición de reservas negativa de 4 por ciento. En 1992, la tasa de reposición se recuperó y superó los niveles de extracción. El nivel de extracción se mantuvo por encima de los 1200 millones de barriles anuales desde 1996 y alcanzó un máximo histórico en 2004 de 1395 millones de barriles (3.82 mb/d). Hacia 2005, tanto la capacidad de producción como el nivel de las reservas probadas desarrolladas disminuyeron en -1.7 por ciento y 7 por ciento respectivamente, la tasa de restitución se mantuvo alrededor del 11 por ciento.

En el cuadro 7.2, se observa lo siguiente: en la primera columna la evolución de las reservas en millones de barriles anuales. En la segunda columna la extracción anual y sus tasas de crecimiento. En la tercer columna se muestran las reservas residuales (columna 1-

columna2). En la cuarta columna se muestran las reservas agregadas o repuestas. En la quinta columna se muestra la tasa de restitución, que es el resultado de dividir la columna D entre B. Si se compara la columna B con la columna D, se puede observar una desproporción entre el ritmo de extracción y el ritmo de agregación de petróleo nuevo, o análogamente a una cuenta bancaria: *mayores retiros de la cuenta que ingresos o abonos en la misma*.

Cuadro 7.2

México, Evolución de la tasa de restitución de reservas 1980-2005 (millones de barriles anuales)

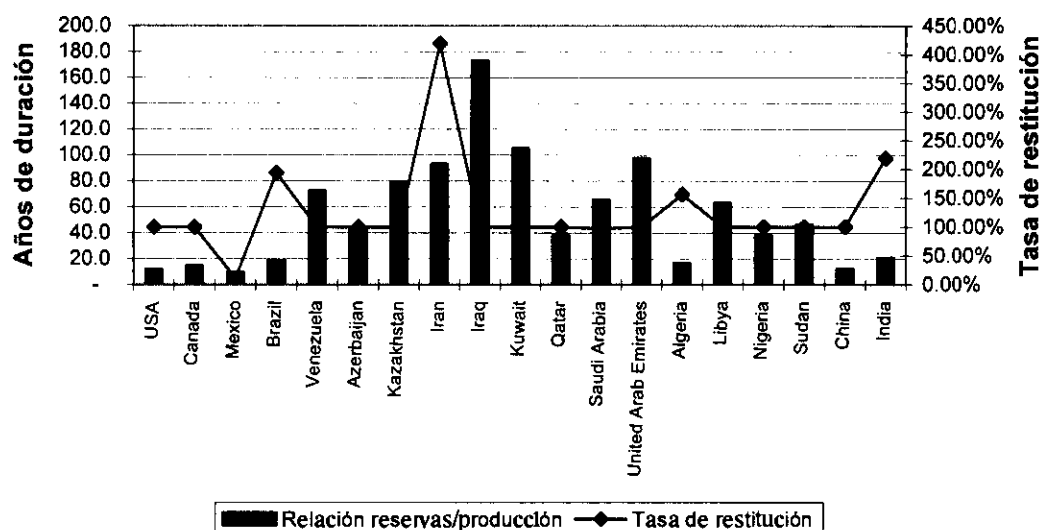
Años	Reservas Probadas (A)	Extracción Anual (B)	Tasa de crecimiento en %	Reservas residuales C: (A-B)	Reservas repuestas D: (A-C)	Tasa de Restitución D/B en %
1980	25,224	777.1				
1981	34,998	931.8	17	24,447	10,551.10	1358
1982	34,998	1,095.4	15	34,066	931.80	100
1983	35,096	1,069.5	-2	33,903	1,193.40	109
1984	34,410	1,073.8	0	34,027	383.50	36
1985	33,593	1,062.9	-1	33,336	256.80	24
1986	32,880	1,006.7	-6	32,530	349.90	33
1987	32,110	1,050.8	4	31,873	236.70	24
1988	31,012	1,050.1	0	31,059	-47.20	-4
1989	29,983	1,057.4	1	29,962	21.10	2
1990	29,298	1,086.6	3	28,926	372.40	35
1991	28,925	1,141.0	5	28,211	713.60	66
1992	29,225	1,138.8	0	27,784	1,441.00	126
1993	28,776	1,143.2	0	28,086	689.80	61
1994	27,775	1,146.8	0	27,633	142.20	12
1995	26,796	1,118.7	-3	26,628	167.80	15
1996	26,472	1,196.1	6	25,677	794.70	71
1997	25,822	1,244.7	4	25,276	546.10	46
1998	28,399	1,277.1	3	24,577	3,821.70	307
1999	28,259	1,220.2	-5	27,122	1,137.10	89
2000	26,940	1,259.3	3	27,039	-98.80	-8
2001	25,424	1,299.4	3	25,681	-256.70	-20
2002	17,196	1,308.5	1	24,125	-6,928.60	-533
2003	16,039	1,383.0	5	15,888	151.50	12
2004	14,802	1,395.8	1	14,656	146.00	11
2005	13,670	1,372.0	-2	13,406	263.80	19
1980-2005	13,670	29,907		675,917	16,980.70	

Fuente: Cálculos propios en base a datos de reservas probadas y producción para México de BP International Energy Review 2006.



reservas. El gráfico 7.1 muestra los resultados de este ejercicio para el 2005. Es interesante observar que los países que presentan una menor relación *reservas/producción* son los que tienen una mayor tasa de restitución de reservas, a excepción de México. Este país es el único que tiene una relación *reservas/producción* en el rango de 10 años y a su vez tiene una tasa de restitución de reservas de menos del 11 por ciento. En la parte opuesta, es decir en aquellos países en donde la relación *reservas/producción* es más amplia, se observa que tienen una tasa de restitución mucho menor. La perspectiva de que el margen de reservas probadas es de largo plazo, vuelve menos urgente la necesidad de restituir tales reservas.

Gráfico 7.1 Tasa de Restitución de Reservas de Crudo y relación reservas/producción anual, comparación internacional.



Fuente: Cálculos propios en base a datos de reservas probadas y producción mundial del *BP International Energy Review 2006*.

Es evidente que existe un desequilibrio creciente entre la extracción y la reposición de reservas probadas desarrolladas, con una tendencia creciente en la primera y muy poca agregación de *reservas nuevas* a las reservas probadas. A diferencia de México, una tasa de restitución razonable permitió que otros países, como Arabia Saudita, Venezuela o Kuwait, mantuvieran o inclusive incrementaran sus reservas probadas, a pesar de una mayor extracción anual y de ser empresas estatales bajo el régimen propietario. En el gráfico 7.1, se observa que fuera de la OPEP el país con más éxito en cuanto a la restitución de reservas es Brasil, que logró en 2005 restituir cerca del 200 por ciento del crudo que extrajo. Esta

divergencia entre México y los demás países ayuda a mostrar la magnitud del problema asociado a la disponibilidad de las reservas probadas de petróleo crudo en el tiempo, y que el deterioro de las reservas y de la situación financiera de la empresa no son fenómenos intrínsecos a todas las empresas estatales regidas por normas institucionales similares a las de México.

Con el fin de señalar que se está ante un problema serio de agotamiento de los recursos petroleros se elaboraron tres escenarios de largo plazo acerca de la producción, de la tasa de restitución y de cómo evolucionarían las reservas probadas, para los supuestos de demanda, exportaciones y de restitución de reservas.

### 7.3 Escenarios Prospectivos

El problema de la disponibilidad futura del crudo, se evidencia cuando se plantean distintos escenarios para la capacidad productiva, la tasa de restitución de reservas y su incidencia en la relación *reservas probadas/ producción* en el periodo de 2005 a 2025. Lo primero que se plantea son supuestos acerca de la evolución de la producción la cual estará en función de dos variables: la primera, la demanda interna que, como se vio en el capítulo dos, depende del ritmo de crecimiento de la economía y de la intensidad petrolera de ésta; la segunda son las exportaciones sobre las cuales ni el país ni la empresa tiene alguna obligación legal de satisfacer, y en los que se pueden establecer varios supuestos como el de que disminuirán en la medida en que la demanda interna se incremente o que la capacidad productiva no logre ampliarse. Si bien es cierto que el valor de las ventas nacionales creció más que el valor de las ventas de las exportaciones de crudo desde 1993 a 2006, hay que mencionar que el petróleo contribuye al balance comercial positivo en buen grado y que buena parte de las utilidades de PEMEX, se logran por las ventas de *PEMEX producción y exploración* y mucho menos en *PEMEX gas o en petroquímica*. En este sentido, una reducción de las exportaciones afectaría las cuentas comerciales, las fiscales y el balance de PEMEX.

En el caso de que la política de seguridad energética de los Estados Unidos (país al que México destina la mayoría de las exportaciones de petróleo) presione al gobierno de México para que satisfaga su demanda, el escenario sobre la capacidad productiva sería muy diferente.

Como la tasa de reposición depende del volumen de producción y de la actividad exploratoria para que se encuentren reservas, se plantean tres escenarios sobre ésta que involucran supuestos sobre la demanda interna y sobre el nivel de las exportaciones.

1. En el primero se hace el supuesto de que existirán los cambios tecnológicos necesarios que hagan que la economía crezca sin que se incremente la demanda interna de crudo, y que podría sugerir un uso más eficiente de los recursos energéticos y petroleros, con lo cual la economía crecería utilizando una cantidad constante, por lo que la demanda de crudo no crecerá y se mantendría el mismo nivel de 2005. En ese mismo sentido, asumiremos que el nivel de las exportaciones tampoco crecerán, con lo cual supondremos un nivel de extracción equivalente al de 2005 en los siguientes veinte años.
2. El segundo escenario de extracción supone un crecimiento paulatino de la demanda interna, equivalente al pronóstico calculado a través del método de mínimos cuadrados ordinarios, utilizando la tendencia lineal histórica desde 1965 hasta 2005, mismo que mostró un ritmo de crecimiento promedio anual de 2 por ciento, aproximadamente. Asimismo, se plantea que la producción crecerá en la misma proporción que la demanda interna, lo cual indica que México no incrementaría el nivel de sus exportaciones ni cedería hacia posibles presiones del mercado externo que abastece, por lo que el nivel de las exportaciones sería el mismo que se registró en el 2005.
3. En el tercer escenario se sugiere una disminución de la capacidad productiva petrolera mexicana de 3 por ciento anual (el registrado entre 2005 y 2006) junto con un incremento de la demanda interna de 2 por ciento anual (el mismo del escenario 2), por lo que se supone una disminución de las exportaciones que en términos de la ley son residuales y se atienden una vez que la demanda interna ha sido cubierta.

El cuadro 7.2 resume los escenarios propuestos en torno a los niveles de extracción. En la primera columna se muestra el primer escenario, éste hace referencia al supuesto de que la demanda interna y las exportaciones no varíen. Si bien es cierto que es un supuesto poco realista, para efectos de compararlo con los demás escenarios nos será útil. La segunda

columna muestra el escenario dos, en el que se asume un crecimiento de la demanda y una política en donde las exportaciones son constantes, a niveles de 2005 (1.78 mb/d). La tercera columna presenta el escenario en donde la producción descrece a un ritmo promedio anual de 3 por ciento, la demanda crece y las exportaciones disminuyen.

**Cuadro 7.3 Escenarios Propuestos sobre producción, demanda y exportaciones de crudo**

Escenarios propuestos sobre extracción de crudo (millones de barriles diarios)												
	1				2				3			
	(demanda interna y exportaciones constante de 2005) En millones de barriles diarios				(crecimiento de la demanda interna pronosticado mediante el método de mínimos cuadrados ordinarios y exportaciones al mismo nivel de 2005) En millones de barriles diarios				(disminución de la capacidad productiva tendencia de 2006 (-3% anual) e incremento de la demanda interna pronosticado con mínimos cuadrados) En millones de barriles diarios			
Año	Producción		Demanda Interna m b/d	Exportaciones mb/d	Producción		Demanda Interna m b/d	Exportaciones mb/d	Producción		Demanda Interna m b/d	Exportaciones mb/d
	Total diaria	Total Anual			Total diaria	Total Anual			Total	Total Anual		
2005	3.76	1372.4	1.98	1.78	3.76	1372.4	1.98	1.78	3.76	1372.4	1.98	1.78
2006	3.76	1372.4	1.98	1.78	3.93	1434.4	2.15	1.78	3.65	1332.3	2.15	1.50
2007	3.76	1372.4	1.98	1.78	3.98	1452.7	2.2	1.78	3.53	1288.5	2.2	1.33
2008	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.02	1467.3	2.24	1.78	3.42	1248.3	2.24	1.18
2009	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.07	1485.5	2.29	1.78	3.31	1208.2	2.29	1.02
2010	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.11	1500.1	2.33	1.78	3.20	1168.0	2.33	0.87
2011	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.16	1518.4	2.38	1.78	3.08	1124.2	2.38	0.70
2012	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.2	1533	2.42	1.78	2.97	1084.1	2.42	0.55
2013	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.24	1547.6	2.46	1.78	2.86	1043.9	2.46	0.40
2014	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.28	1562.2	2.5	1.78	2.74	1000.1	2.5	0.24
2015	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.32	1576.8	2.54	1.78	2.63	960.0	2.54	0.09
2016	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.36	1591.4	2.58	1.78	2.52	919.8	2.58	-0.06
2017	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.4	1606	2.62	1.78	2.41	879.7	2.62	-0.21
2018	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.44	1620.6	2.66	1.78	2.29	835.9	2.66	-0.37
2019	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.47	1631.5	2.69	1.78	2.18	795.7	2.69	-0.51
2020	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.51	1646.1	2.73	1.78	2.07	755.6	2.73	-0.66
2021	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.55	1660.7	2.77	1.78	1.96	715.4	2.77	-0.81
2022	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.6	1679	2.82	1.78	1.84	671.6	2.82	-0.98
2023	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.64	1693.6	2.86	1.78	1.73	631.5	2.86	-1.13
2024	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.69	1711.8	2.91	1.78	1.62	591.3	2.91	-1.29
2025	3.76	1372.4	1.98	1.78	4.73	1726.45	2.95	1.78	1.50	547.5	2.95	-1.45

Fuente: Escenarios propuestos: cálculos propios; Escenarios de la EIA: Outlook 2006, publicación del DOE.

Al mantener tanto la producción como la demanda interna constantes en el primer escenario, no existiría ningún cambio por lo que las cifras pertenecientes al bloque del **escenario 1**, se mantendrían invariables en todo el periodo. En el caso de que la demanda se incrementara, de acuerdo al pronóstico de mínimos cuadrados (**escenario 2**), ésta crecería a una tasa promedio anual de 2 por ciento, y pasaría de 1.98 millones de barriles diarios en 2005 a 2.95 millones de barriles diarios en el 2025. Si las exportaciones se mantuvieran constantes en 1.78 millones de barriles diarios, la producción debería crecer a una tasa promedio anual de 1.2 por ciento y pasar de 3.76 millones de barriles diarios en

2005 a 4.73 millones de barriles diarios en el 2025. En el escenario **3**, la producción descendería a una tasa promedio anual de 3 por ciento (la registrada entre 2005 y 2006) y manteniendo el supuesto de crecimiento de la demanda interna, en primer lugar caerían las exportaciones y la demanda interna dejaría de ser cubierta, comenzando una etapa de importación de crudo hacia el 2016, año en el que la producción no alcanzaría a cubrir los niveles de la demanda, obviamente el excedente exportable desaparecería y con ello los *ingentes* recursos financieros y fiscales que el sector petrolero genera.

### *Restitución de reservas*

En lo referente al esfuerzo que pudiera lograrse para reponer las reservas extraídas se supondrán tres tasas alternativas de reposición:

1. La primera supone el nivel actual de casi 20 por ciento;
2. La segunda será similar a la de algún país exportador de crudo, como es el caso de Venezuela en donde la tasa de reposición es de poco más de 40 por ciento.
3. Por último se plantea la hipótesis de reposición de reservas de un país que no es exportador pero que ha modificado su modelo de organización petrolera y que tiene avances importantes en cuanto a la autosuficiencia de petróleo, es el caso de Brasil cuyo esfuerzo de reponer reservas supera ampliamente el de México al ser de más de casi 100 por ciento. (Véase gráfico 7.1)

#### *7.3.1 Escenario i.*

Como principio al planteamiento de las perspectivas sobre las reservas probadas de petróleo crudo, con la política de **mantener el nivel de producción** de 2005 (1,372 millones de barriles al año) y una tasa de restitución de reservas de 20 por ciento, las reservas pasaran de 13 670 millones de barriles en 2005 a 12 572 millones de barriles en el 2006, es decir, se habrían incorporado 274 millones de barriles. Bajo este esquema de producción, y a consecuencia de una baja restitución de reservas, en un monto que es 80 por ciento inferior a las extraídas, se conduciría a una situación de total agotamiento del recurso hacia el año 2017.

Continuando con el mismo nivel de producción y una tasa de restitución de reservas de 40 por ciento, la evolución de las reservas mejoraría considerablemente. Con esta tasa de restitución, la evolución de las reservas permitiría mantener el mismo nivel de producción

hasta el año 2021, cuando las reservas se ubicarían los 495 millones de barriles las cuales no alcanzarían para cubrir la producción supuesta de 1372 millones de barriles.

Una tasa de restitución de reservas de 100 por ciento, con el mismo nivel de producción de 2005 (demanda y exportaciones constantes), permitiría mantener constante del nivel de las reservas. Esta tasa de restitución permitiría añadir los 1372 millones de barriles al año por lo que bajo un nivel constante de producción de 2005 se garantizaría la disponibilidad de petróleo permanente, sin duda este un escenario poco probable.

El cuadro N. 7.4 muestra la evolución de las reservas con cada una de las tasas de restitución a un mismo nivel de producción. En las primeras cuatro columnas se muestra la evolución de la producción diaria con sus dos componentes (demanda y exportaciones) y la producción anual que sería la misma en todos los años. En los siguientes bloques de columnas se muestra la evolución de las reservas a las diferentes tasas de restitución, en la primera se muestra el resultado de descontar el nivel de producción y de sumar las reservas añadidas en cada uno de los años, la segunda columna muestra lo que hubiera quedado en caso de que no se hubieran añadido reservas y la tercer muestra el monto de reservas añadidas a cada una de las tasas. El último bloque muestra los años de disponibilidad de crudo a cada tasa de restitución. Cabe mencionar que esa estructura es la misma en la que están presentados los demás escenarios.

