



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE QUIMICA

**FINANCIAMIENTO EN LA INDUSTRIA
PETROLERA: EL CASO DE MÉXICO.**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

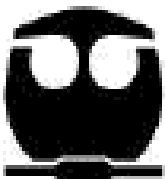
P R E S E N T A :

DANIEL ROMO RICO

TUTOR:

DR. VICTOR RODRIGUEZ PADILLA

2006



Agradecimientos

A todas las personas que me han apoyado e impulsado en los momentos de éxito y difíciles de la vida les aprecio y reconozco ... son lo más importante para mí ... no tengo elementos para agradecerles más que mi amistad y cariño... gracias... muchas gracias ... a todos.. y gracias a Dios...

... Y que... a pesar de todo.. el ser humano no se continúe autodestruyendo... no se deje eclipsar irracionalmente por el entorno... que la racionalidad impere y se use para el beneficio del hombre...

DANIEL ROMO RICO

INDICE

Agradecimientos

Introducción	1
Capítulo 1. La Industria Nacional de los Hidrocarburos.	3
1.1 México en el contexto del mercado internacional de los hidrocarburos.	5
1.2 Importancia de la industria petrolera en la economía nacional.	12
1.3 La industria de los hidrocarburos y el Sector Energía en México.	17
1.4 Retos técnico-operativos del sector hidrocarburos en México.	19
1.5 Perspectivas de requerimientos de inversión en Pemex.	27
Conclusiones	29
Capitulo 2. El Financiamiento en la Industria Petrolera.	31
2.1 Consideraciones generales sobre el financiamiento.	31
2.2 Situación del financiamiento en el mundo	38
2.3 El financiamiento de la industria petrolera en el mundo.	44
2.3.1 La formación de capital en la industria petrolera internacional.	48
2.3.2 El financiamiento de las empresas petroleras privadas.	52
2.3.3 El financiamiento de las industrias petroleras en los países desarrollados petroleros (PEDP).	67
Conclusiones	76
Capitulo 3. Evolución del Financiamiento en la Industria Petrolera Nacional.	78
3.1 Los Inicios de la industria petrolera mexicana.	79
3.2 Antecedentes de la empresa petrolera mexicana.	87

3.3	El Financiamiento de la industria petrolera mexicana desde su nacionalización hasta mediados de los setenta.	89
3.4	El financiamiento del boom petrolero de la década de los setenta.	92
3.5	La crisis de la deuda y su impacto en el sector petrolero nacional; década de los ochenta.	96
3.6	Evolución del Financiamiento de la Industria Petrolera Nacional, 1990-2004	102
3.6.1	El entorno económico de la industria petrolera nacional, 1990 al 2004.	102
3.6.2	El financiamiento de la industria petrolera nacional, 1990 al 2004.	107
	Conclusiones	118
 Capitulo 4. Consideraciones Sobre el Financiamiento e Inversión en la Industria Petrolera Nacional.		121
4.1	La política fiscal y su grado de maniobra sobre el presupuesto de Pemex.	121
4.2	Evolución de las inversiones en Pemex.	127
4.2.1	Los Pidiregas y la inversión.	134
4.2.2	Los Contratos de Servicios Múltiples.	137
4.3	Mecanismos de financiamiento en la industria petrolera nacional.	141
4.3.1	El Financiamiento de la Industria Petrolera Estatal.	141
4.3.2	Los contratos de servicio múltiple.	154
	Conclusiones	157
 Capitulo 5. Análisis y perspectivas de la Situación Financiera de Petróleos Mexicanos		159
5.1	Determinantes extraeconómicos que afectan el desempeño de Pemex.	159
5.2	Análisis de la situación financiera de Pemex.	164
5.3	Viabilidad de Pemex en el mediano y largo plazo.	177
5.3.1	Modelo Financiero (MEFPEX).	177
5.3.2	Aplicaciones del MEFPEX.	190
	Conclusiones	203
 Conclusiones Generales		207

Anexo A. Consideraciones organizacionales de Pemex	214
Anexo B. Marco legal aplicable a Pemex	217
Anexo C. El régimen fiscal de Pemex	223
Anexo D. Financiamientos obtenidos por Pemex	229
Anexo E. Principales indicadores financieros de empresas petroleras	238
Anexo F. Principales Proyectos de Inversión en Pemex, 1978-2001	242
Bibliografía	253
Lista de abreviaturas	261
Índice de gráficas	263
Índice de cuadros	266

INTRODUCCIÓN

El problema de financiar el crecimiento de Pemex, y el de la industria petrolera nacional, es un tema de actualidad debido al conjunto de elementos estructurales que acumula la paraestatal y al papel jugado por el Estado Mexicano en esa actividad. Esta investigación tiene su fundamento en analizar las condiciones mediante las cuales la petrolera estatal mexicana puede desarrollarse, apoyada en unas bases financieras sólidas.

La estrategia financiera implementada por el Gobierno para el crecimiento de Pemex ha derivado en que registre una complicada situación financiera, aún cuando ha captado mayores ingresos por la venta de petróleo por efecto de los elevados precios internacionales de la mezcla de exportación en los años recientes. La confiscación de la renta petrolera por el Estado Mexicano y su aplicación en actividades no ligadas a la creación, mantenimiento o renovación de la infraestructura existente es motivo de una amplia discusión nacional.

Recientemente, se planteó la posibilidad de apoyar financieramente a Pemex, mediante la modificación del esquema fiscal aplicable a partir del 2006. En principio, se gestaron dos propuestas una de la Cámara de Diputados y una de la de Senadores, y se culminó con otra condensada por ambas entidades.¹ En todos los casos, el objetivo ha sido instrumentar mecanismos para disminuir la carga tributaria a Pemex y permitirle un mayor margen de maniobra para capitalizarse. En particular, en la última propuesta se promueve la eficiencia para recuperar la renta petrolera en favor del Estado, permitiéndole a Pemex cubrir la totalidad de los costos técnicos y obtener capital de riesgo para invertir en la reposición y ampliación de las reservas, así como en nuevos proyectos de producción, suministro de petróleo y gas natural. Sin embargo, aunque la propuesta ya fue aprobada por el Legislativo, tales recursos no podrán ser utilizados para detonar nuevas inversiones por el desfase de su aprobación con los procedimientos de aprobación de la Ley de Ingresos y el presupuesto gubernamental. A pesar de esa reforma fiscal, la recuperación financiera de la petrolera estatal mexicana no proyecta de manera inmediata en virtud de las características particulares de los mercados y factores estructurales que inciden sobre su desempeño.

Las preguntas de cómo, quién y por qué financiar el crecimiento de la industria petrolera nacional, y en particular de Pemex, son relevantes dado el contexto actual.

Al igual que cualquier empresa Pemex puede allegarse de recursos financieros a través de distintas vías, sin embargo la competencia de diferentes grupos de interés han inducido varios puntos de vista al respecto y creado un escenario en el que las finanzas de la paraestatal muestran un notable deterioro. Las propuestas

¹ Véase, Comisiones Unidas de Energía y de Hacienda y Crédito Público. Dictamen a las Iniciativas que Reforman el Capítulo XII del Título Segundo, Hidrocarburos, de la Ley Federal de Derechos, el cual podría aplicar a partir del 2006, del 8 de noviembre del 2005 www.camaradediputados.gob.mx.

para impulsar financieramente al sector, y a la empresa paraestatal, son variadas e implican distintas estrategias y mecanismos para su financiamiento. Hay posiciones liberales, moderadas y nacionalistas. Instituciones internacionales como el Fondo Monetario Internacional² y gobiernos como el estadounidense, que son claro ejemplo de los primeros, pues plantean que condiciones de libre mercado permitirán un óptimo desarrollo del sector, por lo que empresa paraestatal no tiene justificación de existir. Otras instituciones como la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) o el gobierno federal mexicano son más cautas pues señalan una posición intermedia, en donde la empresa pública compita o se complementa con el sector privado.³ Otro conjunto, sobre todo de grupos políticos y especialistas consideran la necesidad de que el gobierno incremente su participación en el sector hidrocarburos a través de empresas públicas fuertes.⁴

El trabajo de investigación planteó el objetivo de estudiar alternativas de financiamiento que favorezcan la viabilidad financiera y económica de la empresa petrolera estatal mexicana y que induzcan su desarrollo sustentable en el largo plazo, asumiendo que el Estado preserve la propiedad de la empresa, y bajo la premisa de que un apropiado financiamiento de la industria petrolera mexicana es estratégico social, económica y políticamente para el país.

Para el desarrollo de la investigación se plantearon las siguientes hipótesis dirigidas a comprender y analizar las fuentes y mecanismos de financiamiento, la problemática de la petrolera estatal mexicana y las alternativas de solución a su situación financiera.

- Se han instrumentado innovadores esquemas de financiamiento en la industria petrolera mundial de aplicación a Pemex.
- El modelo de financiamiento utilizado por Pemex se ha agotado.
- Existen alternativas de financiamiento que apoyan la viabilidad económica y financiera de Pemex, asumiendo que el Estado preserve la propiedad de la empresa en el contexto del marco legal existente.

Previo a la comprobación de las hipótesis, en el capítulo uno se realizó un análisis dirigido a comprender la posición actual de la industria petrolera nacional, y específicamente de Pemex, de justificar el por qué canalizarle recursos financieros de manera suficiente y oportuna a las actividades de exploración, explotación y refinación de los hidrocarburos. Así, se establecen las bases generales que definen la importancia de financiar a la industria de los hidrocarburos, contextualizada en el mercado internacional, y en el de Norteamérica en particular. Se analizan las implicaciones estratégicas de su ubicación en una región económica de gran impacto que ya muestra una tendencia deficitaria en materia

² Existen varios documentos y pronunciamiento por parte del FMI al respecto. Un ejemplo reciente puede consultarse en International Monetary Fund, Oil Market Developments and Issues, Prepared by the Policy Development and Review Department, March 1, 2005, página 15.