Desde luego que añadir cada vez más reservas o incrementar la capacidad productiva demandaría de una buena cantidad de inversiones que bajo el actual esquema fiscal y de Pidiregas es difícil de solventar, el tema sobre las inversiones será tratado más adelante una vez que se hayan presentado todos los escenarios prospectivos.

Cuadro 7.4 Escenario 1. Producción, demanda y exportaciones constantes a niveles de 2005

Año	Producción millones de barriles diarios	Demanda Interna millones de barriles diarios	Exportaciones mb/d	Producción millones de barriles al año (P)	Evolución de reservas probadas con:									Restitución		
					20% de reposición			40% de reposición			100% de reposición			20%	40%	100%
					Evolución de reservas (R) Millones de barriles	Reservas residuales (R-P)	Reservas incorporadas al año	Evolución de reservas (R) Millones de barriles	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año	Evolución de reservas (R) Millones de barriles	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año	Años de disponibilidad		
2005	3.76	1.98	1.78	1372.4	13670.0			13670			13670			10.0	10.0	10.0
2006	3.76	1.98	1.78	1372.4	12572.1	12297.6	274.5	12846.6	12297.6	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	9.2	9.4	10.0
2007	3.76	1.98	1.78	1372.4	11474.2	11199.7	274.5	12023.1	11474.2	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	8.4	8.8	10.0
2008	3.76	1.98	1.78	1372.4	10376.2	10101.8	274.5	11199.7	10650.7	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	7.6	8.2	10.0
2009	3.76	1.98	1.78	1372.4	9278.3	9003.8	274.5	10376.2	9827.3	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	6.8	7.6	10.0
2010	3.76	1.98	1.78	1372.4	8180.4	7905.9	274.5	9552.8	9003.8	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	6.0	7.0	10.0
2011	3.76	1.98	1.78	1372.4	7082.5	6808.0	274.5	8729.4	8180.4	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	5.2	6.4	10.0
2012	3.76	1.98	1.78	1372.4	5984.6	5710.1	274.5	7905.9	7357.0	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	4.4	5.8	10.0
2013	3.76	1.98	1.78	1372.4	4886.6	4612.2	274.5	7082.5	6533.5	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	3.6	5.2	10.0
2014	3.76	1.98	1.78	1372.4	3788.7	3514.2	274.5	6259.0	5710.1	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	2.8	4.6	10.0
2015	3.76	1.98	1.78	1372.4	2690.8	2416.3	274.5	5435.6	4886.6	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	2.0	4.0	10.0
2016	3.76	1.98	1.78	1372.4	1592.9	1318.4	274.5	4612.2	4063.2	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	1.2	3.4	10.0
2017	3.76	1.98	1.78	1372.4	495.0	220.5	274.5	3788.7	3239.8	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	0.4	2.8	10.0
2018	3.76	1.98	1.78	1372.4	-603.0	-877.4	274.5	2965.3	2416.3	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-0.4	2.2	10.0
2019	3.76	1.98	1.78	1372.4	-1700.9	-1975.4	274.5	2141.8	1592.9	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-1.2	1.6	10.0
2020	3.76	1.98	1.78	1372.4	-2798.8	-3073.3	274.5	1318.4	769.4	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-2.0	1.0	10.0
2021	3.76	1.98	1.78	1372.4	-3896.7	-4171.2	274.5	495.0	-54.0	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-2.8	0.4	10.0
2022	3.76	1.98	1.78	1372.4	-4994.6	-5269.1	274.5	-328.5	-877.4	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-3.6	-0.2	10.0
2023	3.76	1.98	1.78	1372.4	-6092.6	-6367.0	274.5	-1151.9	-1700.9	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-4.4	-0.8	10.0
2024	3.76	1.98	1.78	1372.4	-7190.5	-7465.0	274.5	-1975.4	-2524.3	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-5.2	-1.4	10.0
2025	3.76	1.98	1.78	1372.4	-8288.4	-8562.9	274.5	-2798.8	-3347.8	549.0	13670.0	12297.6	1372.4	-6.0	-2.0	10.0

Fuente: Cálculos propios en base a datos de reservas probadas y producción de México publicados en BP International Energy Review 2006.

### 7.3.2 Escenario 2.

Como se mencionó, en el segundo escenario el probable incremento de la producción obedecería únicamente al paulatino crecimiento de la demanda interna de crudo mediante el pronóstico de mínimos cuadrados ordinarios y bajo el supuesto de que el volumen de las exportaciones fuera igual al del 2005.

En este sentido, la demanda interna de crudo alcanzaría de 2.15 millones de barriles diarios en el 2006 y manteniendo constantes las exportaciones (en 1.78 mb/d)), la producción requerida sería de 3.93 millones de barriles diarios (más de 1 434 millones de barriles en el año). El continuo incremento de la demanda interna necesitaría de un crecimiento de la producción que oscilaría por encima de los 4 millones de barriles diarios hacia el año 2008 y esta tendencia creciente se mantendría hasta alcanzar los 4.73 millones de barriles diarios en el 2025. La tendencia creciente de la demanda y en el supuesto de que pudiera incrementarse la producción con una tasa de restitución de reservas de 20 por ciento volvería insuficiente la disponibilidad de crudo hacia el año 2016. Por otra parte si el esfuerzo por restituir reservas fuera de 40 por ciento, se prolongaría las reservas hacia el año 2020, mientras que una restitución de 100 por ciento todavía brindaría la posibilidad de prolongar el abasto de crudo, por lo menos más allá del horizonte planteado de 2025. Por supuesto, en todo caso primero tendrían que crearse las condiciones suficientes para alcanzar los niveles de producción que el incremento de la demanda provocaría, todo ello considerando que el nivel de las exportaciones se mantuviera intacto al nivel de 2005.

Así, se puede demostrar que mantener el nivel de restitución de 20 por ciento, el actual, apenas cubriría la demanda de crudo interno y el nivel de exportaciones de 2005 hacia el año 2016, un periodo que no parece de corto plazo.



Cuadro 7.5 Escenario 2: Exportaciones constantes (niveles de 2005) y evolución de la producción y de la demanda usando mínimos cuadrados ordinarios

Año	Producción millones de barriles diarios	Demanda Interna millones de barriles diarios	Exportaciones mb/d	Producción millones de barriles al año P	Evolución de reservas probadas con:									Restitución		
					20% de reposición			40% de reposición			100% de reposición			20%	40%	100%
					Evolución de reservas R	Reservas residuales (R-P)	Reservas incorporadas al año	Evolución de reservas	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año	Evolución de reservas	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año	Años de disponibilidad		
2005	3.76	1.98	1.78	1372.4	13670.0			13670			13670			10.0	10.0	10.0
2006	3.93	2.15	1.78	1434.5	12584.5	12297.6	286.9	12871.4	12297.6	573.8	13732.1	12297.6	1434.5	8.8	9.0	9.6
2007	3.98	2.2	1.78	1452.7	11440.6	11150.0	290.5	12018.0	11436.9	581.1	13750.3	12297.6	1452.7	7.9	8.3	9.5
2008	4.02	2.24	1.78	1467.3	10281.3	9987.9	293.5	11152.2	10565.3	586.9	13764.9	12297.6	1467.3	7.0	7.6	9.4
2009	4.07	2.29	1.78	1485.6	9111.2	8814.0	297.1	10279.2	9684.9	594.2	13783.2	12297.6	1485.6	6.1	6.9	9.3
2010	4.11	2.33	1.78	1500.2	7925.6	7625.6	300.0	9393.7	8793.6	600.1	13797.8	12297.6	1500.2	5.3	6.3	9.2
2011	4.16	2.38	1.78	1518.4	6729.2	6425.5	303.7	8500.9	7893.5	607.4	13816.0	12297.6	1518.4	4.4	5.6	9.1
2012	4.2	2.42	1.78	1533.0	5517.4	5210.8	306.6	7595.7	6982.5	613.2	13830.6	12297.6	1533.0	3.6	5.0	9.0
2013	4.24	2.46	1.78	1547.6	4293.9	3984.4	309.5	6681.7	6062.7	619.0	13845.2	12297.6	1547.6	2.8	4.3	8.9
2014	4.28	2.5	1.78	1562.2	3058.7	2746.3	312.4	5759.0	5134.1	624.9	13859.8	12297.6	1562.2	2.0	3.7	8.9
2015	4.32	2.54	1.78	1576.8	1811.9	1496.5	315.4	4827.5	4196.8	630.7	13874.4	12297.6	1576.8	1.1	3.1	8.8
2016	4.36	2.58	1.78	1591.4	553.4	235.1	318.3	3887.3	3250.7	636.6	13889.0	12297.6	1591.4	0.3	2.4	8.7
2017	4.4	2.62	1.78	1606.0	-716.8	-1038.0	321.2	2938.3	2295.9	642.4	13903.6	12297.6	1606.0	-0.4	1.8	8.7
2018	4.44	2.66	1.78	1620.6	-1998.7	-2322.8	324.1	1980.5	1332.3	648.2	13918.2	12297.6	1620.6	-1.2	1.2	8.6
2019	4.47	2.69	1.78	1631.6	-3293.0	-3619.3	326.3	1012.5	359.9	652.6	13929.2	12297.6	1631.6	-2.0	0.6	8.5
2020	4.51	2.73	1.78	1646.2	-4595.3	-4924.6	329.2	39.4	-619.0	658.5	13943.8	12297.6	1646.2	-2.8	0.0	8.5
2021	4.55	2.77	1.78	1660.8	-5909.3	-6241.5	332.2	-942.4	-1606.7	664.3	13958.4	12297.6	1660.8	-3.6	-0.6	8.4
2022	4.6	2.82	1.78	1679.0	-7234.3	-7570.1	335.8	-1931.6	-2603.2	671.6	13976.6	12297.6	1679.0	-4.3	-1.2	8.3
2023	4.64	2.86	1.78	1693.6	-8574.6	-8913.3	338.7	-2933.1	-3610.6	677.4	13991.2	12297.6	1693.6	-5.1	-1.7	8.3
2024	4.69	2.91	1.78	1711.9	-9925.8	-10268.2	342.4	-3942.0	-4626.7	684.7	14009.5	12297.6	1711.9	-5.8	-2.3	8.2
2025	4.73	2.95	1.78	1726.5	-11292.4	-11637.6	345.3	-4963.3	-5653.8	690.6	14024.1	12297.6	1726.5	-6.5	-2.9	8.1

Fuente: Cálculos propios en base a datos de reservas probadas y producción de México publicados en BP International Energy Review 2006.

### 7.3.3 Escenario 3

Para este escenario se advirtió un supuesto en el cual la capacidad productiva disminuiría en la misma tendencia que lo hizo entre 2005 y 2006 y se supuso también un crecimiento de la demanda interna pronosticado con el método de mínimos cuadrados ordinarios. El nivel de las exportaciones sería afectado por ambos supuestos pues disminuirían en la misma cuantía en que la producción lo hiciera y en el mismo nivel en que la demanda interna aumentara. En este sentido, la evolución de las exportaciones mantendría un decrecimiento acelerado hasta el 2015, año en el que las exportaciones dejarían de ocasionarse, con la consecuente pérdida de recursos financieros y de divisas que esto implicaría.

En cuanto a la evolución de las reservas y pese a la disminución de la producción, con una tasa de reposición de 20 por ciento, las reservas se agotarían en el 2020. Para el caso en que la tasa de restitución fuera de 40 por ciento, las reservas aun cubrirían la producción por un buen número de años. Desde luego, ante una producción en descenso y con una tasa de restitución de 100 por ciento, las reservas aguantarían para muchos años más.

Cuadro 7.6 Escenario 3: disminución de la capacidad productiva tendencia de 2006 (-3% anual), disminución de las exportaciones e incremento de la demanda interna pronosticado con mínimos cuadrados

Año	Producción millones de barriles diarios	Demanda Interna millones de barriles diarios	Exportaciones mb/d	Producción millones de barriles al año P	Evolución de reservas probadas con:									Restitución		
					20% de reposición			40% de reposición			100% de reposición			20%	40%	100%
					Evolución de reservas R	Reservas residuales (R-P)	Reservas incorporadas al año <i>md b</i>	Evolución de reservas	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año <i>md/b</i>	Evolución de reservas	Reservas residuales	Reservas incorporadas al año <i>md/b</i>	Años de disponibilidad		
2005	3.76	1.98	1.78	1372.4	13670.0			13670			13670			10.0	10.0	10.0
2006	3.65	2.15	1.5	1332.3	12564.1	12297.6	266.5	12830.5	12297.6	532.9	13629.9	12297.6	1332.3	9.4	9.6	10.2
2007	3.53	2.2	1.33	1288.5	11489.5	11231.8	257.7	12013.6	11498.3	515.4	13586.1	12297.6	1288.5	8.9	9.3	10.5
2008	3.42	2.24	1.18	1248.3	10450.7	10201.0	249.7	11224.5	10725.2	499.3	13545.9	12297.6	1248.3	8.4	9.0	10.9
2009	3.31	2.29	1.02	1208.2	9444.0	9202.4	241.6	10459.5	9976.2	483.3	13505.8	12297.6	1208.2	7.8	8.7	11.2
2010	3.2	2.33	0.87	1168.0	8469.5	8235.9	233.6	9718.5	9251.3	467.2	13465.6	12297.6	1168.0	7.3	8.3	11.5
2011	3.08	2.38	0.7	1124.2	7526.3	7301.5	224.8	9000.2	8550.5	449.7	13421.8	12297.6	1124.2	6.7	8.0	11.9
2012	2.97	2.42	0.55	1084.1	6618.9	6402.1	216.8	8309.6	7876.0	433.6	13381.7	12297.6	1084.1	6.1	7.7	12.3
2013	2.86	2.46	0.4	1043.9	5743.7	5534.9	208.8	7643.1	7225.6	417.6	13341.5	12297.6	1043.9	5.5	7.3	12.8
2014	2.74	2.5	0.24	1000.1	4899.8	4699.8	200.0	6999.3	6599.2	400.0	13297.7	12297.6	1000.1	4.9	7.0	13.3
2015	2.63	2.54	0.09	960.0	4091.7	3899.7	192.0	6383.1	5999.2	384.0	13257.6	12297.6	960.0	4.3	6.6	13.8
2016	2.52	2.58	-0.06	919.8	3315.7	3131.7	184.0	5791.1	5423.2	367.9	13217.4	12297.6	919.8	3.6	6.3	14.4
2017	2.41	2.62	-0.21	879.7	2571.8	2395.9	175.9	5223.2	4871.3	351.9	13177.3	12297.6	879.7	2.9	5.9	15.0
2018	2.29	2.66	-0.37	835.9	1859.3	1692.2	167.2	4677.9	4343.5	334.3	13133.5	12297.6	835.9	2.2	5.6	15.7
2019	2.18	2.69	-0.51	795.7	1182.6	1023.5	159.1	4160.3	3842.0	318.3	13093.3	12297.6	795.7	1.5	5.2	16.5
2020	2.07	2.73	-0.66	755.6	538.0	386.9	151.1	3666.8	3364.6	302.2	13053.2	12297.6	755.6	0.7	4.9	17.3
2021	1.96	2.77	-0.81	715.4	-74.4	-217.5	143.1	3197.4	2911.3	286.2	13013.0	12297.6	715.4	-0.1	4.5	18.2
2022	1.84	2.82	-0.98	671.6	-655.5	-789.8	134.3	2750.7	2482.0	268.6	12969.2	12297.6	671.6	-1.0	4.1	19.3
2023	1.73	2.86	-1.13	631.5	-1200.8	-1327.1	126.3	2331.6	2079.1	252.6	12929.1	12297.6	631.5	-1.9	3.7	20.5
2024	1.62	2.91	-1.29	591.3	-1714.0	-1832.3	118.3	1936.7	1700.2	236.5	12888.9	12297.6	591.3	-2.9	3.3	21.8
2025	1.5	2.95	-1.45	547.5	-2195.8	-2305.3	109.5	1564.4	1345.4	219.0	12845.1	12297.6	547.5	-4.0	2.9	23.5

Fuente: Cálculos propios en base a datos de reservas probadas y producción de México publicados en *BP International Energy Review 2006*.

El panorama de la relación *reservas/producción*, con la incorporación de supuestos más o menos realistas en cuanto a la reposición de reservas y a la evolución de la producción, prevé un agotamiento de reservas probadas, con una tasa de restitución de reservas 10 por ciento, en un lapso de 17 años para los escenarios 1 y 2, que son los más optimistas en cuanto a la evolución de la demanda, las exportaciones y la producción. El planteamiento de un escenario con un nivel inmutable de las exportaciones y de la demanda interna implica asumir un nulo crecimiento en el aprovisionamiento de las exportaciones mexicanas hacia el exterior y de la demanda nacional, bajo este supuesto y con una tasa de reposición de 10 por ciento (véase escenario 1 propuesto) las reservas durarían hasta el 2024.

#### 7.4 Capacidad productiva y escenarios propuestos.

El análisis y cálculo de la tendencia del consumo interno y su proyección arroja un crecimiento de la demanda interna de México de 2.6 millones de barriles diarios promedio anual entre 2005 y 2025. Dejando invariable el nivel de las exportaciones, respecto de la producción, el crecimiento de la demanda interna requeriría una producción de 4.7 millones de barriles diarios promedio anual en el periodo 2005 a 2025, la cual sólo se lograría si las reservas son restituidas más allá de las tasas de restitución propuestas.

En caso de mantener la tendencia de la demanda interna y de las exportaciones (véase escenario 2), la capacidad productiva del periodo 2005 a 2025 debería ser de 5.3 millones de barriles diarios como promedio anual para satisfacer la propuestas demanda externa e interna.

El caso en donde disminuye el nivel de las exportaciones (véase escenario 3) necesitaría una capacidad productiva de 4.7 millones de barriles diarios en el periodo estudiado.

#### 7.5 Las inversiones requeridas.

En los párrafos anteriores se mostró que la capacidad productiva y la disponibilidad de reservas son esenciales para satisfacer los niveles crecientes de demanda, tanto externa como interna. Al respecto, la Agencia Internacional de Energía (AIE, la agencia de energía de los países de la OCDE), sugiere que la pérdida de capacidad productiva y la creciente demanda inducirán a un aumento de las inversiones en el sector petrolero en todo el mundo.

De acuerdo con este organismo la exploración y el desarrollo dominarán la inversión en el sector petrolero representando más del 70 por ciento del total a lo largo del período 2001-2030<sup>80</sup>. Se necesitará alrededor de un cuarto de la inversión en el sector *upstream* (exploración y desarrollo) para satisfacer la creciente demanda. El resto será necesario para contrarrestar el descenso natural en la producción de los pozos que ya están en producción y aquellos que comenzarán a producir en el futuro. Siguiendo con la AIE los yacimientos *offshore* (mar adentro) representarán casi un tercio del aumento de la producción desde la actualidad hasta el 2030, pero ocuparán una mayor proporción de la inversión ya que su desarrollo es más costoso.<sup>81</sup>

La declinación de la capacidad productiva en México y la baja tasa de restitución apuntan a que sólo con grandes montos de inversión podría revertirse la situación, montos de los que PEMEX no dispone ya que las presiones presupuestarias del Estado restringen la cantidad de ganancias que el organismo puede reservar para propósitos de inversión y, por lo tanto, aumenta su necesidad de obtener préstamos. La capacidad de endeudamiento es para PEMEX cada vez más restringida y por lo tanto la posibilidad de contar con suficientes inversiones en exploración e incrementar la capacidad de producción es cada vez más limitada.

Bajo este escenario, tener una certeza razonable acerca del monto de las inversiones requeridas en México para explorar y desarrollar reservas toma la mayor relevancia. Conforme la actividad exploratoria y de extracción ha avanzado, la posibilidad de encontrar petróleo en campos terrestres disminuye, por lo tanto, la actividad exploratoria debe abocarse a buscar petróleo debajo del subsuelo de aguas profundas. Ante este hecho, no sólo la exploración encuentra mayores dificultades, también lo hacen la perforación, evaluación, producción y recuperación del petróleo.

La evolución de la innovación tecnológica en el ámbito de la exploración y desarrollo de petróleo ha avanzado, pero se requieren de una gran variedad de herramientas de ingeniería cuyo costo de adquisición o de arrendamiento resulta demasiado caro. Una enorme variedad de métodos como la gravimetría, la sísmica por reflexión, la interpretación preliminar de los registros e imágenes adquiridos durante la perforación, revisiones

<sup>80</sup> Global Energy Investment Outlook. International Energy Agency. OCDE. 2001 en [www.iea.org/Textbase/work/2003/](http://www.iea.org/Textbase/work/2003/)

<sup>81</sup> Ibid.

satelitales, interpretación detallada de los registros, modelos geológicos, direccionamiento de una barrena para maximizar el contacto del pozo con las formaciones productivas y toda una serie de tecnicismos forman parte de los costos de exploración, desarrollo y producción que necesariamente deben trasladarse a los requerimientos de inversión.<sup>82</sup>

Las características de cada yacimiento de petróleo propician diferentes costos en cada una de las etapas de que se compone la actividad petrolera. El mayor gasto se desempeña en las actividades de exploración y en desarrollo de los campos, a estos gastos les acompaña una buena cantidad de incertidumbre que hace aun más costosa su ejecución. Algunas de las dificultades que encontramos para realizar el cálculo de los costos globales de añadir *petróleo nuevo* a la capacidad productiva fueron los siguientes:

- En cada año se añaden o disminuyen tanto equipos exploratorios como de perforación o de desarrollo;
- El descubrimiento de campos es cada vez menos probable y la posibilidad de que contengan petróleo económicamente explotable puede ser, o no, limitada;
- De lo anterior se deduce que se erogan demasiados recursos en campos de desarrollo o de exploración que al final pueden resultar no productivos con lo cual una gran cantidad de dinero invertida en esos campos no es redituable.
- Los costos de la actividad petrolera son altamente riesgosos y resulta difícil obtener un costo promedio de cuánto cuesta añadir un barril de petróleo a la producción diaria.
- Además conforme avanza la etapa de explotación la presión natural que se ejerce en el pozo va disminuyendo por lo que es necesario incorporar tecnologías que aumenten la presión y seguirlo explotando. Por supuesto esas tecnologías demandan más inversiones cuyo monto dependerá de las características de cada pozo.

Ante esas restricciones, resulta extremadamente difícil estimar exactamente el costo de añadir un barril de petróleo a la producción diaria. No obstante, PEMEX ejecuta sus operaciones de exploración y desarrollo a través de *contratos de obra pública*,<sup>83</sup> es decir

<sup>82</sup> Para una revisión detallada sobre los métodos de exploración, desarrollo y producción véase Christie A. *Soluciones submarinas*, (2000) Oilfield Review 11, n. 4, en línea.

<sup>83</sup> Nota: el resumen de los contratos de obra pública así como sus montos se localizan en el anexo de esta tesis.

con la incorporación de capitales privados a las actividades que constitucionalmente están reservados al gobierno. Las licitaciones y los montos de estos contratos, son publicados por PEMEX y son una importante herramienta en la que basamos el cálculo aproximado de añadir un barril de petróleo a la producción diaria. Cabe señalar que se utilizaron los montos entre el 2005 y 2006 para estimar el costo del probable incremento de la capacidad productiva.

Antes de avanzar hacia la explicación del cálculo, conviene mencionar que las operaciones de PEP se realizan en cuatro regiones las cuales requieren distintos montos de capital para su funcionamiento. Por lo tanto, en el cálculo consideramos el monto de capital invertido en y el porcentaje que aportan a la producción total de crudo. De esta manera se obtuvo el costo diario de incrementar en un barril la producción de cada región. En torno a la producción supuesta, se utilizó la tasa de crecimiento promedio de la producción diaria de crudo del periodo 1980-2005, la tasa resultante fue de dos por ciento. Utilizando esa tasa promedio, supusimos un aumento de la producción de 2005 de aproximadamente 3. 759 millones de barriles diarios a 3. 850 millones de barriles diarios en 2006, es decir 910 mil barriles *diarios* más. Lo que en el año resultaría una producción adicional de 33.2 millones de barriles.

Para obtener el costo de la producción diaria añadida, se dividió la producción *diaria* esperada entre el monto diario del capital contratado por PEMEX en cada una de las regiones. Finalmente, el promedio de los resultados por región es el costo estimado de explorar, desarrollar y producir un barril diario adicional de petróleo diario.

**Cuadro 7.7 México: Costo de adicionar un barril de petróleo a la capacidad productiva diaria.**

Región	Producción Anual esperada entre 2005 y 2006 (millones de barriles al año) en base a tasa de crecimiento promedio del periodo 1980-2005	Monto anual para lograr la producción esperada (millones de dólares)	Producción Diaria esperada (miles de barriles diarios) (A)	Monto Diario de (millones de dólares) (B)	Monto por barril (dólares por barril) (B/A)
Región Marina (noroeste y suroeste) 80%	26,857	280, 164, 740	73.35	767,574	10,464

Región Sur 17%	5,737	44,662,274	15.75	122362	7,769
Región Norte 3%	1,007	7,966,648	2.75	21,826	7,936
Total	33,572	332,793,662	91.9	911,763	10,019
<b>COSTO PROMEDIO DE LA ADICIÓN DE UN BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO DIARIO</b>					<b>8,723 dólares</b>

Fuente: cálculos propios en base a *contratos de obra pública* y producción de crudo de 2005.

De acuerdo con nuestros cálculos, el monto de capital que se requiere para añadir un *barril diario* de petróleo a la capacidad productiva de México es de 8 mil 723 dólares. Lo cual implica que, si hay que aumentar la capacidad productiva en 910 mil barriles diarios, se deben invertir ( $8,723 \times 910,000 = 7,937$  millones de dólares) en el período. Es decir poco más de 10 mil millones al año, eso sin considerar los montos requeridos para mantener la producción actual, de aproximadamente unos 37 millones de dólares anuales.

Ante este panorama y considerando las proyecciones de los diferentes escenarios de nuestra investigación, para satisfacer las demandas interna y externa en el periodo 2005-2025 la inversión requerida promedio anual, en el caso en que la producción deba satisfacer la tendencia creciente de la demanda (externa e interna), la producción actual de 3.7 millones de barriles diarios debería incrementarse en 1.6 millones de barriles diarios para alcanzar los 5.3 millones que ambas demandas suponen, es decir que en un promedio de veinte años se requeriría un monto de inversión de 13 mil novecientos millones de dólares anuales, casi doscientos ochenta mil millones de dólares en el periodo 2005 a 2025. Si por otro lado se disminuye paulatinamente el nivel de las exportaciones para satisfacer sólo la demanda interna, la producción deberá alcanzar 4.75 millones de barriles diarios en el periodo de 2005 a 2025, es decir 1.05 millones de barriles diarios, lo cual sugiere que se demandarán aproximadamente 9 mil ciento sesenta millones de dólares anuales y cerca de ciento ochenta y cuatro mil millones de dólares en todo el periodo. Ninguna de las dos alternativas parece barata y si consideramos lo prolongado que resulta hacer redituables los yacimientos de crudo, la política petrolera de dejar sin dinero a PEMEX será cada vez mas irracional. Los mecanismos de regulación a los que está sujeto PEMEX por parte de la Secretaría de Hacienda deberán ser más conscientes de lo costoso que resulta seguir difiriendo las inversiones. Evidentemente la inversión record de los últimos seis años de 10 mil dólares anuales, es decir 1666 millones de dólares anuales en exploración y desarrollo, resultaría insuficiente para los montos de inversión requerida en los escenarios propuestos.



Lo anterior sugiere que la disponibilidad de petróleo resulta cada vez más costosa y si las restricciones económicas y fiscales siguen privando en PEMEX será muy complicado que se logre llegar a esos niveles de producción, todo ello sin contar que el nivel de las reservas también tendría que incrementarse notablemente.

### ***7.6 El government take en el futuro***

El cálculo de la renta petrolera presentado en el Capítulo 5 fue de aproximadamente 433 mil millones de pesos (unos 40 mil millones dólares), lo cual indica que PEMEX tendría suficiente dinero para hacer frente a las inversiones requeridas en los escenarios planteados.

Sin embargo la presión fiscal restringe de manera vigorosa esos recursos. Para la Secretaría de Energía las inversiones requeridas son de: “48 mil millones de dólares de 2001 al 2006 de las cuáles el gobierno solo puede financiar el 54 por ciento, es decir de los 9 mil seiscientos millones de dólares por año requeridos, el gobierno financiaría 5 mil cien millones”.<sup>84</sup> En caso de que las proyecciones de inversión requeridas de la Secretaría de Energía se cumplieran se prevé un déficit de tales inversiones en las actividades de exploración y producción de 44 por ciento. En cambio si se cumplen nuestros escenarios, el gobierno sólo podría cubrir el 26 por ciento de las inversiones requeridas con una producción creciente y el 55 por ciento en caso de que disminuyan las exportaciones, es decir, se tendría un déficit de inversión de 74 y 45 por ciento respectivamente. Estos requerimientos de inversión refuerzan la disyuntiva planteada entre permitir el acceso de capitales privados, que suplan el déficit, o la de implementar una reforma fiscal en la que el Estado no extraiga más la renta de PEMEX permitiendo su autonomía, para lo cual requeriría de la reducción del gasto o de la obtención de recursos financieros de otras alternativas fiscales.

Si los pronósticos de la EIA de producción y de precios se cumplieran, los ingresos de PEMEX podrían variar enormemente, asimismo government take cambiaría radicalmente en cada uno de los escenarios y podría ser o no un incentivo que motive el cambio del modelo del sector petrolero de México. Por ejemplo si se cumpliera el pronóstico de referencia de la EIA, y se mantuviera la misma proporción de government take de 2005 (40 mil millones de dólares aproximadamente) el gobierno podría dejar a PEMEX más de 47 mil millones de dólares en el primer año como parte del contract take. Si bien a lo largo del

<sup>84</sup> Programa Sectorial de Energía, *Programa Sectorial de Energía 2001-2006*.

periodo la parte del contract take tiende a disminuir, se generarían los suficientes recursos para hacer frente con capital propio a las necesidades del sector. Incluso si se cumple el perfil de bajo precio, PEMEX podría obtener una buena cantidad de recursos para financiar sus inversiones. Y lo mismo ocurriría si se cumple el escenario de precios altos

Cuadro 7.8 Escenario de Referencia de la EIA

	Precio Dólares por barril	Producción Diaria Millones de barriles	Producción Anual Millones de Barriles	Precio * Producción Anual	Diferencia con Government Take de 2005 (40 mmdd)
2006	61.8	3.9	1423.5	87903.7	47903.7
2007	59.5	3.9	1423.5	84683.2	44683.2
2008	57.2	3.9	1423.5	81463.3	41463.3
2009	54.2	4.0	1460.0	79148.8	39148.8
2010	51.2	4.0	1460.0	74745.6	34745.6
2011	48.5	4.0	1460.0	70782.7	30782.7
2012	46.2	4.1	1496.5	69167.3	29167.3
2013	45.0	4.1	1496.5	67361.9	27361.9
2014	44.4	4.2	1533.0	68080.2	28080.2
2015	44.6	4.2	1533.0	68388.3	28388.3
2016	44.8	4.3	1569.5	70334.1	30334.1
2017	45.2	4.3	1569.5	70974.2	30974.2
2018	45.6	4.4	1606.0	73300.2	33300.2
2019	46.0	4.4	1606.0	73955.3	33955.3
2020	46.5	4.5	1642.5	76326.9	36326.9
2021	47.1	4.6	1679.0	79050.2	39050.2
2022	47.7	4.6	1679.0	80098.8	40098.8
2023	48.3	4.7	1715.5	82911.5	42911.5
2024	48.9	4.7	1715.5	83961.0	43961.0
2025	49.6	4.8	1752.0	86841.6	46841.6

Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA.

Una u otra solución demandan de la creación de acuerdos y de profundas reflexiones de cada uno de los actores vinculados con la renta petrolera en donde se privilegie el crecimiento y modernización de la capacidad productiva de PEMEX, pero además sugiere la creación de un alto grado de consenso en torno a priorizar la restitución de las reservas y su prolongación, con el fin de mantener la producción y asegurar su abasto por el mayor tiempo posible. Todo ello involucra no una sino varias reformas políticas que se deberán atender en diferentes arenas lo que complica aun más su realización. En el siguiente

capítulo se muestran las distintas perspectivas de los actores relevantes en torno a esta cuestión y se dilucidan las arenas de política en donde el problema de PEMEX podría ser discutido.

### ***Conclusiones al capítulo***

En este capítulo hemos visto el efecto de la política petrolera aplicada en México. El resultado de esa política es una magra reposición reservas que es la base para que la actividad petrolera se desarrolle. El planteamiento de escenarios en cuanto a la producción y al esfuerzo de incorporación de petróleo nuevo, muestra que se está ante una grave situación de posible agotamiento de las reservas probadas. De no concretarse una política de Estado que incida en la reclasificación de las reservas probables y posibles a probadas, la actividad petrolera y los recursos fiscales que genera se pondrán en riesgo. Hemos visto que las inversiones que se requieren para explorar, desarrollar y producir un barril de petróleo al día son muy grandes. La posición de mantener sin recursos a PEMEX, concatena la posibilidad de que otros actores, además de PEMEX, arriben a la industria petrolera mexicana, lo cual sería motivo de una amplia discusión y de reflexiones desde todos los ámbitos políticos, sociales y económicos.

## **Capítulo 8. ¿Hacia la apertura de las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos mexicanos?**

En los capítulos que anteceden a este último, se mostró que el deterioro en el nivel de reservas probadas y de la capacidad productiva plantea el agotamiento del modelo que se instauró en México para la organización de la exploración y producción (E&P) de hidrocarburos a partir de la nacionalización, y más concretamente a partir de 1980 cuando se privilegió el petróleo como fuente de divisas y recursos fiscales. La ruptura de la integración vertical de la industria mexicana de los hidrocarburos a través de la autorización a capitales privados en la distribución, almacenamiento y comercialización de gas natural, la privatización de la petroquímica y las alianzas con empresas extranjeras para la refinación de crudo, marcaron la pauta que advierten una *especie* de desmonopolización de sector petrolero. Pese a las reformas, no se frenó el agudo retraso de la industria que se refleja en la disminución acelerada de las reservas probadas, en una producción que disminuyó después de una tendencia creciente por más de diez años y en el deterioro financiero de PEMEX al que se suma un endeudamiento en el corto y en el largo plazo. Asimismo, el régimen fiscal que se aplica no es coherente con las estrategias de inversión de PEMEX porque drena por completo las ganancias de la empresa, marginando así las posibilidades de inversión y de crecimiento. De lo anterior se desprenden al menos cuatro preguntas:

¿Qué alternativas financieras existen para que se renueven las reservas y se consolide la salud financiera de PEMEX?

-¿Es sostenible el status quo de la industria petrolera mexicana?

-¿Es factible una reforma fiscal que implique la reducción de la renta petrolera para el Estado y otros grupos sociales?

-¿Es factible implementar un proceso de apertura con participación del sector privado en las actividades *upstream* modificando el régimen de propiedad, o que dé tal reforma sin modificar el régimen de propiedad?

En el ánimo de contestar esas preguntas, este capítulo que antecede a las conclusiones, además de estimular la discusión del actual modelo de producción petrolera en México y de proponer el diálogo de los actores relevantes a fin de obtener consensos respecto a las necesidades de reformas y las direcciones que éstas podrían tomar, pretende esbozar una

alternativa que permita mayores cantidades de inversión que fortalezcan y prolonguen las condiciones de la industria petrolera mexicana. El capítulo se divide en cuatro apartados. La primera parte presenta algunas reflexiones de la privatización que fue una tendencia en Latinoamérica después de la crisis de los ochenta.

La segunda parte esgrime sobre una urgencia de renovar el modelo de organización petrolera en México. En la tercera y cuarta sección se presentan las principales características del status quo y cuál es la factibilidad política para que se dé un cambio de éste.