³ CEPAL, Retos y Posibles Soluciones para el Sector Energético Mexicano, 20 de diciembre de 2001, página 40.

⁴ Innumerables ejemplos son citados al respecto. Sin embargo, se recomienda los sitios en internet www.energia.org.mx y www.transnationale.org, en donde se pueden encontrar análisis y discusiones al respecto.

de hidrocarburos –particularmente en Estados Unidos-. De igual manera, y desde un punto de vista de análisis del mercado nacional, se estudia la relevancia que tiene para México el sector de los hidrocarburos, en términos de su relación con el resto de las actividades económicas, su contribución al ahorro interno, a las finanzas públicas y a la distribución del ingreso. Asimismo, se estudian los principales retos operativos, técnicos y tecnológicos que han estado enfrentando la industria petrolera nacional.

Para estudiar la hipótesis de que se han instrumentado innovadores esquemas de financiamiento en la industria petrolera mundial, dada la evolución de los mercados financieros internacionales, se llevaron a cabo distintas etapas de análisis en el capítulo dos, las cuales comprenden desde aspectos universales hasta algunos particulares. Así, se realizó un estudio sobre los conceptos generales del financiamiento, los factores que lo limitan e impulsan en un contexto de una creciente internacionalización de los mercados de factores de producción y de capital. En particular, se llevó a cabo un análisis del perfil de las operaciones de financiamiento en la industria petrolera internacional y las prácticas más comunes empleadas por las compañías, atendiendo a los criterios de selección de los inversionistas. Asimismo, se hace relieve de las características de la evaluación riesgo-rendimiento en la industria de los hidrocarburos, pues por su perfil, existen consideraciones características en cada etapa de su cadena de valor. También, se revisan los esquemas y estrategias de financiamiento empleados en la industria petrolera mundial por las naciones petroleras en desarrollo con el objeto de identificar algunas prácticas que pudiesen emplearse para el caso de México.

El análisis del modelo de financiamiento de la empresa paraestatal mexicana se desarrolla en los capítulos tres y cuatro. En el primero de ellos, se realizó un estudio de las condiciones políticas, económicas y técnicas que se han dado en la industria petrolera nacional desde sus orígenes a fin de conocer los fundamentos del proceso de acumulación. En particular, se analiza su desempeño desde el periodo posterior a la crisis de inicios de los ochenta hasta el año 2004, lapso en el cual se gestaron los principales determinantes de la situación financiera prevaeciente en la paraestatal.

En el capítulo cuatro se hace un análisis más detallado de la política fiscal, con el objeto de evidenciar los problemas estructurales de las finanzas públicas y la forma en que impactan a la petrolera estatal. Además, se analiza la evolución de las inversiones, sus características y perfil por tipo de subsidiaria. También se hace un recuento de los mecanismos de financiamiento empleados por Pemex en los años recientes para soportar su crecimiento dada la política gubernamental de asignar menores recursos a las inversiones presupuestales.

Para comprobar la hipótesis de “que existen alternativas de financiamiento que apoyan la viabilidad económica y financiera de Pemex, asumiendo que el Estado preserve la propiedad de la empresa en el contexto del marco legal existente”, en el capítulo cinco se realizaron tres tipos de análisis. En el primero se efectuó un estudio de los principales riesgos que enfrenta Pemex tanto derivados de los

mercados en los que se desenvuelve como de los asociados a su desempeño operativo. En el segundo, se realizó un análisis financiero con el objeto de identificar los principales fenómenos estructurales que la han llevado a agudizar su viabilidad financiera, y que han servido de fundamento para que algunos grupos de interés justifiquen, la posibilidad de que los capitales privados participen en el sector, y hasta en la propiedad de la empresa. Finalmente, se elaboró un modelo económico-financiero que permite simular el desempeño de financiero de Pemex hacia los próximos años. En la última etapa y después de distintos ejercicios de simulación, se construyeron tres escenarios de desarrollo de la empresa. De los ejercicios de simulación se obtuvieron conclusiones generales sobre la perspectiva de la paraestatal hacia mediados de la década siguiente. Con ellos se proponen estrategias de apoyo financiero a la paraestatal enfocados a preservarse en manos del Estado Mexicano.

CAPITULO 1. LA INDUSTRIA NACIONAL DE LOS HIDROCARBUROS.

La industria petrolera representa algo más que una actividad aislada. Su amplia vinculación con prácticamente todas las funciones realizadas dentro del aparato productivo le dan un carácter de estratégica e inductora de un efecto multiplicador sobre otras actividades.

En cualquier negocio o actividad de producción de bienes y servicios, la canalización de recursos financieros es una condición básica para realizarse, independientemente de otros recursos de capital, humanos y tecnológicos. Pero para proveer de dichos recursos es conveniente su plena justificación, más en el entorno de una economía de mercado, así como la identificación de sus impactos económicos, sociales y políticos, más si se tratan de una actividad de carácter básico para el consumo humano, como es la energía.

Este capítulo tiene como objetivo identificar los principales elementos que justifican el por qué y para qué financiar la industria petrolera nacional, y a Pemex en particular. El análisis comprende una contextualización de su papel en el mercado internacional de los hidrocarburos, y en el de Norteamérica en particular, así como el estudio de su relevancia en la economía mexicana. También, contiene el análisis de los principales retos técnicos y operativos que se enfrentarán en los próximos años, mismos que deben ser superados a fin de promover una oferta sustentable de los hidrocarburos demandados en el país.

Finalmente, se ilustran los montos de inversión planteados de manera oficial, los cuales deben ser financiados a fin cumplir con las metas operativas establecidas en los planes y programas gubernamentales.

1.1 México en el Contexto del Mercado Norteamericano de los Hidrocarburos.

La importancia de la industria petrolera mexicana en el contexto internacional es de carácter estratégico, dadas las perspectivas de crecimiento económico mundial, su relación con el mercado de Norteamérica y el liderazgo que representa en América Latina por ser el único país que no ha desregulado de manera expedita la exploración, producción y refinación de los hidrocarburos.¹

Para ilustrar el papel de la industria mexicana de los hidrocarburos, se analizarán las principales variables económicas que la distinguen y su contextualización en el mercado de América del Norte.

¹ CEPAL, "En América Latina y el Caribe, en casi todos los países productores, se implementó una reforma tendiente a incorporar la inversión privada en el sector, con la excepción de México". CEPAL, documento No.889/1307 tomado de www.cepal.org. Aunque con la firma de los Contratos de Servicio Múltiple en México, se ha abierto a los privados la posibilidad de participar en la producción de gas natural en la denominada Cuenca de Burgos.

Durante la década de los noventa, la economía mundial registró un crecimiento de alrededor del 3% anual. En este contexto, el mercado del Tratado de Libre Comercio de América el Norte (TLCAN) mostró un incremento promedio anual ligeramente superior al mundial. El mejor desempeño del intercambio comercial en la zona y el impulso de los sectores tecnológicos coadyuvaron a incrementar la actividad económica.

Luego de su menor actividad registrada a partir del segundo semestre del 2000, se espera que la economía mundial retome su dinámica para los próximos 25 años y crezca alrededor de 3.5% en promedio anual. Evidentemente, este desempeño se caracterizará por un incremento en la producción e intercambio comercial en el mercado del TLCAN, que será liderado sin duda por los Estados Unidos, que representa un Producto Interno Bruto de alrededor del 11 billones de dólares, cerca del 30% del mundial y 88% del correspondiente al de la zona.

El crecimiento económico en esta región tendrá como base un aumento en el PIB per capita que se elevará como efecto de su desenvolvimiento previsto y de la menor tasa de crecimiento poblacional en la zona, que se conformará en el tiempo por personas jóvenes y mayores de edad.

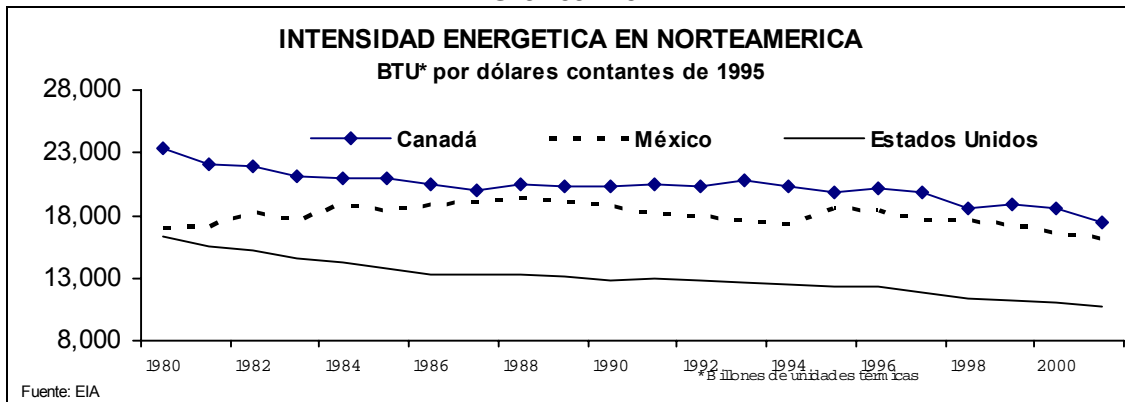
Las áreas de mayor dinamismo en este mercado continuarán siendo las actividades ligadas al intercambio comercial, al sector financiero, servicios y, particularmente en Estados Unidos, a las vinculadas al desarrollo de la tecnología.