### 8.1 La tendencia privatizadora

Mientras que en México las actividades de E&P están vedadas al capital privado, en la industria petrolera internacional se hacen presentes *nuevas reglas*, en particular para las actividades E&P, orientadas hacia la creación de marcos más flexibles de regulación y la reducción de los impuestos que los gobiernos cobran a las empresas petroleras multinacionales.

En general, esta es una tendencia concordante con lo que se presentó en los demás sectores de la economía en donde se le dio mayor preponderancia al sector privado no solo en la provisión de bienes y ciertos servicios sino en la creación de infraestructura y en la acumulación de capital humano (Burki, 1999)

Después de la crisis de la deuda de los años ochenta, y en el marco de las reformas estructurales se desencadenó en México y en el resto de América Latina la aplicación de las propuestas de políticas orientadas hacia el Ajuste Estructural y la Estabilización Económica, basadas en los lineamientos de los organismos multilaterales que Burki (1999) sintetiza en:

1. la liberalización de la economía (desregulación y apertura), y
2. la redefinición del papel del Estado (privatización y focalización).

En el caso de los hidrocarburos se utilizó, entre otros factores, la caída del muro de Berlín y el derrumbe del campo socialista para impulsar la privatización de las empresas publicas petroleras (Boué, 2002). Se había logrado al fin demostrar que "... la era del dominio de la *ideología* sobre la *racionalidad económica* había llegado a su fin" (Boué, 2002:2). Por otra parte, los cambios en el mercado mundial, especialmente el aumento en la oferta OPEP, indujeron cambios radicales en la política de la OPEP (Puyana et al 1997).

“La mayoría de los países exportadores considera ahora que *para ampliar esa capacidad productiva se requiere de la participación de capitales privados*, sobre todo provenientes del exterior” (De la Vega, 2003:13).

La *privatización o la incorporación de capitales privados* en las empresas públicas fue presentada como la solución óptima de la ineficiencia del sector público y la vía para reducir el gasto y el déficit públicos. De esta suerte, se “estaría construyendo una nueva estructura en beneficio de la economía global, en esa estructura los intereses de los países consumidores y de las compañías petroleras internacionales vuelven a predominar en detrimento de los países productores exportadores” (Mommer, 2002:196). Es por ello que la nueva estructura “cambiaría el papel de las compañías petroleras nacionales de recolectoras de impuestos para sus Estados a promotoras de la inversión extranjera con bajos niveles de imposición fiscal” (Mommer, 2002:196).

En el caso de México, el proceso de privatización adquirió diversas modalidades según el sector de que se tratara y en el sector petrolero “específicamente las tendencias privatizadoras en el ámbito de la E&P petrolera, ha sido el más lento, el más complejo y el de mayores dificultades, tanto internas como externas” (Álvarez, 1997:9).

Cabe hacer algunas precisiones sobre la apertura y la privatización. En términos de varios autores “una apertura no necesariamente es sinónimo de privatización, entendida como la venta de activos públicos, es decir, una apertura petrolera puede ser compatible con el mantenimiento de los derechos de propiedad a favor de la nación de los recursos del subsuelo” (Puyana 2005), (De La Vega 1999) (Mommer 2002). En torno a estos dos conceptos la teoría puntualiza dos aspectos esenciales: la orientación política y la orientación económica (Madet, 2000).

#### *La orientación política*

La privatización puede ser transferir de forma permanente de las empresas públicas, por medio de otorgamiento de títulos o por contratos de gestión concesiones arrendamiento etc. Alternativamente puede ser la abolición del monopolio privado Brodtkin (1993) Así, “la privatización también tiene implicaciones directas sobre los límites del Estado e implicaciones indirectas sobre la distribución del poder político, los beneficios sociales y los valores” (Brodtkin, 1993:52)

Desde una óptica política, las privatizaciones pueden ser de tres tipos en el sentido político: *pragmática*, *táctica* y *sistémica*, (Feigenbaum, 1999). La primera se presenta como solución a problemas inmediatos. Por ejemplo, la necesidad inmediata de recursos financieros a veces justifica este tipo de privatización. Para ello la privatización aparece como una solución administrativa para un problema funcional. A tal efecto es un cambio en la organización de alcanzar ciertos objetivos.

Mientras que la primera ocurre en áreas despolitizadas, la privatización *táctica* ocurre en áreas que son *totalmente politizadas*, es decir, es más utilizada por el oportunismo político. Por ejemplo en el Reino Unido y Francia, las primeras razones de las privatizaciones eran la necesidad de una plataforma de los partidos de los conservadores para distinguirse de los socialistas (Feigenbaum, 1999)

La privatización *sistémica* puede tomar, por una parte, la forma de cambios transitorios en a) la capacidad de movilizar los intereses; b) los valores, culturas y las expectativas y, por la otra, cambios, reestructuración (legal, política y económica) no transitoria en los arreglos institucionales de la sociedad. La privatización crea nuevos intereses los cuales influirán en las instituciones políticas cuando las políticas públicas las amenacen o cuando su influencia política pueda generar nuevas oportunidades de ganancia.

La desmonopolización de PEMEX desde el punto de vista político no puede encasillarse en una sola de las tres formas de privatización enunciadas.

Si bien en este trabajo se afirmó el carácter político de la industria petrolera mexicana y que la privatización pragmática, como dice Feigenbaum, no aparece en áreas politizadas, la desmonopolización de PEMEX se asemeja a la privatización pragmática, toda vez que las reformas aperturistas de 1995 en materia de gas natural y de gas licuado de petróleo, se presentaron como la única forma de resolver la falta de recursos financieros para que PEMEX pudiera enfrentar una demanda creciente de este combustible. La apertura en el transporte, distribución y almacenamiento de gas, tendría como objetivo fundamental “complementar los esfuerzos de PEMEX para incrementar la disponibilidad de gas natural .... permitiendo la participación de los sectores social y privado de la economía en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas”.<sup>85</sup> En este sentido, la

---

<sup>85</sup> Exposición de motivos de la iniciativa que reforma la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo petrolero, en Diario oficial de la federación mayo de 1995.

apertura a capitales privados adquiere la forma pragmática de privatización, pues obedece a necesidades inmediatas de falta de recursos y a un problema meramente funcional.

En lo referente al aspecto *táctico* y según los argumentos del gobierno, la desmonopolización respondió a:

1. El aumento en las importaciones de gas.
2. Reactivar la producción de gas no asociado en cuencas estrictamente gasíferas, como la de Burgos, para reducir las importaciones.
3. Los compromisos internacionales adquiridos con motivo de la crisis financiera de 1995, que se resolvió, con el apoyo del gobiernos de EUA y la firma del Oil Proceess Facility Agreement (OPFA), en el cual se usaron los ingresos petroleros como colateral del préstamo otorgado a México. El país se obligó a privatizar la generación eléctrica y la petroquímica, compromiso no del todo satisfecho (Rousseau 2006).

En este sentido, la desmonopolización se justificó tácticamente porque, al elevarse el número de agentes económicos en el transporte de gas se reducirían los costos y crecerían los beneficios para PEMEX y los consumidores” Rousseau I (2006). Es probable que el énfasis en estos beneficios haya sido la herramienta táctica más importante en el momento en que se llevó dicha reforma la cual de acuerdo a Olea (2005), fue la primera en la cual hubo consulta pública a usuarios, inversionistas potenciales, instituciones financieras y académicas y a agencias reguladoras internacionales. No obstante, el trasfondo de los acuerdos que se firmaron con los Estados Unidos sugiere que los cambios obedecieron a una creciente demanda y una reducida oferta por parte de PEMEX y a presiones externas. La decisión de la apertura implicó abrir a la inversión privada el sector *downstream*, y reservar a PEMEX las actividades *upstream* (Rousseau 2006).

El aspecto sistémico de la privatización se manifiesta en la redefinición de las atribuciones del Estado que se concretan a través de PEMEX. La reforma dio vía libre al establecimiento de normas regulatorias que estuvieron enfundadas en la Comisión reguladora de Energía (CRE) y propició el cambio de un monopolio estatal a un monopolio privado. “Un sistema de transporte o de distribución de gas natural por ductos se considera un monopolio natural, ya que un usuario no tendría ningún otro medio para conseguir el combustible... por lo mismo una vez que realiza instalaciones para consumir gas natural se



vuelve usuario cautivo dependiente de un solo proveedor.” (Manzo, 1996) y (Estrada, 2004). De esa forma, el carácter de la privatización sistémica aparece en la desmonopolización de PEMEX pues se crearon condiciones *no transitorias* en cuanto al mercado del gas natural y aparecieron nuevos actores e intereses que, aunque de manera leve, modificaron el status quo de la industria petrolera de México. En este sentido, lo que se planteó fue una privatización justificada por argumentos pragmáticos que escondían razones tácticas: abrir la actividad gasífera al capital privado, evitando el debate de la reforma constitucional.

### 8.2 Urgencia de una reforma en la industria petrolera mexicana

Se ha advertido las reservas probadas de crudo al ritmo de producción actual alcanzan para 10 años, horizonte que sólo es probable si se soslaya que el desarrollo de nuevas tecnologías, o la disminución de la demanda interna y externa podrían revertir esa tendencia y prolongar la vida útil de las reservas más allá de lo esperado. Es poco probable que se presente una *aceleración* en el ritmo de la producción debido a la declinación de Cantarell (ver capítulo 6), y como la demanda tiene una tendencia creciente, será necesario revertir la tendencia de la producción, lo que requiere inversiones muy superiores a las que realiza PEMEX. Esas inversiones no son posibles bajo el actual régimen fiscal al que PEMEX está sometida y tampoco es factible que las cubra la iniciativa privada por el dispositivo constitucional que limita las reservas al Estado ¿Es factible lograr esos objetivos sin una reforma a fondo?, sobre todo si consideramos algunos aspectos muy importantes de la industria petrolera:

1. Las escalas de tiempo de inversión, a menudo no se miden en años sino en décadas. Por ejemplo en el Mar del Norte transcurre un lapso promedio de siete años entre el momento de realizar los gastos de exploración iniciales y la toma del compromiso para desarrollar un descubrimiento. Transcurren otros tres o cuatro años más en comenzar la producción y luego los campos producen por unos veinte años en promedio para ser abandonados (Baker, 1995)

2. En el ámbito de la E&P abundan los riesgos y la incertidumbre por lo que para priorizar las inversiones deben considerarse las tasas de interés de los bancos, el valor del dinero en el tiempo y los precios futuros del crudo. Si las tasas de

interés son altas se reduce la posibilidad de realizar inversiones en E&P. Por otro, un proyecto de inversión en E&P implica tomar en cuenta el *valor del dinero*, esto es, la idea de que una cantidad de dinero recibida en algún momento en el futuro, vale menos que la misma cantidad recibida hoy.

Las reformas que se llevaron a cabo en los noventa no resarcieron el bajo nivel de las reservas y existen factores que hacen suponer que la capacidad productiva tenderá a disminuir, por la declinación de Cantarell (Rousseau, 2006) y (Shields, 2005).

En casi todo el mundo, la posibilidad de encontrar petróleo en tierra o en aguas someras ha disminuido. Al respecto, Lajous (2006) sugiere que la versión acerca de la baja posibilidad de encontrar petróleo en tierra en México y que sólo existe petróleo en aguas profundas en tirantes que van de 500 a 3000 metros se puede poner en duda. Varias alternativas pueden ampliar las reservas en tierra, como la recuperación secundaria o terciaria, la reubicación de pozos en estratos profundizando las perforaciones y manteniendo e multiplicando el número de pozos o instalar sistemas de bombeo para reclasificar las reservadas de probables en probadas (Lajous, 2006). El tropiezo radica en la renuencia de la Secretaría de Hacienda y del Congreso de aprobar oportunamente los recursos necesarios (Lajous, 2006)

Sea como fuere, las cuestiones técnicas de la posible explotación en zonas terrestres y aguas someras se encuentran subordinadas a los acuerdos con la Secretaría de Hacienda y los arreglos políticos que puedan darse en el Congreso. Mientras tanto, existe una opinión generalizada de que la exploración debe hacerse en aguas profundas, en ese caso, si esa es la opinión que prevalece, la búsqueda de petróleo deberá hacerse en condiciones más adversas lo cual implica que se demandarán *nuevas y más caras tecnologías* no sólo para encontrar los yacimientos sino también para explotarlos. La exploración en aguas profundas es exigente en inversión, capacidad de ejecución y tecnologías (Baker, 2007). Con el actual modelo, resulta complicado cumplir con las tres prerrogativas que Baker menciona y pone en entredicho la viabilidad del modelo adoptado en la industria petrolera mexicana.

Ante esto, se plantea la posibilidad de que el Estado mexicano se asocie con empresas con mayor experiencia y conocimiento tecnológico en la exploración, explotación y desarrollo de crudo en aguas profundas. Una de las modalidades de contratación que la literatura sugiere son los llamados *contratos de riesgo compartido*, son muy conocidos en

todo el mundo del negocio petrolero y es una modalidad contractual para la exploración, localización, perforación y explotación de recursos naturales que se encuentran en el subsuelo de un determinado país. Consiste en asignar la responsabilidad de las inversiones y los riesgos de explotación petrolera, a la empresa contratista. Dependiendo del éxito que se tenga en la exploración y producción del hidrocarburo, el contratista podrá recuperar sus inversiones. El pago que recibe el contratista puede ser a través del pago en efectivo o la entrega de petróleo, lo que se denomina pago en especie (*royalty in kind*). De este modo el atractivo radica en que mientras *más localice, más extraiga y produzca el contratista independiente, mayor será su beneficio*” (Johnston, 1999). En el caso de México ese tipo de contratos no pueden establecerse, porque, como vimos en el Capítulo 3, las reservas pertenecen a la nación y por ende, el petróleo que extraiga un privado no puede ser adjudicado a su nombre. Por esta razón los contratos de servicios múltiples son los que han prevalecido en México, pues este tipo de contratos implica el pago en efectivo y no en especie.

En el problema de las inversiones de PEMEX yacen más las cuestiones políticas que las técnicas y económicas propias del sector, y la Constitución que prohíbe los contratos riesgo. Es decir, la necesidad de inversiones en el sector petrolero considera más los intereses y las estrategias de los actores que han politizado la industria petrolera por encima de las necesidades propias del sector y, por ende, en deterioro del mismo. Cualesquiera que sean las palabras que se utilicen para transmitir la idea, lo realmente urgente es adoptar medidas que permitan el control político e incluso jurídico a la capacidad del gobierno para limitar los derechos de propiedad sobre las actividades petroleras, y que redundan en la imposibilidad de que PEMEX pueda financiar sus inversiones con recursos propios. La instauración de un nuevo modelo debe considerar los intereses de cada uno de los actores que giran alrededor de la renta petrolera cuya conciliación no sólo depende de la reforma del modelo de la industria petrolera sino de otro tipo de reformas como la fiscal.

Un nuevo modelo de la industria petrolera implica plantear la privatización o la apertura, o la reforma fiscal que provea autonomía financiera a PEMEX y la necesidad de que el Estado acceda a otros recursos financieros y saber cuáles serían las consecuencias en cada uno de los ámbitos que se ven beneficiados por la renta petrolera directa o

indirectamente, y las ganancias globales de la Nación determinadas por la posibilidad de encontrar *petróleo nuevo*, es decir restituir reservas.

### 8.3 El difícil cambio del *Status Quo* de la industria petrolera mexicana.

Como se ha mencionado, en el ámbito internacional se producen cambios de liberalización y de integración internacional en el que ha prevalecido la apertura hacia los capitales privados en las áreas *upstream* de la industria petrolera internacional y presionan el cambio en PEMEX., “México y su empresa estatal, no pueden permanecer indiferentes a estos cambios” (García (1999:1). En concordancia en este trabajo se analizan los cambios necesarios y viables de la industria petrolera mexicana. Ello implica dos posibles escenarios en el que intervienen diversos actores políticos con intereses diferentes, quizá hasta antagónicos:

1. Permitir que PEMEX se asocie con capitales privados para explotar petróleo crudo, para lo cual requeriría de una reforma constitucional, en los artículos 27 y 28. En caso de que se permitiera, se requeriría una segunda reforma que tiene que ver con el nivel del *government take* que en México se capta y por lo tanto con el régimen fiscal especial de la industria petrolera, que debería ser modificado para que las empresas privadas accedieran a invertir de manera conjunta con PEMEX.
2. Modificar el régimen fiscal especial de PEMEX para que cuente con suficientes recursos para su modernización y la reproducción de los principales tópicos del sector petrolero (producción y reservas). Esta medida implicaría el cambio en la política de gasto del gobierno, o en otro lado, la implementación de una reforma fiscal que permita elevar el nivel de los ingresos fiscales no petroleros, o una combinación de las dos.

En el primer caso, PEMEX podría llevar a cabo alianzas estratégicas que le permitan optimizar su producción y elevar el nivel de las reservas, pero tendría consecuencias importantes en el nivel de los ingresos del gobierno, por la disminución del *government take*, que representa el 110 por ciento de los ingresos netos de PEMEX. Deberán darse dos puntos de acuerdo: disminuir el gasto de gobierno y sustituir los recursos petroleros con otros ingresos tributarios.

Si se instrumentase una reforma fiscal del segundo tipo, ampliando la autonomía empresarial, PEMEX no serían necesarias las alianzas estratégicas, dependiendo de si los recursos liberados son suficientes para las necesidades empresariales.

Una y otra alternativa modificaría el *status quo* de la industria petrolera y las dos demandarían cambios en la política fiscal, por el lado de los ingresos y del gasto.

### *Modificación del Status Quo*

El marco de referencia utilizado para plantear el movimiento del actual status quo de la industria petrolera será el de los jugadores de veto (*veto players*) planteado por Tsebelis (2002) “los jugadores de veto son actores individuales o colectivos cuyo acuerdo es necesario para modificar la legislación y el status quo.” Tsebelis (2002) La presencia de una gran cantidad de *jugadores de veto* hace más difícil la modificación del status quo. Estos factores restringen el *conjunto-ganador* (*winset*) de políticas que pueden reemplazar al status-quo. El tamaño de este conjunto-ganador tiene importantes consecuencias para la estabilidad de las *políticas públicas*. Cuando el conjunto es pequeño tiende a haber mayor estabilidad de políticas. *Ceteris paribus*, el conjunto-ganador es más pequeño a medida que: el número de jugadores con veto aumenta, su polarización aumenta, y su cohesión interna se incrementa sigue Tsebelis (2002).