El comportamiento de la estructura productiva en la zona del TLCAN deberá estar soportado por un mercado de energía sólido y tendrá que continuar apoyado por las compras internacionales de hidrocarburos, a menos que se creen las condiciones para explotar más intensivamente las reservas de hidrocarburos en Canadá y México o el desarrollo de la tecnología logre proveer de fuentes alternas de generación de energía de manera competitiva.

La mayor actividad económica en la región y en el mundo, estará acompañada por un incremento en el consumo de energía. La Agencia Internacional de Energía supone un crecimiento anual de 1.8% en la demanda mundial entre 2001 y 2025 y de un 1.5% en el mercado de Norteamérica (Canadá, Estados Unidos y México), el cual estará soportado por la mejora en la eficiencia en el consumo de energía (gráfica No. 1.1).² Una de las fuentes de aprovisionamiento de energía básica en esa región serán los hidrocarburos. El reto para los proveedores en la zona será abastecer algo así como el 30% de la demanda mundial de petróleo y de gas natural, respectivamente.

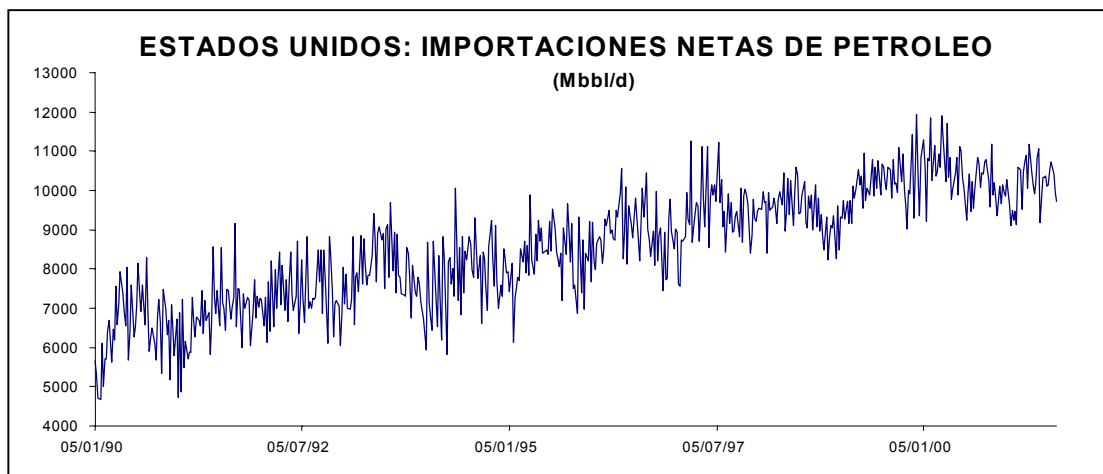
² Agencia Internacional de Energía, Internacional Energy Outlook, USA, 2004.

Gráfica No. 1.1



En particular, resalta el caso de Estados Unidos que es un país deficitario en hidrocarburos (gráfica No. 1.2), cuyo crecimiento en la demanda hacia el 2025 se estima de 1.5% por año.

Gráfica No. 1.2



Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2004.

La penetración de los hidrocarburos como proveedora de energía primaria consumida en la zona del TLCAN se incrementará de 63.6% en el 2001 a 65% en el 2025. Destaca el comportamiento en el consumo del gas natural en Canadá y México en donde se estiman unas tasas de crecimiento anual en el lapso citado de 2.2% y 3.9%, respectivamente.³ El aumento en la demanda de gas natural responde a sus bondades en términos de combustión señaladas con anterioridad y a una política de sustitución inducida por el gobierno de Estados Unidos de depender en menor grado del petróleo ante la estructura de su oferta en el mercado internacional.⁴

³ International Energy Agency, Transportation Projections in OECD Regions, May 2002, Executive Summary.

⁴ El gobierno debe crear esquemas de incentivos, con énfasis en los aspectos relativos a la conservación de energía.

I. El fracaso de incentivar la oferta interna ha hecho de Estados Unidos un país muy dependiente de otras naciones en materia de petróleo y gas, con las serias implicaciones que ello representa en términos de seguridad y estabilidad de precios.

La demanda de petróleo mantendrá su participación en el total de energía consumida en la región, impulsado por la demanda de derivados del petróleo y el continuo avance del sector transporte. Ello en virtud del aumento esperado en el ingreso per cápita, el cual tenderá a fortalecerse por efecto de la baja en la tasa de crecimiento poblacional y el incremento en el PIB, y a la necesidad de mover un mayor volumen de comercio de bienes y de personas vía terrestre, marítima y aérea. La gasolina, diesel y turbosina serán los principales derivados de petróleo consumidos.

El sector industrial se preservará como un importante demandante de hidrocarburos en las actividades ligadas a la industria química, petroquímica, farmacéutica y las vinculadas a la fabricación de materiales e insumos, como siderúrgica e industria del vidrio, entre otras. El consumo doméstico y del sector servicios también continuará elevándose.

Ahora bien para contextualizar la situación que mantiene cada uno de los países integrantes del TLCAN en materia de hidrocarburos, a continuación se presenta un diagnóstico que permite justificar la importancia de financiar el sector petrolero mexicano, para contribuir así a soportar una adecuada oferta de petróleo y gas natural en la zona.

El Mercado del Petróleo en el TLCAN

Estados Unidos, que es el tercer productor mundial de petróleo y cuenta con sólo el 2.4% de las reservas mundiales, ha mostrado un constante declive en su nivel de producción en los últimos treinta años.

Tan sólo entre 1970 y el 2003, ese país disminuyó su producción de 9.6 MMbd a 5.7 MMbd,⁵ y lo más preocupante es que no se espera un incremento en su nivel de producción para los próximos años, básicamente porque la exploración y explotación del denominado “oro negro” tiene un costo de producción muy superior al de otras regiones del mundo, como es el caso del Medio Oriente. De hecho, el potencial de explotación en Estados Unidos se ubica en la Alaska o costa fuera a profundidades cada vez mayores en el Golfo de México. Esta situación ha impulsado a las empresas petroleras estadounidenses, apoyadas por el gobierno de ese país, a tener como estrategia la extracción paulatina de petróleo en los países que cuentan con reservas, sea a través de concesiones otorgadas por los estados nacionales, asociaciones con las empresas estatales o la compra de reservas en los lugares permitidos.

II. Se está en el camino de dependencia peligrosa en una fuente para la generación de electricidad, que es el gas natural.

III. La infraestructura de energía y transmisión que mueve la electricidad, gas y petróleo es poco adecuada para el reto que se presenta en el siglo XXI.

IV. Las inversiones en Investigación y Desarrollo continúan enfocándose en fuentes primarias de energía, como la solar y el viento, que son relativamente maduras y no en nuevas áreas de oportunidad.

Office of Science and Technology Policy and the President's Council of Advisors on Science and Technology, 2000.

⁵ Véase la página <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t41c.xls>, 12/may/2004.

Por su parte, México y Canadá producen en cada caso el 20% y 25% del petróleo explotado en la zona del TLCAN, son autosuficientes y proveedores de alrededor del 10% del consumo de petróleo estadounidense. Sin embargo, del total de petróleo importado por Estados Unidos, México provee alrededor del 12% de las compras totales de ese país en el mercado internacional, colocándose entre los tres más significativos suministradores del hidrocarburo.⁶ Esta situación es estratégica para los norteamericanos, por la cercanía de México a ese mercado, los menores costos de transporte del hidrocarburo y por la capacidad de influencia que tiene sobre Petróleos Mexicanos (Pemex) como proveedor de servicios y apoyo tecnológico. Pero sobre todo por la menor dependencia que EUA ha logrado del Medio Oriente, que entre 1977 y 1979 llegó a proveerle el 85% de sus importaciones totales de petróleo.⁷ Por el contrario, a México le representa concentrar una gran parte de su producción de exportación en un solo mercado, lo cual tiene una serie de implicaciones económicas y financieras, y sobre todo políticas.

La zona de América del Norte ha mostrado un deterioro en su nivel de reservas de petróleo en los últimos veinte años, pues en 1980 contaba con cerca del 13% del total de reservas en el mundo y en la actualidad acumula sólo un poco menos de 4% (si se excluyen las reservas de petróleo no convencional que posee Canadá).⁸ La condición estratégica de México en el mercado del TLCAN es que cuenta con un nivel de reservas del oro negro equivalentes al 70% de las declaradas por Estados Unidos y casi cuatro veces las que reporta Canadá -sin considerar el petróleo no convencional- (cuadro No. 1.1).

Al nivel de producción actual, la región tendría capacidad para explotar petróleo por 11 años, sin embargo, si se miden las reservas entre el consumo de petróleo, las reservas se terminan en menos de siete años. Por lo anterior, resulta estratégico apuntalar la exploración y explotación de petróleo en la zona con mayores inversiones y la aplicación de los desarrollos tecnológicos, de lo contrario, Estados Unidos tendrá que presionar más a los países productores a fin de tener acceso para disponer de este combustible.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, el consumo de petróleo en la región del TLCAN crecerá 1.6% anual entre el año 2001 y el 2025,⁹ debido fundamentalmente al crecimiento económico, y en particular al consumo del transporte e industria, ya que no se prevé la penetración masiva de una fuente alternativa de energía que desplace a dicho hidrocarburo.

Cuadro No. 1.1

⁶ En algunos meses del 2002 y del 2003, México se ha constituido en algunos meses como el primer proveedor de petróleo al mercado estadounidense, incluso por arriba de Arabia Saudita, que tradicionalmente es el más importante abastecedor.