De esta manera, identificaremos primero *el número de jugadores con veto y lo que pueden o no hacer*, que giran en torno a la renta petrolera. La separación de poderes constitucional determina el número de jugadores institucionales con veto Tsebelis (2002). Por ejemplo, el sistema presidencialista tiene un jugador con veto más que el parlamentario (el presidente); el federalismo implica más jugadores con veto; el número de cámaras legislativas equivale a jugadores con veto; la independencia del poder judicial, del banco central y de las agencias reguladoras agrega jugadores con veto en ciertas áreas. Asimismo existen actores *políticos* que constituyen jugadores con veto (no institucionales) por ejemplo aquellos partidos necesarios para lograr una mayoría legislativa. La fragmentación y polarización del sistema político, determinadas en parte por el sistema electoral, son factores determinantes en este sentido Tsebelis (2002).

El traslado hacia un nuevo modelo de la industria petrolera pretende aplicar esta literatura al análisis y al proceso de implementación de la apertura o de la reforma fiscal

que permita a PEMEX autonomía y al Estado allegarse de recursos financieros diferentes a los petroleros.

*A) Identificación de los jugadores con veto institucional*

Para identificar a los jugadores con *veto institucional* se propone identificar cuáles son los actores con capacidad de llevar a cabo propuestas y quiénes pueden oponerse bajo el marco estrictamente legal y constitucional.

La Constitución mexicana *sólo concede formalmente facultad de veto al Presidente*. Desde 1946 hasta el 2000 las elecciones presidenciales fueron dominadas por el Partido Revolucionario Institucional (PRI), que se trataba del mismo partido edificado desde 1929: el Partido Nacional Revolucionario (PNR) y al que en 1938 se conoció como el Partido de la Revolución Mexicana (PRM). En esa etapa de dominio, el poder de *veto del ejecutivo* no tenía oposición, sobre todo en un ámbito con facultades y atribuciones en donde se podía dar: el Congreso. A partir del 2000 ningún partido ha conseguido ganar la mayoría en el Congreso y obliga a los presidentes a negociar con el legislativo y que de hecho tenga que compartir el privilegio del veto con el congreso en el cual debe conformar alianzas mayoritarias (Nacif, 2002; Bejar, 2006).

**El Congreso.** El poder legislativo recae sobre el Congreso de la Unión, es un congreso bicameral constituido por el Senado de la República y la Cámara de Diputados. Como ya se mencionó, desde 1997, el Congreso de la Unión no mantiene una mayoría por ninguna fuerza política, su composición refleja la repartición de las corrientes partidistas en el país e indica la complejidad para la formulación de políticas (Nacif, 2002); (Rousseau, 2006)

*B) Identificación de los jugadores con capacidad de incidir en las definiciones políticas*

*1. Los partidos y las posiciones partidistas.*

Considerar un cambio en el actual modelo de organización petrolera, requiere de la observación de las posiciones que tienen cada una de las fuerzas políticas tanto los partidos y su accionar legislativo, como de los diferentes actores que se benefician de la renta petrolera, para así diagnosticar la factibilidad de iniciar o no un proceso de reforma.

*Las posiciones a favor de la participación privada*

*El Partido Revolucionario Institucional (PRI).* El Partido de la Revolución Institucional (PRI), mantiene una estrategia en la que busca reunificar al partido a través de la recuperación del apoyo de las bases populares. Hacia la opinión pública, la bandera nacionalista ha sido un fuerte incentivo para militantes que identifican las derrotas recientes de su partido con el distanciamiento de éste con respecto a los valores de la Revolución mexicana (el nacionalismo revolucionario). Como lo demuestran las recientes declaraciones de Francisco Labastida Ochoa que contendió por la presidencia del 2000 y que es Senador por la LX legislatura y presidente de la Comisión de Energía: “el petróleo es para los mexicanos... de eso no me cabe la menor duda... no aceptaremos ninguna forma de privatización de PEMEX pero admitimos que es urgente una reforma integral del sector energético para garantizar la viabilidad y operación de esta empresa estatal.”<sup>86</sup> Sin embargo, debe recordarse que las propuestas de apertura al sector eléctrico y al gas natural se gestaron todavía en el periodo de partido hegemónico. La posición que tome el PRI no sólo podría ser a favor de la reforma, sino que podría delinir el rumbo de ésta pues cualquier alianza con otra de las dos fuerzas políticas mayoritarias en el Congreso (PRI y PRD) lograría una mayoría. Por ejemplo, cuando se presentó la iniciativa de reforma en torno a la apertura al capital privado en el sector eléctrico, el PRI emitió un documento en el que expresamente manifestó su respaldo al Ejecutivo: “el Partido Revolucionario Institucional ha participado en el debate y análisis de la propuesta presidencial, lo ha hecho para enriquecer su propio punto de vista y para adoptar la posición que mejor corresponda al interés nacional... a partir de los principales resultados del debate el PRI expresa su respaldo a la iniciativa presidencial”.<sup>87</sup> Desde Miguel de la Madrid, el PRI se transformó y se distanció del nacionalismo revolucionario, que ahora retoma como una estrategia para aglutinar sus bases y buscar el retorno a la Presidencia.

En resumen, el Programa de Acción propuesto para el sexenio 2006-2012, el PRI acepta que se deben:

- I. mantener estables las reservas probadas de petróleo,

---

<sup>86</sup> Declaraciones de Francisco Labastida Ochoa ante las declaraciones en una videoconferencia de Alan Greenspan en junio de 2007 en donde se pronuncia por una apertura a las inversiones en la explotación de aguas profundas en el golfo de México, sugiriendo que de no hacerse se enfrentará una grave crisis fiscal.

<sup>87</sup> Documento emitido por el CEN del PRI a la opinión pública, a los trabajadores de la industria eléctrica a los diputados y senadores de la LVII Legislatura del Congreso de la Unión el 24 de agosto de 1999, disponible en [www.pri.org.mx](http://www.pri.org.mx)

2. fomentar la diversificación de fuentes energéticas renovables para el futuro
3. el PRI se pronuncia por mantener la rectoría del Estado mexicano, **respetando la letra y espíritu** de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.”<sup>88</sup>
4. “**promover alianzas estratégicas** para acceder a las tecnologías y financiamiento para la explotación de nuevos yacimientos petroleros y de gas en aguas profundas”<sup>89</sup>
5. fomentar la recuperación financiera de PEMEX, establecer un régimen fiscal para que le asegure contar con recursos propios y suficientes para cumplir sus objetivos,
6. contrató deuda de manera indebida y excesiva que hoy tiene a la entidad en una circunstancia de quiebra técnica.

*El Partido Acción Nacional (PAN).* El PAN es un partido que desde que se inició la desmonopolización de PEMEX, entró en debate con el PRI, pero al final siempre mostró apoyo a las iniciativas de reforma en el sector energético. Una vez que se instauró en la Presidencia y como la mayor fuerza política en el Congreso en el 2000, la postura de este partido no se alejó de la necesidad de reformar el marco legal para permitir la entrada de capitales privados en el sector de hidrocarburos. Durante el primer sexenio del PAN en la Presidencia de la República se presentaron varias iniciativas que ilustran esta posición a favor de la iniciativa privada en el *upstream* de los hidrocarburos.

En octubre de 2004, los senadores del PAN presentaron una iniciativa en donde se solicitó reformar el artículo 27 de la Constitución y varios artículos de la Ley reglamentaria de éste. La cual buscaba “reducir la importación de gas natural no asociado, permitiendo que el gobierno federal concesionara la explotación de dicho recurso a empresas constituidas con el 51 por ciento de capital nacional y hasta 49 por ciento de capital extranjero.”<sup>90</sup> La iniciativa fue aprobada en la cámara de diputados con 381 votos a favor y sólo un voto en contra; se envió al Senado donde fue dictaminada y aprobada con 96 votos a favor y ninguno en contra. En noviembre de 2004 se envió al Ejecutivo para su publicación. La iniciativa no fue aprobada tal y como fue planteada y de hecho no se modificó el artículo 27, sólo se modificó la ley reglamentaria a la que se le agregó un

<sup>88</sup> Programa de Acción del PRI, disponible en [www.ifcprogramasdeaccion.org](http://www.ifcprogramasdeaccion.org).

<sup>89</sup> Plataforma Electoral 2006 de la Alianza por México, compuesta por el PRI, en [www.pri.org.mx](http://www.pri.org.mx)

<sup>90</sup> Iniciativa con proyecto de decreto presentada por el senador Luis Alberto Rico Samaniego del grupo parlamentario del PAN que reforma el artículo 27 de la Constitución Mexicana en [www.pan.senado.gob.mx/I.VIII-LIX/detalleiniciativa.php?id=26-176#top](http://www.pan.senado.gob.mx/I.VIII-LIX/detalleiniciativa.php?id=26-176#top)



párrafo en el que se *exceptuaba de la exclusividad del Estado la recuperación y aprovechamiento del gas asociado* de los yacimientos de carbón mineral.

Por otro lado, en la plataforma electoral de 2006, el PAN propuso “incrementar la inversión en exploración para garantizar el abasto futuro de hidrocarburos y acrecentar la tasa de restitución de reservas petroleras”.<sup>91</sup> Para lograrlo el PAN advirtió que se centraría en: “impulsar el **establecimiento de alianzas estratégicas** para llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas así como en yacimientos compartidos y en aguas marginales, de tal forma que estas alianzas aporten tecnología y fuentes de financiamiento indispensable para el desarrollo de estos proyectos.”<sup>92</sup> El PAN no sólo está de acuerdo con la apertura del sector *upstream* a capitales privados sino que mantiene la tendencia de desmonopolización en las actividades *downstream* en donde se propone a “impulsar alianzas público-privadas en los sectores de petroquímica y refinación, así como la participación del sector privado en el transporte, almacenamiento y distribución de productos petrolíferos con el propósito de garantizar recursos suficientes para incrementar la capacidad de producción instalada del país, producir gasolinas limpias, reducir las importaciones y mejorar la eficiencia productiva del sector.”<sup>93</sup>

*Partido Verde Ecologista de México. (PVEM).* Es difícil precisar cuál sería la postura que tomaría el PVEM porque ni en sus estatutos, en su declaración de principios, programa de acción o plataforma electoral presentan su postura respecto al sector energético. Sin embargo, el PVEM ha guardado cierta coherencia con las iniciativas de reforma que han propuesto tanto el PAN como el PRI, es por ello que se puede agrupar como una fuerza política a favor de la apertura. Es importante destacar, que en la LX legislatura (2007), el PVEM es la cuarta fuerza política en el senado y ocupa la misma posición en la cámara de diputados (8 senadores y 17 diputados)

Posiblemente, el PRI, el PAN y el PVEM, apoyarían una reforma en la que se permitiera la incorporación de capital privado en E&D. Sin embargo, una iniciativa de reforma llevada por alguno de estos dos partidos enfrentaría no sólo el desacuerdo de las fuerzas opositoras en el Congreso, sino la resistencia de los gobernadores, grupos

---

<sup>91</sup> Plataforma Electoral del PAN 2006, en [www.plataforma2006.pan.org.mx](http://www.plataforma2006.pan.org.mx)

<sup>92</sup> *Ibíd.*

<sup>93</sup> *Ibíd.*

empresariales y del sindicato petrolero y otros sindicatos (CFE, maestros...) que indirecta o directamente han obtenido una parte de la renta petrolera.

*Intereses Externos.* En capítulos anteriores observamos que para los Estados Unidos, contar con canales adecuados para lograr la atención de sus intereses energéticos es de suma importancia, en caso de que se presentara la reforma y la apertura al upstream mexicano, permitiría el arribo irrestricto a los recursos petroleros de México y una mayor certidumbre en su política de seguridad energética, así sea de corta duración, y crear oportunidades de inversión y utilidades a sus empresas y a otras que se encuentran en el mercado petrolero. Para las empresas petroleras multinacionales la apertura brindaría la oportunidad de obtener un *contract take* y de incrementar tanto su capacidad productiva como el stock de sus reservas. Si bien estos jugadores no tienen poder de veto institucional, sí tienen la posibilidad de inclinar la *decisión* a su favor.

*Las posiciones en contra de la apertura.*

*El Partido de la Revolución Democrática (PRD).* El PRD se ha caracterizado desde su conformación por ser una fuerza de izquierda con un componente nacionalista profundamente arraigado. En las iniciativas en las que otra fuerza política o el Ejecutivo propusieron la inclusión de la iniciativa privada en sectores estratégicos (como el petrolero), los miembros del partido se opusieron firmemente, en ambas cámaras. En las reformas del gas natural en 1995 y la reforma del sector eléctrico de 1999 y de acuerdo con el *diario de los debates* de ambas cámaras, la posición de los diputados y senadores del PRD siempre *jugó* en contra de las reformas.

En términos de los diputados del PRD, socavar más recursos para la inversión pública no es razón para las reformas Benito Osorio (1999)<sup>94</sup>. Critica las reformas por ser un mandato externo del FMI y los Estados Unidos, como garantía del préstamo del 1995, coincidiendo con Rousseau (2006)<sup>95</sup>

En la Plataforma Electoral de 2006, el PRD fijó su postura: “el sector energético requiere una reforma estructural la cual no requiere de cambios a nuestra Constitución,

---

<sup>94</sup> Palabras de Sergio Benito Osorio (1999), presidente de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados durante la LVII Legislatura en el debate efectuado sobre la reforma eléctrica.

<sup>95</sup> *Ibid.*

sino por el contrario cumplirla a cabalidad”.<sup>96</sup> Y propuso modificar el régimen fiscal de PEMEX, con la intención de que invierta en la exploración y desarrollo. En la última legislatura (2007), la posición del PRD reitera su nacionalismo y esgrime que en caso de presentarse una propuesta de reforma en la que se toque el tema de los contratos de riesgo compartido, el PRD se opondría categóricamente. **Sánchez Camacho (2007)**<sup>97</sup> Estos antecedentes, muestran una clara aversión a las propuestas de apertura, no sólo en el sector *upstream* sino en cualquier ámbito estratégico en donde se proponga eliminar la rectoría del Estado.

*Partido del Trabajo (PT).* En concordancia con la izquierda y con el PRD, partido con el que formó alianza en las elecciones del 2006, el PT manifestó en su plataforma electoral su total rechazo a cualquier forma de privatización de PEMEX, la industria eléctrica y petrolera, la infraestructura básica, pues esto perjudica al país y beneficia a los inversionistas (Plataforma Electoral del Partido del Trabajo 2003-2006 en [www.pt.org.mx](http://www.pt.org.mx))

*Convergencia.* La postura de este partido, miembro de la *coalición por el bien de todos* con PRD y PT en las elecciones de 2006, se manifiesta y propone: se impida la privatización de PEMEX., Enfatiza eliminar la sobreexplotación originada en intereses extranjeros que minan la soberanía energética. Plantea reforma a PEMEX elevar su eficiencia administrativa eliminando la corrupción, la ineptitud y los privilegios burocráticos. La política energética debe ser nacionalista, en pro del desarrollo nacional y preservar el medio ambiente. Se debe impulsar una política energética nacionalista y racional que permita preservar la soberanía energética, propicie la elevación de reservas y fuentes convencionales de energía para asegurar el desarrollo económico y social, y permita la regeneración del medio ambiente (Convergencia, Programa de Acción: [www.convergencia.org.mx](http://www.convergencia.org.mx)).

El cuadro no 8.1 presenta la composición política de la actual legislatura

Cuadro 8.1 Composición de la LX legislatura

Partido	Diputados	Senadores
PAN	206	52
PRD	106	31

<sup>96</sup> Plataforma Electoral del PRD de 2006 en [www.prd.org.mx](http://www.prd.org.mx)

<sup>97</sup> Proyecto de decreto presentada por el diputado del PRD de la LX legislatura Alejandro Sánchez Camacho el 26 de abril de 2007.

PRD	127	26
PVEM	17	8
PT	12	5
Convergencia	17	5
Nueva Alianza	9	1
Independiente	1	0
PASC	5	0

Fuente: Congreso de la Unión 2007.

2. *Los Sindicatos.* La experiencia en el debate sobre la apertura en la petroquímica, gas natural y sector eléctrico demostró que sin una negociación previa con las dirigencias sindicales será muy difícil lograr su apoyo (o con la eliminación de facciones opositoras, como hizo Salinas con la Quina en 1988). Siempre que se han presentado reformas en el sector energético, los sindicatos se han opuesto, con argumentos sobre los despidos masivos, la erosión de los logros en los contratos colectivos, que fueron los esgrimidos por el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) en contra de la reforma al sector eléctrico presentada en 1995.<sup>98</sup>

3. *La Conferencia Nacional de Gobernadores (CONAGO).* Los gobiernos de los Estados y municipios serían afectados en ambas reformas. Primero si se da la autonomía financiera a PEMEX y no se hace la reforma fiscal, el gobierno federal forzosamente tendría que disminuir una parte de las transferencias del ramo 33, que en buena parte se compone del derecho por la extracción de petróleo. En las modificaciones que se llevaron a cabo en el régimen fiscal de 2005, se proponía disminuir en buena medida las transferencias a los estados y municipios, y éstos pugnaron por la modificación de tal iniciativa.<sup>99</sup> El cuadro No 8.2 señala la composición política de las gubernaturas.

<sup>98</sup> Documento emitido por el sindicato de electricistas publicado en el financiero en agosto de 1999.