⁷ Tello Carlos y C. Reynolds, Las relaciones México-Estados Unidos, Colección de Lecturas del FCE No. 43, México 1981.

⁸ No obstante, si se considera el petróleo no convencional Canadiense el porcentaje de reservas (estimadas en 174.4 miles de millones de barriles) aumenta hasta 17% del total mundial. El problema será contar con la tecnología de bajo costo para explotar esas reservas de petróleo.

⁹ Idem, Agencia Internacional de Energía, Internacional Energy Outlook, 2004.

RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN AMÉRICA DEL NORTE.

	PETROLEO*		GAS NATURAL**
	Incluido el no Convencional	Convencional	
Estados Unidos	22.7	22.7	186.9
México	15.7	15.7	15.0
Canadá	178.9	4.5	59.1
Total reservas TLCAN	217.2	42.8	261.0
Total reservas en el mundo	1,265.8	1,091.4	6,076.5
Reservas TLCAN/Reservas mundiales	17.2%	3.9%	4.3%

*/ En miles de millones de barriles de petróleo

**/ Billones de pies cúbicos

Fuente: Oil & Gas Journal, Worldwide reserves grow; oil production climbs in 2003, December 22, 2003, Vol. 101, No. 49, página 43-47.

El Mercado del Gas Natural en el TLCAN

En el mercado de gas natural, los estadounidenses son los que mayor consumo registran en la zona del TLCAN con el 83% del total, le sigue Canadá con alrededor del 12% y el resto lo consume México. A diferencia del petróleo, México es un importador creciente de gas natural de Estados Unidos, e incluso emplea como referencia para su mercado interno el precio de este hidrocarburo en el Sur de Texas -Houston Ship Channel-.¹⁰

Canadá es el mayor proveedor de gas al mercado estadounidense, ya que registra un nivel de producción superior a su consumo, no obstante ha reducido su nivel de reservas de 87 billones de pies cúbicos (bpcd) en 1980 a 58.7 bpcd en la actualidad, esto es una disminución de más del 30%.¹¹

Las reservas de gas natural en el mercado del TLCAN, que únicamente cuenta con un poco más del 4% del total de reservas mundiales, son limitadas en proporción a sus necesidades de consumo. Al nivel de producción actual dichas reservas durarían menos de diez años. Del total de reservas de gas natural, Estados Unidos concentra un poco más del 70%, Canadá 23.2% y el resto México.

El nivel de producción actual en la zona del TLCAN es casi suficiente para autoabastecerse, sin embargo en los últimos años el incremento en el consumo del gas natural ha originado mayores compras de este hidrocarburo en los

¹⁰ Comisión Reguladora de Energía, directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural. Publicada en el Diario Oficial de la Federación del 20 de marzo de 1996 y Modificada mediante Resoluciones núms. RES/061/2002, RES/242/2002, RES/274/2002, RES/047/2003, RES/201/2003 y RES/284/2004.

¹¹ BP Statistical Review of World Energy June 2004, www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=2012411&contentId=2018340

mercados internacionales, así como presiones en los precios en comparación con los registrados en otras regiones del planeta y en años anteriores al año 2000.¹²

Para promover la oferta en la zona será necesario instrumentar políticas de fomento a la inversión, uso de tecnología, estímulos a la producción y canalización de recursos financieros. O bien crear la infraestructura para su importación de otros mercados, pues de no obtenerse la oferta adecuada de este hidrocarburo en el 2007 se podría generar una crisis de abasto energético en América del Norte.¹³

El déficit de gas natural en la zona es y será abastecida con adquisiciones de gas natural licuado de Argelia, Trinidad y Tobago, Indonesia y Arabia Saudita, entre otros, así como con la creciente participación de las petroleras transnacionales. Evidentemente, el reto para este mercado será el evitar presiones que deriven en precios elevados de este hidrocarburo, que puedan generar; efectos nocivos sobre el nivel de inflación en la zona; problemas de competitividad para la industria, que demanda ese combustible como insumo energético, y en una situación extrema la adopción de políticas de racionalización de suministro de energía como sucedió en el verano del 2000 en California.

La actividad económica que mayor consumo de gas natural, presentará en la zona será la generación de energía eléctrica. De hecho, el gobierno de Estados Unidos ha planteado que la base de la capacidad de generación de energía eléctrica en ese país estará dada por el gas natural, pues el uso del carbón y de la energía nuclear no presentará crecimientos importantes. Similar situación ocurrirá en Canadá en donde se estima que la demanda de gas natural para la generación de electricidad podría triplicarse durante la próxima década.¹⁴

En tanto la capacidad de refinación existente en América del Norte se ha mantenido operando por mucho tiempo y tiende a disminuir (cuadro No. 1.2). La región cuenta con cerca de una cuarta parte de la capacidad de refinación en el mundo. No se han construido nuevas plantas, porque la tendencia ha sido a la reconfiguración de las existentes, toda vez que se registran márgenes estrechos de ganancia en las plantas sin reconfigurar y existen dificultades para construir plantas adicionales, principalmente en Estados Unidos y Canadá, como consecuencia de los problemas ambientales y la infraestructura requerida que implican afectar los intereses de algunas poblaciones e inversiones cuantiosas en el caso de nuevas plantas por la construcción de infraestructura básica. Por cierto, estos últimos factores han influido negativamente en la posibilidad de ampliar el transporte de los hidrocarburos, pues los habitantes sobre todo de las áreas urbanas, se niegan a dar libre acceso a la construcción de los gasoductos, oleoductos o poliductos.

¹² En Norteamérica el precio del gas natural es el más elevado del planeta. Por ejemplo véase el caso de mes de mayo del 2004 cuando en Estados Unidos el precio era de 4.4 dólares por millón de BTU (dmmbtu), en Europa (2.6 dmmbtu), Asia Oriental (1.9 dmmbtu), Australia (1.1 dmmbtu), Sudamérica (1.0 dmmbtu), Centroamérica (0.9 dmmbtu) y Europa del Este y África (0.5 dmmbtu), consúltese Revista Cambio, de fecha 2 de mayo del 2004, página 49.

¹³ Periódico El Financiero "Gas Natural una bomba de tiempo; en 2007", primera plana, 26 de abril del 2004.

¹⁴ Salinas A. Lavinia, El proceso de integración energética entre Canadá, Estados Unidos y México. Implicaciones en la industria del gas natural. Tesis de Maestría UNAM, México noviembre del 2002, página 28.

Cuadro No. 1.2
CAPACIDAD DE REFINACION EN NORTEAMERICA
 Millones de barriles por día

Región / País	1990	1995	2000	2003
Total Mundial	74.64	74.45	81.19	82.05
Estados Unidos	15.56	15.35	16.56	16.70
Canadá	1.88	1.85	1.94	1.99
México	1.68	1.52	1.53	1.68
Norteamérica	19.12	18.72	20.03	20.37
% mundial	25.6%	25.1%	24.7%	24.8%

Fuente: Secretaría de Energía, Prontuario del Sector Energético 1990-1995, México 2000 y Oil & Gas Journal, Worldwide Refining Survey, varios números.

En el año 2003, Canadá fue el único país con saldo comercial exterior de petrolíferos favorable por 358 miles de barriles por día (mbd). Estados Unidos y México tuvieron que comprar al exterior 1,432 mbd y 153 mbd, respectivamente, para abastecer su consumo interno. Estados Unidos exportó 878 mbd de petrolíferos, principalmente hacia México e importó 2,310 mbd de productos de Europa, Medio Oriente y Centro y Sudamérica.¹⁵ Se espera que en los próximos años, se preserve esta tendencia deficitaria en materia de la oferta de petrolíferos en América del Norte, particularmente en Estados Unidos y México por los argumentos expuestos y en virtud de los problemas para incrementar la producción en México.

1.2 Importancia de la Industria Petrolera en la Economía Nacional.

La industria de los hidrocarburos ha estado ligada al desarrollo del aparato productivo nacional. En particular desde mediados de los setentas, incrementó su presencia en la economía mexicana, no sólo por efecto de su capacidad para abastecer el mercado interno, sino porque en el momento de encontrar reservas se gestaron importantes inversiones, que al dar fruto, se tradujeron en ingreso de divisas a través de las exportaciones del petróleo crudo y en contribuciones fiscales, que se han convertido a su vez, en mayor capacidad de gasto público.

Aunque la contribución de los hidrocarburos en el PIB total nacional ha mostrado un comportamiento descendente con apenas 1.3% en los primeros años de este siglo, luego de alcanzar un promedio de 1.6% en la década de los noventa, su demanda como insumo es generalizado en todas las ramas de la actividad económica. El PIB de los hidrocarburos representa dos quintas partes del total del sector energía.

¹⁵ Idem, Agencia Internacional de Energía, Internacional Energy Outlook, 2004.

La capacidad de oferta interna de la industria nacional de los hidrocarburos para la generación de energía primaria es notable, ya que concentra el 89.9% del total registrado en el 2003. Por el lado del consumo, los hidrocarburos son demandados por el sector transporte, la industria, el sector residencial y el agrícola.¹⁶ Pero además es fuente de suministro como insumo de la petroquímica para la elaboración de hules, textiles y plásticos, entre otros.

La industria petrolera demanda de materiales, equipos, servicios técnicos especializados y capacitación. Es una notable consumidora de mano de obra, pero sobre todo en materia de tecnología y desarrollos de investigación.

Durante la década de los noventa, las inversiones del sector petrolero estatal mostraron un comportamiento a la baja. El gobierno del presidente Fox le ha dado un nuevo impulso que ha permitido incrementar su importancia en la inversión fija bruta total a alrededor del 7%¹⁷ y a una tercera parte del gasto de la inversión pública federal. El impulso fundamental en estos últimos años, se ha canalizado a actividades de exploración, explotación y refinación. En cambio, la petroquímica ha dejado de ser prioritaria para el gobierno mexicano desde principios de los noventa, pues se ha intentado involucrar a la iniciativa privada en su desarrollo. Ello ha implicado perder la oportunidad de desarrollar una base industrial de generación de mayor valor agregado.

Derivado de lo anterior, el PIB petrolero en México ha modificado su estructura en los últimos años. En la década de los noventa el 65.2% de las actividades se integraban por la extracción de petróleo y producción y distribución de gas natural, mientras en los primeros tres años de este decenio ha llegado a 73.3%. En ese lapso la refinación paso de 24.3% a 20.2%, siendo la petroquímica básica la más afectada al retroceder de 10.5% a 6.5% (cuadro No. 1.3).¹⁸

A pesar de haber llegado a contribuir con cerca del 70% del valor de las exportaciones totales de México a principios de los años ochenta, las exportaciones petroleras en el 2004 representaron el 12.5% del total. La disminución de la importancia relativa de la industria de los hidrocarburos en sector externo nacional ha sido producto de la política de apertura económica que modificó la base estructural del comercio exterior nacional. Así, por ejemplo, el volumen de crudo exportado se ha multiplicado por 1.2 en los últimos veinte años. Además las características propias de desarrollo del mercado petrolero internacional han sido un factor de influencia sobre la capacidad de generación de ingresos petroleros internacionales, particularmente por dos factores: la volatilidad en los precios del petróleo y su pérdida de capacidad adquisitiva con relación a inicios de los ochenta (gráfica No. 1.3).

¹⁶ Consúltase www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene_66_estadisticas_de_ener.

¹⁷ Es la relación entre el gasto de inversión de Pemex (incluyendo a inversión en proyectos Pidiregas) entre el saldo de la formación bruta de capital en el año 2002.

¹⁸ Idem, www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene_66_estadisticas_de_ener.

Cuadro No. 1.3
DIMENSIONAMIENTO DEL SECTOR NACIONAL DE HIDROCARBUROS

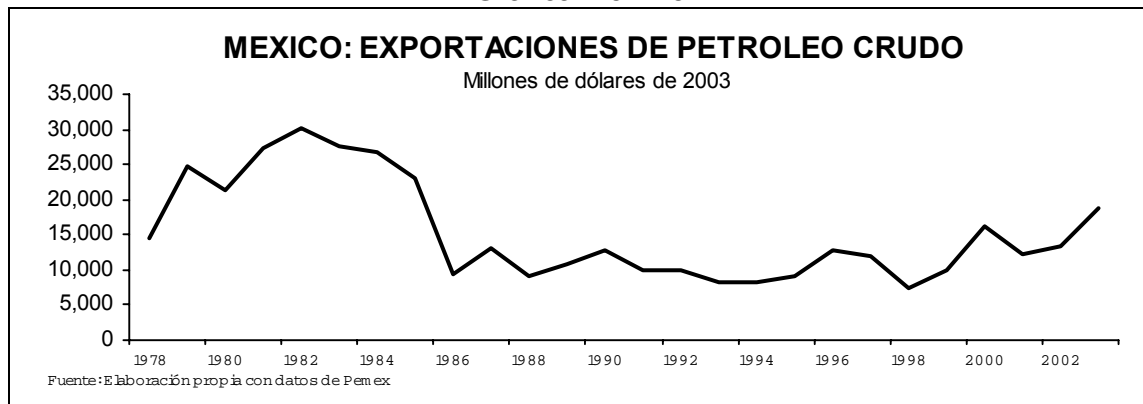
Año	PIB ENERGIA / PIB TOTAL	PIB HIDRO/ PIB TOTAL	PIB HIDROCA/PIB ENERGIA	Extracción de petróleo	Refinación de petróleo	Regen. de lubricantes	Materiales para pavimento	Petroquímica básica	Prod y distr de gas natural	PIB Hidrocarburos
1988	4.0	2.8	69.3	60.0	21.5	4.0	0.4	11.2	2.9	100.0
1989	3.6	2.2	63.4	60.6	19.2	4.7	0.5	11.1	3.8	100.0
1990	4.0	2.3	63.7	62.4	18.1	4.4	0.5	11.4	3.3	100.0
1991	3.5	1.9	59.1	58.6	19.2	5.5	0.8	12.2	3.7	100.0
1992	3.6	1.9	58.3	57.4	18.6	4.6	0.7	14.4	4.3	100.0
1993	3.0	1.5	53.8	53.8	19.1	5.3	1.1	12.0	8.7	100.0
1994	2.7	1.3	52.9	54.7	20.2	6.4	1.2	9.8	7.6	100.0
1995	3.1	1.6	59.8	56.9	20.2	6.4	0.8	10.2	5.4	100.0
1996	3.0	1.4	58.8	58.5	17.7	6.5	0.9	11.0	5.4	100.0
1997	2.7	1.5	59.7	61.5	16.9	5.8	0.9	9.3	5.6	100.0
1998	2.6	1.3	55.3	62.7	14.0	6.4	0.9	7.9	8.0	100.0
1999	2.4	1.3	57.1	66.4	13.7	5.5	0.9	6.7	6.8	100.0
2000	2.4	1.3	63.6	66.6	13.9	5.2	0.9	6.5	6.8	100.0
2001	2.2	1.4	62.3	65.6	14.2	5.2	0.9	6.7	7.5	100.0
2002	2.4	1.4	56.0	65.6	14.6	4.8	1.0	6.2	7.7	100.0

Fuente: Secretaría de Energía, Compendio Estadístico del sector energía, 1980-2000, México, 2001 y <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>

La captación de divisas a través de la venta de petróleo permite mejorar el ahorro interno, y en muchos casos, es una variable que alienta la expectativa de los agentes económicos, en el caso de precios internacionales de petróleo elevados, siempre y cuando se registre una balanza de pagos estable. En otros casos, los ingresos por ventas al exterior de petróleo han sido base para sortear los problemas de liquidez del país, como fue el caso de la crisis de diciembre de 1994. Para el 2003, el valor de las ventas de petróleo crudo sumó 16.8 miles de millones de dólares (MMd), esto es más del déficit en cuenta corriente de ese año (9.2 MMd).

Pemex es la empresa que mayor contribución realiza al erario público en México. En el ejercicio del 2004, la paraestatal destinó el 63.4% de sus ventas totales al pago de impuestos y derechos por extracción. Dichos pagos representaron el 37.2% de los ingresos totales del gobierno federal y casi dos veces el total de gasto de capital de todo el Sector Público. La elevada dependencia del Estado de los recursos del petróleo, no es correspondida con canalización de recursos para gasto corriente y de inversión para Pemex. Ello, limita el crecimiento de las inversiones y la planeación de largo plazo de Petróleos Mexicanos y justifica la intención de grupos de interés de abrir el sector de los hidrocarburos al sector privado.

Gráfica No. 1.3



En los próximos años, México continuará enfrentando la agudización de la competencia en el mundo. Una de las posibilidades para enfrentarla será explotando sus ventajas competitivas, en materia de recursos humanos, materiales y de materias primas, así como desarrollando una capacidad tecnológica propia. En el modelo económico actual, el gobierno ha impulsado una política que expone de manera directa a la estructura productiva nacional con los mercados internacionales, que la obliga a ser cada vez más competitiva. Ante la carencia de tecnología propia, las alternativas para afrontar dicha competencia se derivan entonces de la explotación de las materias primas existentes en el país, de costos bajos de mano de obra y de esquemas de promoción a la inversión privada, entre otros, siempre bajo el principio de otorgar las mayores ventajas a los dueños del capital.

La postura oficial establece que la explotación de los hidrocarburos es una de las estrategias empleadas en México para propiciar una mayor competitividad, pues no sólo se produciría una autosuficiencia energética sino con una mayor oferta se promoverían precios más bajos, lo cual no necesariamente resulta cierto en mercados abiertos. Por lo anterior, algunos grupos políticos y del gobierno buscan impulsar una reforma energética que incremente la participación de los privados en sector, bajo el argumento de impulsar la actividad económica e incrementar la competitividad del país. Aunque lo anterior es sujeto de polémica, lo cierto es que México requiere una industria petrolera sólida, capaz de lograr un crecimiento sustentable y racional en el largo plazo.

México ha basado su consumo de energía en el empleo de los hidrocarburos como fuente de energía primaria. Dadas la accesibilidad tecnológica disponible para explotarlas y el perfil de la política energética nacional, no se prevé el uso masivo de otras fuentes alternas de energía. De hecho, no se dispone en el país de grandes yacimientos de carbón, ni existen programas o proyectos gubernamentales que incentiven su uso sobre todo por sus cualidades contaminantes. Tampoco se ha planteado la posibilidad de continuar empleando la energía nuclear, que a pesar de ser de bajo costo de producción una vez ya instalada la planta, requiere elevados montos de inversión inicial, además de ser contaminante por los residuos que despiden y de ser sujeta a restricciones impuestas

por algunos países desarrollados como es el caso de Estados Unidos, quien podría imponer en cuanto su uso.

La posibilidad de incorporarse como base de generación de energía primaria en México a la energía solar, la eólica, mareomotriz, geotérmica e hidráulica,¹⁹ es también limitada. En unos casos la razón proviene de los problemas para generar energía a gran escala ante la carencia de recursos financieros y en otras por su limitada viabilidad económica, y en otras a las restricciones técnicas aún existentes. Es probable que el uso del hidrógeno aporte con el tiempo crecientes niveles de generación de energía a escala comercial hacia mediados de los treinta, si y sólo si, prueba su viabilidad económica en los países más desarrollados. Desgraciadamente, el escaso apoyo y el esquema legal aplicado en nuestro país limitan la potencialidad de generación de energía empleando fuentes alternas.