<sup>99</sup> Véase el boletín de Fundar Pesos y Contrapesos, Año 5, núm 1, septiembre de 2005 en [http://www.fundar.org.mx/secciones/publicaciones/pub\\_analisisyseguinto.htm#6](http://www.fundar.org.mx/secciones/publicaciones/pub_analisisyseguinto.htm#6)

**Cuadro 8.2 Composición de los gobiernos estatales, municipales y de los Congresos locales de México.**

Estado	Gobernador	Diputados Locales			Gobiernos Municipales		
		PAN	PRD	PRI	PAN	PRD	PRI
Aguascalientes	PAN	15	0	3	2	0	1
Baja California Norte	PAN	12	3	11	4	0	1
Baja California Sur	PRD	1	18	2	0	5	0
Campeche	PRI	6	1	14	6	0	5
Chiapas	PRD	7	6	11	34	23	61
Chihuahua	PRI	4	0	16	21	1	45
Coahuila	PRI	4	0	16	6	4	29
Colima	PRI	7	0	9	2	0	8
Distrito Federal	PRD	16	37	7	2	14	0
Durango	PRI	7	3	15	0	0	15
Estado de México	PRI	9	17	19	28	41	54
Guanajuato	PAN	23	4	9	36	1	9
Guerrero	PRD	1	17	10	3	40	33
Hidalgo	PRI	0	0	18	18	26	40
Jalisco	PAN	6	0	14	63	10	51
Michoacán	PRD	3	11	10	13	53	45
Morelos	PAN	9	9	0	9	9	15
Nayarit	PRI	0	3	15	3	1	16
Nuevo León	PRI	6	0	20	16	32	3
Oaxaca	PRI	7	0	18	20	49	77
Puebla	PRI	3	0	23	0	0	0
Quintana Roo	PRI	4	7	4	1	1	6
Querétaro	PAN	12	0	3	10	5	3
Sinaloa	PRI	4	0	20	5	0	13
San Luis Potosí	PAN	13	1	1	27	25	6
Sonora	PRI	7	0	13	35	4	34
Tabasco	PRI	0	11	10	0	7	10
Tamaulipas	PRI	1	0	18	4	0	39
Tlaxcala	PAN	3	8	8	8	27	25
Veracruz	PRI	14	3	13	89	43	80
Yucatán	PAN	9	0	6	50	5	48
Zacatecas	PRD	1	14	3	5	31	19
Total por fuerza política	PRI						
	PAN						
	PRD						
		214	173	359	520	451	791
		17	9	6			

Fuente: elaboración propia con datos de Marketing político y del Instituto Federal Electoral IFE [www.ife.org.mx](http://www.ife.org.mx)

4. *Los Grupos Empresariales con privilegios y exenciones fiscales.* Los sectores económicos y sociales que se benefician indirectamente de la renta petrolera al no estar gravados muchos de los artículos o actividades de uso diario. Asimismo, de darse la apertura y no se aumentan los ingresos fiscales, estos sectores pugnarían por que el government take permanezca casi igual para las empresas privadas continúen gozando exenciones fiscales. En caso de que la política de gasto no se restrinja, el Estado deberá buscar ingresos en otros sectores, por lo que una reforma fiscal afectaría a estos jugadores, sobre todo aquellos que gozan de exenciones fiscales (véase capítulo 4)

Hasta ahora, se han identificado las fuerzas políticas susceptibles de ejercer una influencia substancial sobre una reforma en el sector petrolero en las actividades *upstream*, estén o no institucionalizados. A continuación se plantean tres escenarios futuros de la industria petrolera:

1. Mantener el status quo, trae consigo costos que ya han sido expuestos pero que cabe recalcar: a) caída en las reservas probadas desarrolladas y en el volumen de extracción b) creciente desintegración entre la extracción de crudo y la producción de petrolíferos, consecuentemente crecen las importaciones de petroquímicos, gasolina y otros productos refinados y b) un estrangulamiento financiero que proviene de dos fuentes: el government take y el endeudamiento vía Pidiregas. Ninguna fuerza política endorsa explícitamente esta alternativa.
2. Disminuir el Government Take para que PEMEX financie sus inversiones, este hecho conllevaría una *reforma fiscal* o disminuciones en el ejercicio del gasto.
3. Abrir el sector a inversiones privadas aceptando la modalidad de contrato riesgo y, por ende, el pago en especie por parte del Estado a las empresas que pudieran venir a explorar y explotar las reservas, lo anterior requiere reforma constitucional y reforma fiscal: aumentar impuestos o bajar gasto

1. *Mantener el status quo.* A lo largo de este trabajo se ha visto que las decisiones hasta ahora tomadas en torno a la industria petrolera de México mantienen el status quo, con modificaciones marginales y no han logrado resolver el deterioro financiero de PEMEX ni la caída de las reservas ni las importaciones crecientes de gas y productos refinados. La deuda contingente para financiar las inversiones con Pidiregas comprometió el *patrimonio* de PEMEX. Reducir la producción podría ser una estrategia para prolongar

la vida de las reservas probadas desarrolladas, lo que no es apropiado dado el sostenido crecimiento de la demanda. Lo ideal sería que ante ese incremento de la demanda, creciera la producción y se implementaran inversiones en exploración y desarrollo de reservas. La reducción de la producción tiene otros riesgos: la merma en las exportaciones y su impacto en la balanza comercial y en las finanzas públicas. Por todo ello, mantener el status quo tiene serias afectaciones en materia de política económica en el largo plazo y en la viabilidad financiera de PEMEX. Y es una alternativa que no apadrina ninguna fuerza política y que rechazan los grupos empresariales más prominentes. Slim apoya la reducción de la carga fiscal y mantener a PEMEX como la empresa rectora en petróleo.

## 2.Reducir la renta petrolera que capta el Gobierno (*Reducción del Government Take*)

Reducir la carga fiscal a PEMEX tiene como consecuencia directa la contracción del *government take*, implica proponer un nuevo régimen fiscal para PEMEX e impone al gobierno la tarea de buscar otras formas de recaudación para financiar el gasto público, la cual es, en nuestra opinión ineludible, y no depende de si se abren o no al capital privado las actividades *upstream*.

Como se vio en el capítulo cinco, bajo el actual esquema recaudatorio de PEMEX, el *government take* representa más del 60 por ciento de los ingresos brutos de PEMEX y más del 100 por ciento de sus ingresos netos. Se puede sugerir que el régimen fiscal actual se encuentra lejos de lo que Neher, P. (1993) ha denominado como un régimen óptimo y “es aquel que maximiza la renta petrolera sin *disuadir* al inversionista de su aporte de capital de riesgo a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos...es aquel que captura la renta y solamente la renta bajo el sentido de que el impuesto debe ser neutro, que significa que éste no distorsiona el perfil de la producción el cual es de por sí eficiente en ausencia de impuestos. La idea es cobrar impuestos sobre el excedente o la ganancia pura” (Neher, 1993:43)

Establecimos claramente que PEMEX traslada al fisco montos que exceden sus utilidades antes de impuestos por lo cual no puede dedicar nada de éstas a financiar sus proyectos en exploración y desarrollo. Del planteamiento de las plataformas electorales presentadas arriba y de algunas declaraciones de miembros del poder legislativo y otros documentos de las fuerzas políticas que componen el Congreso, se puede inferir que existe

un consenso en cuanto a la necesidad de eliminar, o al menos disminuir, la presión fiscal a PEMEX y reformar su administración con criterios empresariales. En caso de que está *liberación* se presentara, se deben analizar los efectos que en primera instancia se generarían y que tienen que ver la política fiscal.

### *3 Apertura al sector privado del sector upstream de la industria petrolera de México.*

Como hemos anticipado en la revisión documental de las posturas de cada partido y de acuerdo a la conformación del Congreso se puede advertir dos posiciones claramente definidas de difícil conciliación: por un lado la postura compartida por el PAN y fracciones del PRI: establecer un *modelo mixto* que permita la incorporación de capitales privados en todas las actividades petroleras, particularmente en la asociación con empresas trasnacionales con experiencia en la exploración y desarrollo en aguas profundas. A estos dos partidos podría sumarse el PVEM. Por el otro la de la alianza liderada por el PRD que privilegia el *modelo de Estado*, sin la incorporación de capitales privados y plantea mantener la capacidad de las actividades de petroquímica, refinación y gas, pero incorporando los cambios necesarios para utilizar la capacidad instalada al 100 por ciento y realizar las inversiones requeridas a fin de eliminar las importaciones.

La reforma que permita la coparticipación de capital privado con capital público en actividades upstream enfrentaría dos obstáculos mayores: primero, implica establecer los tipos de contratos que se aceptarían y bajo qué circunstancias podrían darse, las que abarcan un campo multidisciplinario en el que los términos legales, económicos y políticos deben concatenarse. Los contratos implican una reducción del ingreso fiscal, pues se debe compartir la renta entre el propietario del recurso y inversionista. Segundo, demandaría una reforma constitucional, de tránsito legislativo incierto.

Los gobiernos y algunas fuerzas políticas sugieren y pretieren la alternativa de permitir la entrada de capitales privados bajo el presupuesto de que se incrementarán la producción y los ingresos fiscales. Este presupuesto no es del todo correcto, pues ninguna compañía internacional paga regalías e impuestos tan elevado, como proporción del costo de un barril de crudo como lo hace PEMEX. De esta suerte, para mantener el mismo nivel de ingreso fiscal proveniente de la actividad petrolera, se debe incrementar la cantidad producida y exportada y elevar también el consumo interno. Arribar a un fórmula impositiva como la



que sugiere Neher, puede conducir a tensiones entre el gobierno y las compañías petroleras que decidan incursionar en la explotación de petróleo en México.

El primer paso, antes de una modificación a la Constitución, es que el Estado tendría que rediseñar el régimen fiscal petrolero para permitir que *empresas entrantes* adquirieran un *contract take* adecuado a sus intereses, es decir que garantice la tasa interna de retorno adecuada, lo cual puede implicar, como se ha reiterado, reducir el ingreso fiscal y, por ende, reorganizar las cuentas fiscales, ya sea ampliando otras fuentes de ingreso ya sea reduciendo el gasto o una combinación de las dos.

Actualmente los contratos más aplicados en la contratación petrolera, son aquellos en los cuales se distribuye el riesgo de las inversiones en exploración y los de producción y venta de hidrocarburos entre los inversionistas privados y los estados dueños del recurso y se distribuye la renta entre los dos. En diversas modalidades de *contratos de riesgo compartido*, los cuales, como se ha mencionado, “dividen la producción en proporciones predeterminadas entre el contratista y el gobierno, usualmente por medio de su empresa petrolera nacional.” Barrows (1993). En este caso, PEMEX continuaría operando complementariamente con las empresas privadas. Usualmente los contratos de riesgo compartido se firman si se presentan previamente tres elementos esenciales (Auty 1990):

1. Recuperación de costos. Entre el 20 y el 40 por ciento de las ventas e ingresos por petróleo se aparta para pagar los costos de exploración y producción en los que ha incurrido la compañía en un año determinado...si ese monto es suficiente, el balance se lleva al segundo año y a los siguientes.
2. Participación en la producción. Después de deducir la recuperación de costos, se divide la producción entre la compañía y el Estado (puede ser 50% y 50% ó 60% y 40% etc.)
3. El impuesto de la renta, pues las compañías petroleras usualmente están sujetas a pagar los impuestos de cada país sobre su participación en la producción.

Otro tipo de contratación son las alianzas estratégicas (*joint ventures*), donde las compañías petroleras y el Estado (o su compañía estatal), “participan activamente en la operación del campo petrolero y adquieren propiedad sobre una parte específica de la producción. Por lo tanto, además de las regalías e impuestos, el gobierno tiene derecho a una participación en las ganancias.”(Puyana, 1997:53)

Una modalidad de contratación que viene aplicándose desde la administración del Presidente Vicente Fox (2000) son los *contratos de servicios múltiples*, en los cuales: “una firma privada trabaja como contratista del Estado anfitrión. Los servicios pueden ser pagados en dinero o en petróleo crudo o gas”<sup>100</sup>. En México esta modalidad se ha adaptado solo al mercado de gas natural y no al petróleo, y los pagos se hacen en efectivo y no en especie, como lo prefieren los inversionistas privados. Avanzar hacia la apertura requeriría de brindar a las empresas privadas el incentivo de acceder al petróleo, lo cual no es posible con el actual arreglo constitucional. Una reforma de este tipo implica transformar los actuales contratos de servicios múltiples remplazándoles por *contratos de riesgo compartido*. Cuya característica principal es el pago de las inversiones con parte de las reservas encontradas, lo que es a todas luces inconstitucional.

En este trabajo se plantea la necesidad de incorporar los mecanismos de los contratos de riesgo compartido a fin de resolver la crisis financiera de la industria petrolera, realizar las inversiones para renovar reservas y ampliar la capacidad productiva, lo cual requiere dar a los inversionistas los estímulos que les brindan otros países. Este planteamiento surge ante la dificultad que ha mostrado el Congreso para delinear una reforma fiscal que permita deslindar las finanzas públicas de los ingresos petroleros.

Lo primero que debe revisarse es la factibilidad que tiene una reforma de esta magnitud, que implica cambios constitucionales. Es necesario, por lo tanto examinar cuales serían los escenarios en el Congreso, instancia en la que se votaría a favor o en contra de la reforma.

El artículo 73 de la Constitución establece que para llevarse a cabo una reforma constitucional es necesaria una *mayoría calificada*. Una mayoría calificada se compone de dos terceras partes del total en cada una de las dos cámaras. La mayoría calificada en la Cámara estaría dada por 334 escaños y en el senado, por 86 votos, ver cuadro No 8. 1

El actual Congreso está conformado en su mayoría por tres fuerzas políticas principales: PAN (41%), PRD (25%) y PRI (21%), en una proporción, cuadro No. 8.1. Se pueden hacer supuestos de coalición con el objetivo aproximarnos a los resultados en torno a la propuesta de la izquierda sobre Pemex.

---

<sup>100</sup> Puyana y Dargay (1997), *Competitividad del petróleo colombiano, una revisión de factores externo*, 2ª. Edición, CRESET -COLCIENCIAS, Colombia.

Una reforma del artículo 27, que abra al capital privado el upstream podría contar con el apoyo de una coalición PAN-PRI, la cual, de haber total unidad partidista, contaría con sólo 312 votos, insuficientes para sancionar cambios constitucionales. Aún con los votos del PVEM, con los cuales se lograrían 329 votos, no pasaría la reforma. No es totalmente seguro que haya unidad monolítica, sobre todo en el PRI. Por otra parte, los diversos intereses al interior de cada uno de los partidos y la influencia que tengan por determinados grupos sociales obstaculizaría todavía más la reforma, pues de estar los partidos totalmente unidos la unión monolíticamente unidos, en términos de Tsebelis (2002), “los *jugadores de veto* que integran a una fuerza política difícilmente tendrán la misma preferencia, si esto fuera así, en términos espaciales “se podría tratar a esa fuerza política como si fuese un único *jugador de veto*” Tsebelis (2002 p: ). Los partidos pueden dividirse pues los distintos actores desearían hacer valer sus intereses en torno a la reforma constitucional, sobre todo si se plantea con una reforma fiscal, como lo demuestra la historia de las fallidas reformas tributarias de Zedillo y Fox.

Por otro lado el PRD y los partidos aliados a éste, se opondrían a cualquier cambio que implique una reforma constitucional que permita el ingreso de capitales privados en el sector *upstream*. El PRD junto a Convergencia y el PT se aliaron para contender en las elecciones del 2006, por esa razón es de esperarse que actuarían en bloque en ese sentido. La suma de los escaños de estos tres partidos es 156 votos (127 del PRD, 17 de Convergencia y 12 del PT) los cuales no les alcanza para vetar un cambio en este sentido. Aún en el caso de que los demás partidos, excluyendo al PAN, PRI y PVEM, se unieran al PRD, PT y Convergencia se añadirían 15 escaños más, para un total de 171 votos.

Como se ve, aún si surgieran dos coaliciones antagónicas y monolíticas, unidas en torno a sus plataformas electorales y demás documentos de campaña, ninguno tendría la fuerza para imponerse. Parecería, sin embargo, que la posición más fuerte rechazar la reforma constitucional para abrir paso a la inversión privada y buscar soluciones alternas que mantengan los contratos de servicios múltiples en gas y reduzcan la carga fiscal a PEMEX.

No obstante, es importante recalcar que la posición de rechazar la apertura de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, es contradictoria con lo que ha ocurrido en la práctica lo que puede sugerir mayor pragmatismo que el que el análisis anterior supone. En efecto, casi por unanimidad se aprobó la iniciativa de reforma del

Partido Acción Nacional que propuso la apertura del sector *upstream* del gas natural no asociado en octubre de 2004. Los partidos, incluso aquellos partidos con un fuerte componente nacionalista como el PRD la sancionaron. La iniciativa propuesta fue la siguiente: “siendo el gas natural un importante energético en la producción de electricidad utilizado por la Industria Eléctrica Nacional y teniendo nuestro territorio una importante reserva de este recurso, se propone ante este Honorable Congreso General se lleve a cabo la iniciación del proceso legislativo consistente en la modificación del artículo 27 constitucional y consecuentemente las respectivas leyes reglamentarias, con la finalidad de que el gas natural no **asociado** pueda ser objeto de ser explotado regionalmente por la **iniciativa privada** evitando monopolios y oligopolios, por medio de la figura jurídica de la concesión.” Rico Samaniego (2005)<sup>101</sup> Ambas cámaras aprobaron la propuesta y la enviaron al Ejecutivo para su ratificación y publicación, sin embargo, ante el rechazo por los congresos de los estados y se retornó a estudio a la respectiva comisión del legislativo federal.

Como vemos, es muy complicado llevar a cabo un consenso legislativo en cuanto a *que es necesario modificar el modelo de organización petrolera en México*, en el actual Congreso, en el cual ciertas reformas constitucionales no pasan. provocando lo que Nacif llama parálisis legislativa. No obstante, desde las plataformas electorales, parece que existe un consenso en que el status quo no debe continuar en la industria petrolera.

#### **8.4 ¿Qué traba la Reforma de PEMEX. La fiscalidad o la ideología?**

De la revisión de los documentos partidistas y las posiciones asumidas por los congresistas, emana claramente que hay coincidencia en la necesidad de reducir la carga fiscal a PEMEX, reorganizar su administración y darle mayor autonomía de gestión. Estas acciones no requieren cambio constitucional. Cabe entonces explorar el origen de los conflictos que han imposibilitado el cambio en los últimos lustros. En nuestra percepción estos se originan en que cualquier medida que cambie la actual captación y distribución de la renta petrolera, afecta profundamente la política fiscal del gobierno central que ha sido uno de los ejes medulares del actual modelo económico y político pues forzaría a cambios en la estructura de las fuentes de ingresos y de gasto públicos. Esta imbricación de la política petrolera y la fiscal hace que toda iniciativa de reforma fiscal, sea analizada en conjunto con la tributación de PEMEX y el gasto y toda reforma al estatus institucional de

---

<sup>101</sup> Iniciativa con proyecto de decreto presentada por el senador del PAN: Luis Alberto Rico Samaniego

PEMEX se escrutina bajo el prisma de política fiscal. Tal lo demuestra el debate en torno a la reforma fiscal que presentara el gobierno de Felipe Calderón el pasado de junio de 2007. No obstante no incluir la eliminación de la tasa cero a alimentos y bebidas, para acortar distancias con las propuestas de la coalición de izquierda, ésta ha exigido se aclaren las razones por las cuales se omitieron referencias sobre PEMEX y sobre el gasto. Esta posición fue abalada por el PRI.

Por simplicidad, y de acuerdo con el análisis de las posturas de las fuerzas políticas, planteamos que tras la política fiscal subyacen al menos dos posturas que denominaremos, de izquierda y de derecha y que facilitan comprender sus fundamentos políticos e ideológicos Moreno (1999)."

a) Por un lado, el planteamiento de los partidos de izquierda (PRD, PT y Convergencia) favorecen una reforma fiscal que orientada hacia la eliminación de los privilegios y exenciones fiscales a ciertos grupos, que se identifican como los de mayores ingresos. Asimismo, estas fuerzas políticas se mantendrían en la perspectiva de mantener la tasa cero en alimentos y medicinas y de liberar de carga fiscal a los ingresos más bajos y ampliar el gasto social y defender la industria nacional. Como efecto de esta postura, surgiría al menos un grupo antagónico a esta hipotética propuesta fiscal: el empresariado de altas utilidades.

b) Por otro lado, el Ejecutivo, su partido (PAN) y algunas facciones del PRI, parecen estar de acuerdo, en que la presión fiscal de PEMEX tiene una solución en permitir la inversión privada en el sector petrolero. Hipotéticamente, sugerimos que la postura de la derecha en torno a la reforma fiscal sería la de mantener los privilegios y las exenciones fiscales de los grandes empresarios y que la propuesta estaría encaminada a eliminar la tasa cero en alimentos y medicinas. En este sentido, la derecha enfrentaría el antagonismo de los trabajadores y de los grupos sociales que identifican a ese tipo de gravamen como un impuesto regresivo.

Ambas propuestas son hipótesis que ayudan a visualizar los intereses y los actores que se verían afectados por una liberalización de las presiones fiscales de PEMEX.

Primero que nada se debe advertir que una reforma fiscal que reduzca la carga tributaria a PEMEX no requiere de un cambio constitucional por lo que una mayoría calificada sería suficiente para aprobarla o rechazarla.

Una coalición en bloque en la cámara de diputados, entre PRI, PAN y PVEM echaría por la borda la reforma fiscal de la izquierda, siempre y cuando voten todos unidos, lo que no está garantizado dadas las frisuras especialmente en el PRI.

En la cámara de diputados, la suma de las votaciones de los partidos de izquierda liderados por el PRD sería de apenas 171 contra los 329 que suman PRI, PAN y PVEM, los reticentes a la aplicación que dañen los privilegios del alto empresariado. Si la coalición se diera, sería inevitable que la reforma fiscal de la izquierda tuviera éxito, ello sin considerar la posibilidad de que algunas facciones del PRI o del PAN aprobaran la propuesta de la izquierda.

*La votación por la propuesta fiscal de PEMEX de la derecha.*

La propuesta sobre gravar el impuesto al valor agregado (IVA) a alimentos y medicinas ha sido controversial en varios frentes de la sociedad mexicana y, desde luego, en las fuerzas políticas que ocupan el Congreso. En el 2003, por ejemplo, diputados del PRI (a través de la coordinación parlamentaria entonces dirigida por Elba Esther Gordillo) y del PAN presentaron una iniciativa en la pretendían gravar con 5 por ciento a medicinas y alimentos: “la iniciativa propone derogar el tratamiento diferencial que se otorga al consumo de alimentos y medicinas clasificados bajo el régimen de tasa cero, y se propone establecer el gravamen de 5 por ciento al consumo de los productos mencionados en los primeros dos años a la promulgación del decreto y de 7 por ciento al tercer año de su publicación”.<sup>102</sup> El PRI y el PAN justificaron la propuesta en que “el sistema del impuesto al valor agregado contempla: una tasa general del 10% que está limitada a la región fronteriza; otra tasa general del 15% aplicable al resto del país, y una tasa del 0% para el consumo de determinados bienes y servicios que se aplica en todo el territorio nacional, así como múltiples exenciones. Por lo anterior, la base de consumo del impuesto al valor agregado es ligeramente superior a la mitad del consumo total. Estas características hacen que el impuesto sea muy ineficiente y que por cada punto de la tasa del 15% se obtenga menos de lo que recaudan otros países en su impuesto al valor agregado, por lo que resulta sumamente inconveniente tener unos bienes y servicios gravados al 15% y otros al 0%. El cerrar la brecha entre las tasas y gravar una mayor proporción de bienes y servicios,

---

<sup>102</sup> Iniciativa que adiciona disposiciones a la Ley del Impuesto al Valor Agregado por el Partido Revolucionario Institucional y el Partido Acción Nacional, en noviembre de 2003.

aumentará la eficiencia del impuesto. Por ello, se propone simultáneamente reducir la tasa del 15%, gravar bienes y servicios actualmente exentos y eliminar el tratamiento de beneficio para algunos bienes y servicios actualmente gravados a la tasa del 0%”<sup>103</sup>.

Esta iniciativa presentó discusiones no sólo entre la cámara de diputados y la de senadores, como lo demuestran las declaraciones del entonces senador del PRI Humberto Roque Villanueva : “en el tema fiscal me parece que no hay coordinación y desde luego, el IVA lo revisaremos con todo cuidado y no podemos, de ninguna manera, garantizar lo que mande la cámara de diputados,”<sup>104</sup> sino también, al interior de los partidos que la propusieron: “los diputados federales del Estado de México no apoyaremos la aplicación sesgada del IVA”.<sup>105</sup>

Los argumentos que el PRD y los demás partidos de la izquierda plantean, giran en torno al carácter regresivo del sistema recaudatorio y a que descansa en gran parte en impuestos indirectos, como el IVA, e insuficientemente en los impuestos distributivos como el ISR. En el caso particular de gravar con IVA alimentos y medicinas es muy previsible que se provocaría una disminución en la capacidad de compra de amplios estratos sociales en rubros que son elementales para la sobrevivencia como la alimentación y la salud.<sup>106</sup>

Así, los partidos aliados del PRD votarían en contra de la reforma de la derecha. No obstante la mayoría que detenta el PRI y el PAN, junto con el PVEM, en ambas cámaras sugiere que podría aprobarse esta ley. De ser así, los costos de reducir la carga fiscal a PEMEX caerían sobre los estratos más vulnerables, con mayores posibilidades de enfermarse, por ende con una mayor probabilidad de requerir medicinas, y con una alta propensión marginal a consumir.

Sin embargo, no se debe de olvidar que el tipo de arreglo que se de en la reforma fiscal podría ganar adeptos en uno y otro bando. Por ejemplo, si la bancada que aspira a una reforma constitucional para abrir las actividades upstream a la inversión privada (en este

---

<sup>103</sup> Exposición de motivos de la iniciativa de reforma de la Ley del IVA, por Juan de Dios Castro Lozano, diputado del Partido Acción Nacional en la LX legislatura.

<sup>104</sup> Declaraciones del Senador Humberto Roque Villanueva en noviembre de 2003 ante la iniciativa de Ley presentada por la cámara de diputados en torno a gravar con 5% de IVA a alimentos y medicinas, en [http://www2.eluniversal.com.mx/pls/impreso/noticia.html?id\\_notas=104549&tabla=nacion](http://www2.eluniversal.com.mx/pls/impreso/noticia.html?id_notas=104549&tabla=nacion)

<sup>105</sup> Palabras del Isidro Pastor Medrano, diputado federal del PRI del Estado de México en noviembre de 2003 en <http://www2.eluniversal.com.mx>

<sup>106</sup> Plataforma electoral 2006 de alianza por el bien de todos...documento citado.

caso el PAN y una facción del PRI) negocia con los mayores opositores, retirar de la reformas fiscal el IVA a alimentos y medicinas, se podrían ampliar las posibilidades de implementar contratos de riesgo compartido.

Disminuir el gasto como efecto de la contracción del *government take* implicaría la revisión de los rubros que resultan prioritarios para la mayoría de la población. Sin duda, esa premisa implicaría cabildear con varios grupos sociales. Un aspecto muy importante sería la posición de los estados y municipios quienes a través de la Conferencia Nacional de Gobernadores, negocian las propuestas que afectan sus intereses. Esto quedó sentado en septiembre de 2005 “después de la aprobación de un nuevo régimen fiscal para PEMEX se presentó un proceso de discusión entre el Ejecutivo y Conferencia Nacional de Gobernadores. Ante las presiones de las entidades federativas, el Ejecutivo ejerció un veto al proyecto de reforma de Ley Federal de Derechos por el impacto negativo que ésta tendría sobre las finanzas estatales y del gobierno federal”<sup>107</sup> Sin duda, la capacidad que se tenga para implementar una reforma fiscal que incremente los ingresos más allá de los provenientes del petróleo o la negociación que pueda darse para reducir el gasto generarán los incentivos para que estos actores colaboren o no en el proceso de reforma.

Si la reforma constitucional fuera aprobada por la cámara baja, pasaría a la cámara de senadores, en la que PRL PAN y PVEM sí logran una mayoría calificada con 91 escaños. Los mismos supuestos acerca de la división en los grupos del senado se pueden hacer, pero para efectos prácticos supondremos que en caso de que la hipótesis de aprobación de la reforma constitucional se diera en la cámara de diputados, también se daría en la cámara de senadores.

Una vez aprobada en el Congreso bicameral, la reforma constitucional requiere la aprobación de la mayoría absoluta de los estados, es decir el 50 por ciento más uno de los estados tendrían que estar de acuerdo para llevar a cabo la reforma. Las legislaturas locales requieren de la mayoría simple para aprobar una reforma constitucional.<sup>108</sup> Como se sabe, la Federación se compone de 32 entidades federativas por lo que la reforma constitucional

---

<sup>107</sup> Eundar Centro de Análisis e Investigación, septiembre de 2005. *Pesos y contrapesos, las observaciones al nuevo régimen fiscal: tres consideraciones importantes hechas por el ejecutivo en [www.fundar.com.mx](http://www.fundar.com.mx)*

<sup>108</sup> Eilo obedece a que las modificaciones que se les someten han sido aprobadas por una mayoría en el Congreso, el que está compuesto por diputados que son representantes de la Nación y por senadores que representan también a las entidades federativas, fuente:  
<http://www.cddhcu.gob.mx/hibliot/publica/inveyana/polint/dpi30/hipote.htm>



pasaría el filtro de los estados si lo aprueban 17 congresos estatales. El siguiente cuadro muestra a los partidos ocupan las gobernaturas en cada una de las entidades, presenta también la composición de los congresos locales y la composición de los gobiernos municipales.

El PRI es la fuerza política que tiene el porcentaje más alto en gobiernos estatales con 17 gobernaturas que, en caso de que las votaciones de los congresos estatales fueran coincidieran con la postura del partido, definirían el 50 por ciento más uno que requiere la aprobación de la reforma constitucional.

De manera análoga, el número de diputaciones locales en todos los estados es mayor para el PRI: 359, por 214 del PAN y 173 del PRD. Lo mismo ocurre con el número de municipios que tienen gobiernos priistas al frente: 791 por 520 del PAN y 457 del PRD.<sup>109</sup>

Así, el PRI se manifiesta como la fuerza política más importante en los gobiernos y en los congresos locales, así como en las alcaldías. Cabe hacer notar que en cada entidad prevalece el mismo partido tanto en la gobernatura como mayoría en el congreso local y en los municipios, por lo que es posible esperar que no exista mucha diferencia en torno a la postura que prevalecería en cada estado y estaría identificada con la ideología que cada partido manifiesta. Es de hacer notar que la postura de las entidades federativas dependerá en buena medida de que se instaure la reforma fiscal que permita que el gobierno federal tenga recursos seguros y estables y de que se establezcan claramente las reglas en torno a los porcentajes de government take y contract take, pero muy especialmente cómo se reformarían las participaciones.

---

<sup>109</sup> Debe recalcar que en el ánimo de diferenciar el peso de las posturas se incorporaron a los partidos que hicieron alianza en uno solo: el PVEM con el PRI y Convergencia, PT y Nueva Alianza con el PRD.

### **Conclusiones al capítulo.**

La apertura a los capitales privados en la industria petrolera nacional, puede justificarse desde la orientación económica porque cambiaría los incentivos y los intereses propios de PEMEX, en donde han aparecido una buena cantidad de buscadores de renta. El Estado, a costa de la renta petrolera, ha consentido fiscalmente a dos grupos sociales antagónicos.

La problemática en torno a PEMEX no se circunscribe exclusivamente a la reforma administrativa o del régimen fiscal de la empresa. Tiene que ver, por el peso de los ingresos petroleros en las cuentas públicas, con el carácter mismo de la política fiscal aplicada durante décadas. Este factor complica aun mas el proceso de reforma y de delincación de una sana política energética. Las opciones de reforma tributaria dividen a la sociedad mexicana en dos corrientes que a la fecha han demostrado ser casi irreconciliables.

Queda claro que la mayoría de las fuerzas del espectro político sugieren una modificación del modelo. En las plataformas electorales y en los programas de acción se hacen explícitas sus posturas. Se han identificado dos posturas: la del PAN y una facción del PRI por las alianzas estratégicas; la del PRD y sus aliados que pugnan por un modelo de Estado con algunos planteamientos sobre el sector downstream como el de construir cuatro refinerías.

La instauración de un nuevo modelo con alianzas estratégicas o contratos de riesgo compartido requiere de una modificación constitucional de difícil paso por el Congreso Federal y por los congresos locales. La implementación a priori de una reforma fiscal reduciría los costos de transacción al momento de negociar la reforma constitucional, sobre todo porque reduciría la incertidumbre de aquellos que ven la renta petrolera como un piso para sus finanzas. Establecer un government take y un contract take adecuado tanto para el Estado como las empresas petroleras resulta de vital importancia si es que se permite el arribo de las compañías petroleras y se pone a competir a PEMEX.

Modificar la estructura de PEMEX y homologarlo con un régimen fiscal como aquel que se aplicaría a una empresa privada, daría un amplio margen a PEMEX para que invirtiera en tecnología y fuera competitivo con las empresas entrantes. En este sentido, dotar de suficientes recursos financieros a PEMEX daría la pauta para modernizar y hacer crecer sus instalaciones al ritmo con que crecen las necesidades energéticas del país. Por otro lado no debe olvidarse que los impuestos que percibe el fisco disminuirán en la medida

en que se dejen más fondos económicos a PEMEX, no obstante, si lo anterior ocurriera, existe otro problema el de que PEMEX a financiado su crecimiento con deuda que ya ha alcanzado niveles insostenibles; por lo tanto, PEMEX seguirá careciendo de recursos suficientes para sus necesidades, a menos que se cambie radicalmente el modelo de organización petrolera.

## CONCLUSIONES FINALES.

En este estudio hemos observado que el incremento de los precios del petróleo y la forma en que se presentan los esquemas de producción, de inversión y de restitución de reservas reavivaron una discusión añeja en nuestro país: la soberanía de los hidrocarburos. Con ese pretexto se legitimó el mecanismo constitucional que otorgó al Estado el manejo exclusivo del petróleo a través de PEMEX, que, al mismo tiempo, servía como articulador de la política y de la economía de México. En sus inicios la actividad petrolera nacionalizada requirió de su capitalización, con lo que se gestó el nacimiento de una industria capaz de otorgar subsidios y de servir de catalizador en las etapas de modernización del país. La producción de derivados suficientes para abastecer al mercado nacional fue una tarea de PEMEX. Ante la creación de la OPEP y el descubrimiento de nuevos campos petroleros en el sudeste mexicano, PEMEX volvió la cara hacia el mercado externo. Por un lado, la mayoría de los países desarrollados tienden a disminuir su intensidad energética y petrolera, no así el ritmo de crecimiento en el consumo de petróleo que continúa siendo ascendente. Por otro, los países en vías de desarrollo además de incrementar la intensidad energética y petrolera, tienen, también, acelerados ritmos de crecimiento en el consumo de crudo. Algunos energéticos distintos al petróleo han ganado terreno en el consumo global de energía, sin embargo el consumo de crudo sigue preponderando.

En la evolución del mercado petrolero internacional, los diferentes países que lo conforman moldean mecanismos en donde prevalece la premisa de incrementar las inversiones en exploración y en el incremento de la capacidad productiva. En el caso de México, la forma en que se insertó a la actividad petrolera mexicana dentro de la política económica y fiscal del país, dificulta cualquier cambio en el *status quo*. La política del gobierno mexicano de retener como impuestos todos los ingresos netos de PEMEX y de que otros actores a lo largo de la historia ganaran adeptos para obtener parte de la renta petrolera a través de altos salarios (de los trabajadores de PEMEX y en el sector público), bajos impuestos en el resto de las actividades económicas, desperdicio de recursos públicos, devoluciones, exenciones propició que el pago de todos los gastos de inversión y de reproducción de PEMEX se subsanaran mediante recursos obtenidos por la empresa del crédito nacional e internacional, como efecto, la deuda de PEMEX creció excesivamente.

Esta política se aplicó, como se vio, desde 1997 y se tradujo en una disminución constante del patrimonio de PEMEX que, finalmente se redujo a cero y pasó a ser negativo. Al terminar 2005, la situación de PEMEX se agudizó; las pérdidas de la empresa fueron tan considerables que, propiamente, su patrimonio y con ello su valor comercial desaparecieron. El régimen fiscal de PEMEX ha tenido como efecto el retraso de una reforma fiscal y de los propios mecanismos de tributación. En este sentido, los ingresos petroleros fungen como el ingrediente principal del equilibrio presupuestal.