El crecimiento de la oferta de hidrocarburos debe alinearse al menos con un incremento, sobre una base histórica,²⁰ de alrededor de 3.5% por año en el PIB nacional en el largo plazo. Ello llevará en el 2025 al PIB per cápita a ser superior en 1.7 al registrado en el año 2000 e implicará tanto la renovación y creación de infraestructura en el aparato productivo nacional como un incremento esperado en la capacidad adquisitiva de la población, que en su mayoría será de jóvenes.

Asimismo, el incremento en el PIB conllevará el aumento en el consumo final total de energía, aunque probablemente a menor ritmo que el PIB por habitante, el cual podría multiplicarse por dos a mitad de la década de los veinte (gráfica No. 1.4).

El contar con reservas de petróleo y gas natural, permitirá al país tener como base de energía primaria al petróleo y gas natural por lo menos hasta la tercer década de este siglo, independientemente de la oferta disponible en el país.²¹ De hecho, el total de reservas de petróleo y condensados podrían agotarse a mediados de los años veinte y en el caso del gas natural a principios de los treinta, pero si sólo se consideran las reservas probadas el plazo de agotamiento de reservas se reduce a 9 y 12 años, respectivamente.

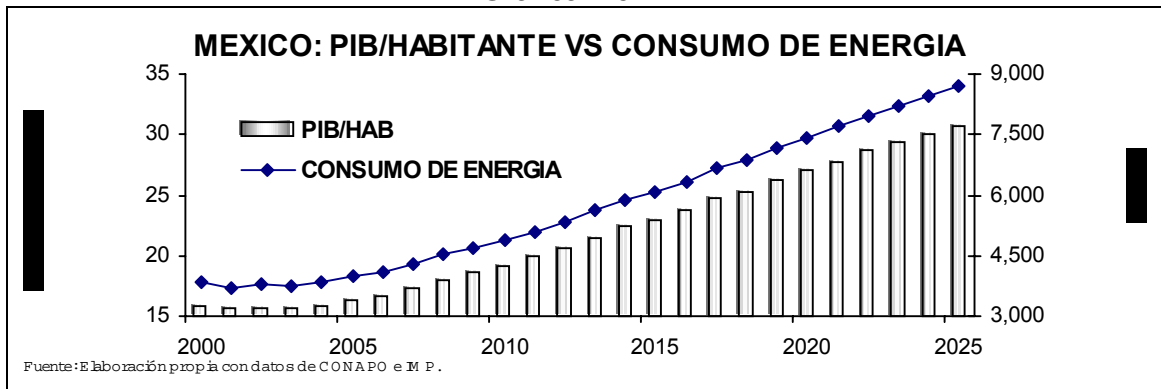
Además, el aparato productivo nacional ha basado su crecimiento en el uso de petróleo y gas natural como fuente de energía primaria, situación que difícilmente se puede modificar en virtud de la enorme cantidad de recursos que implicaría un cambio abrupto, así como la gran cantidad de intereses económicos y políticos que sería necesario desplazar.

¹⁹ Entre 2004-2010 se tiene proyectado la construcción cuatro hidroeléctricas (El cajón, la Parota, Copainala y Boca del Cerro) con una capacidad total de 2,255 megawatts que representa un poco más 6% de la capacidad efectiva de generación existente a mediados del 2002. Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual, México 2003.

²⁰ El crecimiento medio anual del PIB real entre 1970 y el 2003 fue de 3.6%.

²¹ Existen algunos estudios que así los señalan. Véase por ejemplo, IMP, Prospectiva de la Investigación Tecnológica en la Industria Petrolera al 2025, Editado por el IMP, México 2001.

Gráfica No. 1.4



1.3 La Industria de los Hidrocarburos y el Sector Energía en México.

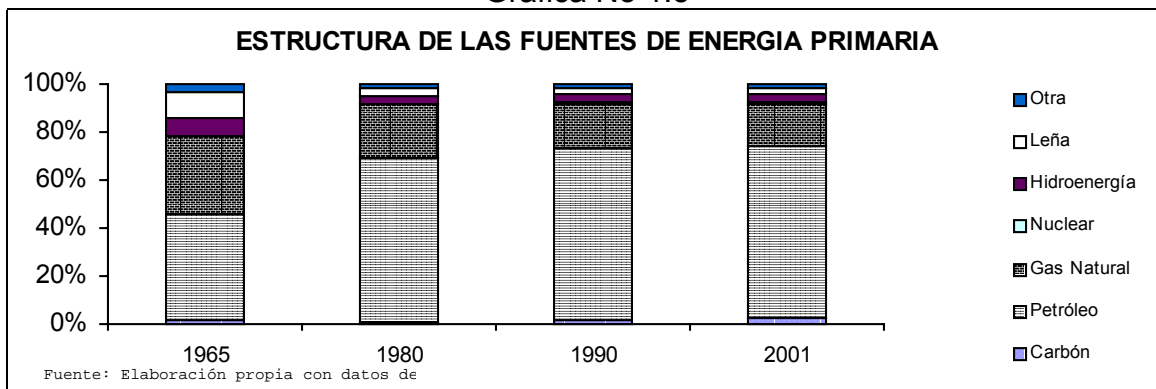
Al igual que en todos los países, el tema de la energía es un asunto de seguridad nacional, su disponibilidad representa una posibilidad real de mejorar el nivel de vida de la población y mantener la actividad económica.

Durante los últimos 10 años, México ha venido incrementando el PIB cada vez con menos energía, como consecuencia de la mayor eficiencia en los procesos empleados, así como del avance de un conjunto de ramas económicas menos intensivas en capital y aportadoras de mayor valor agregado, así como de los resultados marginales de las políticas de ahorro y eficiencia energética impulsadas por el Estado.

La generación de energía primaria en México ha tenido como base el uso de los hidrocarburos como combustibles (gráfica No. 1.5), básicamente por los siguientes factores: se dispone de reservas de hidrocarburos en el país; se han canalizado pocos recursos e incentivos a las inversiones realizadas en hidroeléctricas y otras fuentes de generación de energía eléctrica alterna; el modelo de industrialización adoptado tiene como uno de sus pilares el empleo de los hidrocarburos como combustible; la política energética utilizada por el Estado tiene como base el uso de dichos hidrocarburos por efecto de la importancia en la economía y en las finanzas públicas. De la oferta total de energía primaria en el país en el 2001, el 89% tuvo su origen en los hidrocarburos (70% del petróleo y 19% del gas natural).

Pese a los avances en la eficiencia energética nacional, la relevancia de la industria petrolera nacional radica en que para incrementar el PIB es necesario elevar la oferta de energía producida. Así, las actividades industriales, manufactureras, residenciales, agrícolas, y particularmente el transporte, han creado una base de infraestructura dependiente del consumo de derivados del petróleo (gasolina, diesel, gas LP y otros derivados).

Gráfica No 1.5



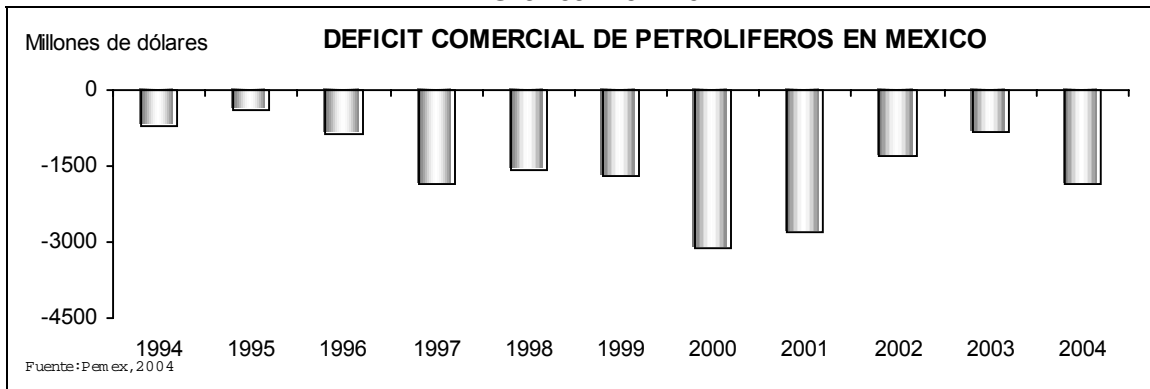
El país consume alrededor de la mitad del petróleo que produce. El principal demandante es el sector transporte que consume gasolina, diesel y turbosina. Históricamente, la capacidad de producción en refinación ha permitido abastecer el nivel de demanda de refinados de petróleo, sin embargo, desde 1989 también ha tenido que realizar importaciones netas (gráfica No. 1.6), algunas de las cuales han sido bien para abastecer regiones alejadas de los centros de producción o distribución o para complementar la oferta interna. De manera particular, en el 2001 se llevaron a cabo importaciones, en términos de volumen, por el equivalente a 29.7% del consumo interno de gas LP, 5.5% del de gasolina y 16.1% de combustóleo.

Por su parte, el consumo de gas natural ha crecido en los últimos años,²² particularmente desde finales de la década de los noventa ante sus cualidades de eficiencia, retornos de inversión a menor plazo y poco contaminante. En el 2001, el gas natural aportó el 22.3% del total del consumo de energía primaria en el país, mientras que en 1990 fue el 16.1%.

Resalta el sector eléctrico, que desde mediados de la década de los noventa ha acelerado el uso de plantas de ciclo combinado basadas en el empleo de gas natural para la generación de electricidad, en lugar de las instalaciones que utilizan combustóleo o de la construcción de nuevas hidroeléctricas que requieren elevados montos de inversión inicial. Además, el uso del gas también se deriva de la política de disminuir el impacto sobre el ambiente que puede realizarse mediante el consumo de ese energético en lugar de combustóleo, carbón o combustión de leña.

²² Entre 1993 y 2003, la tasa media de crecimiento del consumo nacional de gas natural fue de 5.7%. Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, México, 2003.

Gráfica No. 1.6



La Secretaría de Energía señala que uno de los retos básicos de la industria petrolera nacional está en suministrar la oferta suficiente derivada de la creciente demanda de gas natural que se desprenderá del crecimiento en el consumo del sector eléctrico²³ e industrial, misma que crecería cerca de 6.8% anual entre 2002 y el 2012, al pasar de 4,855 a 9,389 de millones de pies cúbicos. De acuerdo a las autoridades referidas, la estrategia a mediano y largo plazo para incrementar la oferta de gas natural estará basada en: la reactivación de la exploración en áreas de mayor potencial; el enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado; la licitación de bloques mediante los Contratos de Servicio Múltiple y la importación de gas natural licuado.²⁴

Por otra parte, la disponibilidad interna de petróleo y petrolíferos significa para México la ventaja de no tener que enfrentarse a los problemas de desabasto, que pudiesen ocurrir en el mercado internacional del petróleo, así como no verse obligado a implementar una política energética de transición acelerada hacia nuevas fuentes de energía, como sucede con algunos países europeos nórdicos.

1.4 Retos Técnico-Operativos del Sector Hidrocarburos en México.

Si bien, el crecimiento que mostrará la industria nacional de los hidrocarburos en los próximos años estará asociado a distintos factores, entre los que tendrá relevancia su actuar en materia de exploración, la complejidad en su proceso de explotación, refinación, transporte y distribución y la aplicación de las “mejores prácticas” internacionales de las grandes petroleras multinacionales (cuadros No. 1.4 y 1.5), así como el contar con la disponibilidad de tecnología, capacidad gerencial y operativa, pero sobre todo de recursos financieros.

Así, en materia de exploración será necesario continuar realizando trabajos en áreas y regiones con potencial a fin de, primero, lograr reponer el volumen de

²³ Se estima que, si los mercados de gas natural siguen un comportamiento estable, la aportación de las plantas de ciclo combinado aumentará de 9.2% a 52.1%, mientras que la contribución de las unidades térmicas convencionales a combustóleo se reducirá del 46.6% en el 2000 a solo 13.8% en el 2010. Véase la SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2001-2010, México 2001.

²⁴ Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, México, 2003.

reservas probadas explotadas anualmente como lo hacen las empresas petroleras multinacionales,²⁵ y después incrementarlas a fin de propiciar la sustentabilidad de la industria petrolera nacional en el largo plazo. Las regiones del territorio nacional a explorar en los próximos años procederán de las actividades que se realicen en algunas regiones del litoral de Golfo de México y sureste del país, en general en el caso del petróleo y gas asociado, y en la Cuenca de Burgos y Lankahuasa en el caso del gas natural no asociado. Sin embargo, el reto no para ahí, sino que en etapas subsecuentes será inevitable incursionar en la exploración de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México en tirantes de aguas superiores a los 2,000 metros, así como en lograr explorar de manera integral el territorio nacional.²⁶ Evidentemente, los costos de producción en estas condiciones tenderán a incrementarse, pero también los riesgos.

Cuadro No. 1.4
**PERFIL DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE NEGOCIO EN EMPRESAS
PETROLERAS MULTINACIONALES EN E&P**

- Tratan de reemplazar sus reservas de hidrocarburos como mínimo un 100% cada año.
- Optimizan la producción de los yacimientos mediante su adecuada caracterización, buscando alargar su vida útil.
- Buscan operar y desarrollar campos al mínimo costo con máxima recuperación de reservas.
 - Con bajos costos de operación.
 - Con costos reducidos de descubrimiento y desarrollo.
 - Con eficientes procesos de administración de yacimientos.
- Optimizan sus recursos al máximo humanos y de capital.
 - Hacen mucho más actividades empleando menos recursos financieros en el menor tiempo posible.
 - Emplean de manera intensiva tecnología de información y promueven la automatización de las operaciones.
 - Desarrollan e integran habilidades de los recursos humanos.
- Aplican y desarrollan tecnología estratégicamente para maximizar sus márgenes de rentabilidad.

Fuente: Elaborado con base en pláticas con el Ing. Raúl Ortiz, Asesor Tecnológico Internacional.

Pero para ello, será necesario continuar canalizando importantes montos de inversión a la exploración²⁷ -y posteriormente a la explotación- en esas regiones productoras, que registrarán condiciones de creciente complejidad e inaccesibilidad, además de las ya conocidas, como el caso de la exploración en los yacimientos subsalinos, y sobre todo, emplear los desarrollos tecnológicos que abatan los costos y disminuyan el riesgo exploratorio.

²⁵ Las empresas petroleras transnacionales tienen como estrategia el mantener un ritmo de reposición de reservas superior al 100%. Cuando esta meta no es lograda los inversionistas castigan el precio de las acciones de la empresa y se incrementa la percepción de su riesgo con el consecuente efecto sobre el costo de su deuda emitida, véase el caso reciente de Royal Dutch Shell.

²⁶ En el IV Informe de gobierno de Fox se señaló que ha detectado zonas productoras, sobre todo en aguas profundas, con un potencial "conservador" de casi 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir el doble de las reportadas en ese año. El problema es que Pemex no cuenta con todas las habilidades técnicas y tecnológicas para explotar los hidrocarburos en aguas profundas.

²⁷ Pemex estima que la inversión en materia de exploración entre el 2001 y el 2006 llegue a 6.2 mil millones de dólares. PEP, Plan de Negocios 2001-2006, México 2002.

Cuadro No. 1.5
**PRINCIPALES TENDENCIAS TECNOLOGICAS INTERNACIONALES
 EN LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS EN E&P**

<input type="checkbox"/> Mejor caracterización de la exploración, inclusive empleando métodos satelitales.
<input type="checkbox"/> Empleo de modelos de simulación y desarrollo de software.
<input type="checkbox"/> Empleo de pozos submarinos, que se duplicarán en los próximos cinco años.
<input type="checkbox"/> Continuará el creciente uso de instalaciones de producción flotantes
<input type="checkbox"/> Las empresas de servicio tenderán a involucrarse en actividades de operación.
<input type="checkbox"/> Las decisiones de operación, y el know how, se está concentrando en Houston.
<input type="checkbox"/> La fuerza de trabajo en actividades offshore esta consolidándose.
<input type="checkbox"/> Empleo de combustibles más limpios, con menos contenido de azufre.
<input type="checkbox"/> Existencia de procesos de refinación más automatizados y capaces de producir mayor valor agregado por petróleo de barril procesado.

Fuente: Oil & Gas Journal, vol. 99. No. 18, Abril. 30, 2001

Para la industria nacional de los hidrocarburos es conveniente reducir el tiempo entre la exploración y la explotación de los yacimientos, con el objeto de incorporarlos más rápido a la producción, sobre todo, los campos de mayor potencial. El lapso entre la exploración y explotación puede llegar hasta 12 años,²⁸ por lo que superarla será fundamental para mantener el nivel de producción y alcanzar las metas de producción planeadas.

Pemex -y las empresas que operen por encargo de la paraestatal- tendrán que enfrentar crecientes retos operativos para explorar y explotar los hidrocarburos en condiciones tales que logren elevada rentabilidad y bajo riesgo. Ello en virtud de que la etapa de la explotación de los hidrocarburos “fáciles” está en proceso de finalizar, pues los grandes yacimientos someros en tierra, están en plena fase de desarrollo, en algunos casos, y en otros de plena madurez.²⁹ Además, los yacimientos potenciales se encuentran a mayores profundidades, más dispersos en el subsuelo, y con frecuencia, con bajos volúmenes de hidrocarburos, en condiciones geológicas particulares.

El estudio de las características de los yacimientos existentes mediante el empleo de modelación y el desarrollo de software representa un desafío, pues en muchos de los casos la perforación de los pozos se puede traducir en pozos secos. En México, la explotación de los yacimientos areno-arcillosos constituye todo un reto por las características propias de su estructura geológica.

También existe la posibilidad de que cuando se realizan los trabajos para el desarrollo de campos, se encuentren problemas para la explotación de la producción, como en el caso de los pozos inundados con agua que pueden

²⁸ Para mayor discusión sobre tema véase S. Galina y D. Romo, “Actividades Mundiales de Perforación: Algunas Tendencias”, conferencia organizada en el marco de los trabajos de la AIPM, México, 2001.

²⁹ En México esta tendencia indudablemente se observará, sobre todo por el tiempo que lleva explotándose la denominada Faja de Oro, Tabasco, las aguas litorales de Campeche, entre otras. En el mundo este argumento es estudiado en: Matthew R. Simmons, “Depletion & US Energy Policy”, International Workshop on Oil Depletion, Uppsala, Sweden May 23, 2002.

resultar en improductivos. En efecto, es particular problema para la industria petrolera nacional el controlar la producción de pozos con una elevada proporción de agua a aceite, sobre todo cuando se demanda infraestructura adicional para el manejo del agua.