Más allá del uso que se dé a los ingresos generados en la actividad petrolera, resulta claro que el funcionamiento actual del sector y la naturaleza de su regulación se han agotado. De lo que se trata es de buscar un nuevo modelo que propicie el fortalecimiento e integración de la actividad petrolera y que se prolongue su riqueza.

La falta de inversiones ha tenido como resultado una baja de las reservas probadas, una baja tasa de restitución y descubrimiento de reservas, una tendencia creciente en la importación de petroquímicos y refinados, y una caída en la capacidad productiva. En tales condiciones, el futuro de la actividad petrolera y de los ingresos fiscales se vislumbra como incierto.

En el 2006 se modificó el régimen fiscal de PEMEX y se le suprimió el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS). Sin embargo, este hecho resulta insuficiente para mejorar la situación económica de la empresa después de impuestos. Según vimos a lo largo de esta investigación, la producción de crudo del principal campo marino (Cantarell) ha iniciado su declinación natural, al tiempo que la demanda nacional de crudo no deja de crecer y una parte creciente del consumo de petrolíferos debe ser cubierta mediante importaciones cada vez más cuantiosas. Para que las condiciones de la empresa mejoren, es necesario que los impuestos que recibe el fisco disminuyan. El incremento de los ingresos netos de PEMEX se consigue, así, con base en la reducción de los ingresos de la Secretaría de Hacienda.

La modalidad de los contratos múltiples, ya resultan insuficientes para incrementar la capacidad productiva de crudo, no así la de gas, pero está en duda su legalidad constitucional.

Según vimos en esta investigación, al cambio del *status quo* le anteceden posturas políticas adversas difíciles de conciliar. Mismas que deberán ser resueltas, si es que se

aboga por la coexistencia de una empresa petrolera nacional en competencia con otras compañías que participarían en todas las actividades petroleras, mediante diversos tipos de permisos, contratos o concesiones otorgadas y reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y con la posibilidad de asociarse entre sí o con PEMEX.

O si se opta por un status quo mejorado, sin modificaciones a la Constitución, en el que se permita la autonomía financiera y de gestión, así como la aplicación de criterios empresariales en la administración y operación.

Sea cual fuere el modelo a elegir, es imprescindible un cambio en los propósitos fiscales y en la promoción de una segunda expropiación petrolera, esta vez para expropiarla de la Secretaría de Hacienda.

## Bibliografía

- ▣ Abreu, Andrés, “Una visión global sobre el futuro del petróleo y el gas natural como fuentes energéticas”, Ponencia presentada en el 4to Congreso Uruguayo de Geología, Montevideo, septiembre de 2004.
- ▣ Aguilar, Luis, (2004), “Recepción y desarrollo de la disciplina de política pública en México. Un estudio introductorio”, en *Revista Sociológica*, núm. 54, México.
- ▣ Alonso y López, (1986), *El Sindicato de trabajadores petroleros y sus relaciones son PEMEX y el Estado, 1970-1985*, México, El Colegio de México.
- ▣ Álvarez, Carlos, (1988), *Renta y geopolítica de la energía*, Medellín, Autores Antioqueños.
- ▣ Álvarez, Alejandro, (1997), “PEMEX: de la reestructuración a la privatización”, Ponencia para ser presentada en el Congreso de la Asociación de Estudios Latinoamericanos (LASA). Guadalajara, México.
- ▣ Appert, Olivier, (2005), *Un nuovo paradigma per il Mercato degli idrocarburi?*. Energía 2.
- ▣ Aspe, Pedro, (1994), “La reforma financiera de México”, en: *Comercio Exterior*, Vol. 44, diciembre, México.
- ▣ Asrúbal, Baptista, (2005), “El capitalismo rentístico, elementos cuantitativos de la economía Venezolana”, en *Cuadernos del Centro de Estudios del Desarrollo*, Universidad de Venezuela, núm. 060.
- ▣ Auty, R. M., (1990), *Resource-Based Industrialization: Sowing Oil in eight developing countries*, New York, Oxford University Press.
- ▣ Barbosa, Fabio, (2004), “Cacicazgos y Modernización. El caso del sindicalismo petrolero”, en *Memorias del Segundo Congreso de Historia Económica*, México, UNAM.
- ▣ Barbosa, Fabio, (2002), “Situación de las reservas y el potencial petrolero de México”, en *Economía UNAM*, núm. 7, México.
- ▣ Baker, A, (1995), Progresos en el manejo de yacimientos en tiempo real, en *Oilfield Review*, núm. 4, en línea [www.oilfieldreview.com](http://www.oilfieldreview.com)
- ▣ Beltrán, José, (2005), *México, crónica de los negros intereses del petróleo*, México, Grupo Editorial Diez.

- Benetti, C. (1980), *Valor y Distribución*, Madrid, Saltes.
- Boué, Juan Carlos, (2003), “¿Eficiencia o ingreso fiscal? El verdadero reto para las empresas petroleras estatales”, Ponencia presentada en el Coloquio *Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina*, UNAM, México.
- Bruhn, K, (1997), *Taking on Goliath: the emergence of a New Left Party and the Struggle for Democracy in Mexico*, Pennsylvania, University Press.
- Brunstad, R. y J. Dyrstad, (1997), “Booming Sector and Wage Effects: An Empirical Analysis on Norwegian Data”, Oxford Economic Papers.
- Bresser y Cunill, (1998), *Lo Público no Estatal en la Reforma del Estado*, Argentina, Paidós.
- Brodkin, E. y Young, D. (1993), “El sentido de la privatización, ¿qué podemos aprender del análisis económico y político?”, en Kamerman, S y Kahn, A (comp.) *La privatización y el Estado Benefactor*, Fondo de Cultura Económica México.
- Brandao, Fabio, (1998), “The Petrobras Monopoly and the Regulation of Oil prices”, Oxford Institute for Energy Studies.
- Burki, S, (1999), “Beyond the center: decentralizing the state”, Publicación del Banco Mundial.
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Informe preparado para la Cámara de Diputados, (2004), *El régimen fiscal de PEMEX*.
- Cocina M, (2004), *Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados*, México, Instituto Mexicano de Contadores Públicos.
- Camacho C, (2004), “Posiciones en la Coyuntura”, Senado de la República, México.
- Chávez, Irma, (1996), *Las cartas de intención y las políticas de estabilización y ajuste estructural de México: 1982-1994*, México, UNAM e Instituto de Investigaciones Económicas.
- Chevalier, J, (1973), *La Nueva Ingeniería Petrolera*, Paris, Calmman Levy.
- Clavijo, Fernando, (2000), “Reformas Económicas en México 1982-1999”, en *Trimestre Económico*, México, Fondo de Cultura Económica.
- Crowson P. (1998), *Economic rent and the mining industry*, Londres, Journal of Mineral policy, business and environment.



- 111 Cue Mancera, Agustín, (2001), “El error de diciembre y el libro verde”, en *El Cotidiano*, núm. 105, Enero - febrero de 2001.
- 111 Donald, Johnston, ( 2004), *Energy, The Challenge for Policy Maker*.
- 111 David, Ricardo, (1973), *Principios de Economía Política y de Tributación*, México, Fondo de Cultura Económica.
- 111 De la Vega Navarro, (1999), *La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición y de México*. Programa Universitario de Energía y UNAM.
- 111 Deacon, R, (1992), Taxing Energy, Oil Severance taxation and the Economy, en [www.bus.ucf.edu](http://www.bus.ucf.edu)
- 111 Domínguez, J., (2004), *La triada innovadora, investigación y desarrollo en catálisis, la experiencia del Instituto Mexicano del Petróleo*, México, Siglo XXI.
- 111 Feigenbaum, H., (1999), *Shrinking the state: the political underpinnings of privatization*, Cambridge, University Press.
- 111 Fondo Monetario Internacional, (2005), *Guía sobre la transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales*.
- 111 Fontaine, Ernesto, (1999), *Evaluación Social de Proyectos*, Chile, Alfa Omega.
- 111 Friedman, Milton, (1973) *Una Teoría de la Función de Consumo*, México, Alianza.
- 111 Garnaut y Ross, (1983), *Taxation of mineral rents*, Oxford, Clarendon.
- 111 Garza, G., (2004), *El Derecho Mexicano de la Explotación Petrolera y los Contratos de Burgos*, México, Universidad de Nuevo León.
- 111 Gelb, Alan, (1988), “Oil Windfalls, Blessing or Course?”, World Bank Research. Publicado por el Banco Mundial.
- 111 Grayson, G., (1980), *The Politics of Mexican oil*. Pittsburgh, University of Pittsburgh Press.
- 111 Green, D., (2003), *Silent Revolution, the rise and crisis of market economics in Latin America*, United Kingdom, Latin American Bureau.
- 111 Gujarati, Damodar, (1999 ), *Econometría*, 4ta Edición, México, Me Graw Hill.
- 111 Gurriá, José Ángel, (1993), *La política de la Deuda Externa*, México, Fondo de Cultura Económica.

- [1] Hansen, Roger, (1971), *La política del desarrollo mexicano*, México, Siglo XXI.
- [2] Hoppe, H., (1993), *Falacias de la Teoría de los Bienes Públicos y la Producción de Seguridad*, en línea <http://www.jorgevalin.com/weblog/2006/02/falacias-de-la-teoria-de-los-bienes.html>
- [3] Horsnell, Peter, (2004), “¿Por qué los precios del petróleo no van a bajar?”, Oxford Energy Forum, Agosto de 2004, en página Web de Oxford Institute Studies.
- [4] Informe de la UNCTAD de 2005 sobre comercio y desarrollo. *La renta petrolera una cuestión de fondo*.
- [5] James y Nobes, (1992), *Economics of taxation*, Londres, Prentice Hall.
- [6] Klimosvky, Edith, (1985), *Renta y Ganancia en la Economía Política Clásica*, México, Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco.
- [7] Knight, A., (1992), *The Mexican petroleum industry in the Twenty century*, Austin, University of Texas Press.
- [8] Lajous, Adrián, (2006), “México, producción y reservas de petróleo y gas natural”, en *Observatorio Ciudadano de la Energía*, disponible en [www.energia.org.mx](http://www.energia.org.mx)
- [9] López y Weber (1975), *El petróleo de México: su importancia, sus problemas*, México, Fondo de Cultura Económica.
- [10] Ley 9478 publicada en la página Web de Petrobrás, [www.petrobras.br](http://www.petrobras.br)
- [11] Ley de Coordinación Fiscal 2005
- [12] Ludlow, Wiechers, (1999), *Econometría Modelos y Pronósticos*, México. UAM.
- [13] Lustig, Nora, (1994), *México. Hacia una reconstrucción de la economía*, México, el Colegio de México, Fondo de Cultura Económica.
- [14] Martínez, I.( 2000), Industrializar el petróleo, en página Web de la Unión de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera. [www.unticip.net](http://www.unticip.net)
- [15] Marx, Carlos, (1959), *El Capital. Libro III*, Fondo de Cultura Económica.
- [16] Meyer, Lorenzo, (1972), *México y los Estados Unidos en el Conflicto Petrolero (1917-1942)*, México, el Colegio de México.
- [17] Ministerio de Energía y Minas de Venezuela, 1976.
- [18] Mommer, Bernard, (1998), “The New Governance of Venezuelan Oil”, Oxford Institute for Energy Studies.

- 11 Mommer, Bernard, (2002), *Global Oil and the Nation State*, Oxford University Press.
- 11 Mora, Jesús, (1990), Triple Función del Petróleo en la Sociedad e Interrogantes petroleras para Venezuela, Venezuela, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- 11 Meyer, L. y Morales I., (1990), *Petróleo y Nación (1900-1987). La política petrolera en México*, México, Fondo de Cultura Económica.
- 11 Meyer, Lorenzo, (1972), "El auge petrolero y las experiencias mexicanas disponibles. Lo problemas del pasado y la visión del futuro", en *Las perspectivas del petróleo mexicano*, México, El Colegio de México, Centro de Estudios Internacionales.
- 11 Mortiz, Joaquín, (1976), *La política petrolera mexicana*, México, Fondo de Cultura Económica.
- 11 Muñoz, Leos, "Estrategia petroquímica", Discurso ante el 34 Foro Nacional de la Industria Química, México 10 de octubre de 2002, publicado en la página Web de PEMEX .
- 11 Murillo, V., (2003), *Policy Making under Globalization Pressures: Reforming Public Utilities in Latin America*. Columbia University. Seminario de Políticas Comparadas en línea [www.columbia.edu](http://www.columbia.edu)
- 11 Neher, P., (1993), *Natural Resource Economics: Conservation and Exploitation*, Cambridge, University Press.
- 11 Ocampo, (2004), *Refinar o importar, dilema nacional*, México, Grupo de Ingenieros PEMEX Constitución de 1917.
- 11 Pérez, Linares, (1986), "Vigencia y formas del charrismo en el STPRM", en Aguilar G (coordinador), *Los petroleros*, México, García Valadez Editores.
- 11 Presupuestos de Egresos de la Federación (1995-2006).
- 11 Puyana, Alicia, (1996), *Competitividad del petróleo colombiano. una revisión de factores externo*, COLCIENCIAS.
- 11 Puyana Alicia, (2004), "Las fuerzas que moldean la política energética mexicana, Entre la Constitución y el TLCAN", en *Hacia la integración de los mercados petroleros en América Latina*, Isabel Rousseau (Compiladora), México, el Colegio de México.
- 11 Puyana Alicia, (2000), "El petróleo en el esquema de integración de Norte América", en Impactos del TLC en México y Estados Unidos, efectos subregionales

- 11 Mommer, Bernard, (2002), *Global Oil and the Nation State*, Oxford University Press.
- 11 Mora, Jesús, (1990), Triple Función del Petróleo en la Sociedad e Interrogantes petroleras para Venezuela, Venezuela, Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- 11 Meyer, L. y Morales L., (1990), *Petróleo y Nación (1900-1987). La política petrolera en México*, México, Fondo de Cultura Económica.
- 11 Meyer, Lorenzo, (1972), “El auge petrolero y las experiencias mexicanas disponibles. Lo problemas del pasado y la visión del futuro”, en *Las perspectivas del petróleo mexicano*, México, El Colegio de México, Centro de Estudios Internacionales.
- 11 Mortiz, Joaquín, (1976), *La política petrolera mexicana*, México, Fondo de Cultura Económica.
- 11 Muñoz, Leos, “Estrategia petroquímica”, Discurso ante el 34 Foro Nacional de la Industria Química, México 10 de octubre de 2002, publicado en la página Web de PEMEX .
- 11 Murillo, V., (2003), *Policy Making under Globalization Pressures: Reforming Public Utilities in Latin America*. Columbia University. Seminario de Políticas Comparadas en línea [www.columbia.edu](http://www.columbia.edu)
- 11 Neher, P., (1993), *Natural Resource Economics: Conservation and Exploitation*, Cambridge, University Press.
- 11 Ocampo, (2004), *Refinar o importar, dilema nacional*, México, Grupo de Ingenieros PEMEX Constitución de 1917.
- 11 Pérez, Linares, (1986), “Vigencia y formas del charrismo en el STPRM”, en Aguilar G (coordinador), *Los petroleros*, México, García Valadez Editores.
- 11 Presupuestos de Egresos de la Federación (1995-2006).
- 11 Puyana, Alicia, (1996), *Competitividad del petróleo colombiano, una revisión de factores externo*, COLCIENCIAS.
- 11 Puyana Alicia, (2004), “Las fuerzas que moldean la política energética mexicana, Entre la Constitución y el TLCAN”, en *Hacia la integración de los mercados petroleros en América Latina*, Isabel Rousseau (Compiladora), México, el Colegio de México.
- 11 Puyana Alicia, (2000), “El petróleo en el esquema de integración de Norte América”, en Impactos del TLC en México y Estados Unidos, efectos subregionales

del comercio y la integración económica. John Bailey. Compilador. México, FLACSO.

- [[ Pedrero, R., (1990), *Política Petrolera de PEMEX*, México, Fundación Friedrich Ebert.
- [[ PEP, Informe Anual 2004, Publicado en la página Web de PEMEX, [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
- [[ Plataforma Electoral 2006 de Alianza por México en [www.pri.org.mx](http://www.pri.org.mx)
- [[ Plataforma Electoral 2006 del Partido Acción Nacional en [www.plataforma2006.pan.org.mx](http://www.plataforma2006.pan.org.mx)
- [[ Plataforma Electoral del Partido de la Revolución Democrática 2006, en [www.prd.org.mx](http://www.prd.org.mx)
- [[ Programa de Acción del Partido Revolucionario Institucional, disponible en [www.ifeprogramasdeaccion.org](http://www.ifeprogramasdeaccion.org)
- [[ Ramírez, Corzo, (2002), *Retos y oportunidades en la exploración y producción de hidrocarburos en México*, México, Petróleos Mexicanos.
- [[ Revueltas, A., (1995), "Globalización y regionalización el caso de México", en E. Soto (coord.) *Globalización, economía y proyecto neoliberal en México*, México, UAM-X.
- [[ Rosales, Oswaldo, *El debate sobre Ajuste Estructural en América Latina*, Enero de 1990, el Salvador, Fundación Nacional para el Desarrollo.
- [[ Samovía, J., (1978), *La estructura trasnacional de poder y la información internacional*, Instituto de Estudios Transnacionales.
- [[ Secretaría de Energía 2001, *Programa Sectorial de Energía 2001-2006*, SENER México.
- [[ Shields, David, (2004), *Pemex un Futuro Incierto*, México, Ed. Planeta.
- [[ Subsecretaría de Egresos, *El Presupuesto de Egresos de la Federación 1995-2000*.
- [[ Sartori, Giovanni, (1992), *Elementos de Teoría Política*, Madrid, Alianza Editorial.
- [[ Torres, F., (1999), *México: Impacto de las reformas estructurales en la formación de capital del sector petrolero*, CEPAL.
- [[ Scherer, Gustavo, (1986), *Los Presidentes*, México, Grijalbo.

- ▣ Van der Linde, C., (1991), *Dynamic International Oil Markets*, Holanda, Kluwer Academic Publishers.
- ▣ Weimer y Vining, (1999), *Policy analysis, concepts and practice*, New York, Prentice Hall.