En muchos casos la necesidad de obtener el petróleo de inmediato derivó en la explotación irracional de los yacimientos de hidrocarburos, como fue el caso de la Faja de Oro en México. Ello ha significado no obtener una óptima proporción del total del hidrocarburo contenido en la roca almacenadora, por lo que será necesario llevar a cabo trabajos adicionales para incrementar la vida útil de los pozos explotados. Al principio la sola presión de los yacimientos era suficiente para obtener el crudo, pero con el tiempo ha sido necesario usar métodos de recuperación secundaria. Sin embargo, desde algunos años a la fecha ha sido necesario también emplear métodos de recuperación mejorada para obtener mayor producción de petróleo, pero sobre todo, para aprovechar al máximo las inversiones realizadas en la infraestructura previamente construida. Indudablemente que esta situación continuará aplicándose en nuestro país, como en el caso del Cantarell en donde se inyecta nitrógeno para estimular la producción del petróleo depositado en el yacimiento con el inconveniente de que el nitrógeno está contaminando el gas natural asociado obtenido del yacimiento, lo cual implica inversiones adicionales en plantas para eliminar ese nitrógeno.

El país cuenta con un volumen de reservas de petróleo probadas que pueden aún ser explotadas a costo de desarrollo competitivo internacionalmente, pero que entrarán en fase de agotamiento en los próximos años, como sucederá con el propio Cantarell y los desarrollos en el Norte de Veracruz. Ello implica el buscar nuevos yacimientos o emplear tecnología que pueda alargar la vida útil de los existentes, bajo la premisa de mantener bajos los costos de producción.

Como ha sucedido en gran parte del mundo, para los próximos años en México la extracción de petróleo crudo se integrará en mayor medida de crudos más pesados, como está ocurriendo en Maloop-Zaap.³⁰ Ello implicará emplear tecnología apropiada para explotar óptimamente los crudos con mayor viscosidad, que son más difíciles de extraer, transportar, procesar y que además cuentan con los denominados asfáltenos que deterioran la vida útil de los equipos empleados. Debe señalarse, que a diferencia de otras naciones, en México no se ha hablado sobre la existencia o la explotación del denominado petróleo no convencional, tales como las tierras bituminosas, lo cual implicaría la incorporación de mayores desarrollos tecnológicos.

En particular, uno de los grandes retos en México es el encontrar una mayor cantidad de reservas de gas natural. Las áreas de Burgos y Lankahuasa son las principales regiones con potencial productor en la actualidad y en los próximos años.

³⁰ Aunque según las metas del Plan de Negocio de PEP, se pretende obtener en el 2006 igual proporción de crudo ligero y pesado, Op. Cit. , Pemex Exploración y Producción, Plan de Negocios, Enero del 2002.

En el caso de Lankahuasa existen, fundamentalmente dos grandes desafíos: el caracterizar adecuadamente los pozos a desarrollar ante la existencia de presiones anormales en las rocas areno-arcillosas, y contar con la tecnología apropiada para lograr la estabilidad de las plataformas ante el movimiento de las corrientes marinas. Esta necesidad de encontrar el gas natural –sobre todo del gas no asociado- ha sido una preocupación del gobierno actual y de Pemex, por lo que han implementado una estrategia de mediano y largo plazo para incrementar la oferta de ese combustible, consistente en: la reactivación de la exploración en áreas de mayor potencial; enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado; aprovechamiento de la producción a niveles comparables con la práctica internacional y la comercialización de gas natural licuado.³¹

A su vez esa necesidad por explotar el gas natural tiene como base el que, de acuerdo a las proyecciones oficiales de oferta y demanda de gas natural, para el 2012 poco más del 27% de la demanda nacional tendrá que cubrirse mediante importaciones.³² Para ello, será necesario negociar interconexiones con el Sur de Texas y emprender la posible instalación de terminales de GNL en algunos puertos del país; específicamente se proyecta construir al menos dos de estas terminales, una en el Pacífico y otra en el Golfo de México para finales del 2006.³³ Dichas terminales tendrán la finalidad de recibir gas a precios competitivos de fuentes de suministro externas como Venezuela, Trinidad y Tobago, Nigeria, Bolivia y Argelia entre otras.

En general, Pemex enfrentará costos incrementales para la explotación y extracción del petróleo y gas natural. Derivado de lo anterior, y ante la creciente complejidad en la industria de los hidrocarburos, será necesario desarrollar intensivas actividades de Investigación y Desarrollo Tecnológico (I&DT). Ante ello, no sólo es conveniente realizar trabajos multidisciplinarios, sino que será imprescindible desarrollar acciones conjuntas entre empresas de distinto perfil de conocimiento y experiencia a fin de lograr concretar productos tecnológicos que solucionen la problemática nacional para explotar los hidrocarburos. Para la industria petrolera nacional, ello significará el incrementar sus capacidades de asimilación y desarrollo de tecnología o bien adquirirla “inteligentemente” de empresas internacionales como Halliburton, Slumberger o de alguna filial de las grandes compañías petroleras trasnacionales. En el cuadro No. 1.6, se ilustran algunas medidas instrumentadas por las grandes petroleras trasnacionales para afrontar la I&DT, mismas que podrían ser base de referencia en el caso de México.

³¹ Ibid, Pemex PEP.

³² Op. Cit., Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, México 2003.

³³ La CRE ha otorgado cuatro permisos para construir cuatro terminales para regasificar gas natural, por un monto de 2.3 miles de millones de dólares. http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=16167

Cuadro No. 1.6

PERFIL DE LAS MEJORES PRÁCTICAS TECNOLÓGICAS EN EMPRESAS PETROLERAS MULTINACIONALES EN E&P

- Consideran la tecnología como inversión, no como gasto.
- Robusto grupo tecnológico, que elija un adecuado balance entre los problemas tácticos y estratégicos.
- Innovación continúa, enfocada a las necesidades concretas de las operaciones.
- Comprador inteligente de tecnología, asimilación y capacitación continúa del personal de investigación y operativo.
- Programa de Desarrollo Tecnológico de gran impacto.
 - Dentro de la empresa.
 - Socio estratégico con entidades externas, particularmente con empresas de servicios y con empresas petroleras multinacionales.
- Desarrollan y ejecutan Plan Tecnológico Estratégico ligado estrechamente a metas de negocios.
 - Desarrollo compartido (tecnología / negocios).
 - Los operativos son corresponsables con los investigadores sobre los resultados de la I&D.
 - Asociación a todos los niveles de la corporación (Administración-Operación-Tecnología-Comercialización-Finanzas-Sistemas).

Fuente: Elaborado con base en Prácticas con el Ing. Raúl Ortiz, Asesor Tecnológico Internacional.

De no realizarse un esfuerzo para incentivar la I&DT, Pemex estará condenada a incrementar su dependencia tecnológica de las empresas de servicios internacionales y de las compañías petroleras transnacionales, lo que en el largo plazo podría redundar en crecientes costos de operación por el pago de regalías o la necesidad de afrontar prácticas monopólicas en el mercado de servicios a la industria.

Entonces, un reto fundamental para México será canalizar inteligentemente recursos financieros adicionales y capitalizar las inversiones, pero sobre todo dirigir recursos a la investigación y el desarrollo tecnológico, particularmente a los centros de investigación y las instituciones de educación superior. Con ello se puede fortalecer la base de técnica nacional que sustente el crecimiento de la industria, y depender en menor medida de las compañías internacionales que cada vez amplían su base de operaciones en Pemex (cuadro No. 1.7).

En materia de refinación, Pemex tiene que avanzar en distintos aspectos, que van desde propiciar su rentabilidad, mediante la reducción de costos operativos y administrativos y aprovechando al máximo su capacidad instalada, hasta garantizar el abasto nacional del consumo de derivados, a través del aumento de su capacidad instalada de producción y distribución, y dar cumplimiento a las regulaciones ambientales y de seguridad aplicables a sus instalaciones y productos elaborados. Pero sobre todo, abastecer al país en forma confiable, oportuna a bajo costo de los productos petrolíferos y petroquímicos empleados en la planta productiva nacional.

Cuadro No. 1.7
ALGUNAS EMPRESAS DE SERVICIO QUE CONTRATA PEMEX EN E & P

EMPRESA	OBSERVACIONES
Schlumberger	Su segmento de negocios es manejado geográficamente, con equipos que se enfocan en resolver las necesidades locales proporcionando soluciones modificadas para cada requisito particular.
Halliburton	Proporciona productos, servicios y soluciones integradas para la exploración, producción y desarrollo de petróleo y gas. Evalúa la gama de capacidades que existen para la perforación, terminación, y el buen funcionamiento de la producción. Ayudan a sus clientes a disminuir costos operacionales y gastos en inversión de capital y aumentar sus reservas y producción.
Shell Servicios Técnicos	Ofrece servicios técnicos, de consulta y búsqueda con referencia a la industria energética en el mundo. Combinando la tecnológica con su experiencia operativa proveen a sus clientes de soluciones prácticas e innovadoras, además de situarse entre la tecnología y los negocios.
IFP	El Instituto Francés del Petróleo es un centro de investigación y desarrollo industrial, de educación, capacitación y centro de información activo en los campos de petróleo, gas natural y los automóviles. Sus actividades cubren todos los aspectos de la industria del gas y el petróleo, tales como la exploración y producción. El IFP es una organización respaldado por el Estado, el cual asegura que sus fuentes de financiamientos se preserven.
COMPAÑÍA GEOFISICA GENERALE	Provee servicios geofísicos, y productos para la industria mundial del petróleo y gas. Cuenta con un potencial de 25 equipos con la tecnología más avanzada del mundo, que funciona en las áreas más difíciles de la Tierra (transición tierra-mar), y cubre toda la adquisición sísmica marina.
Daniel Industries	Es una de las compañías más importantes en tecnología energética, particularmente para el flujo de gases, líquidos y vapor y uno de los principales fabricantes de equipos usados para producir, transmitir, distribuir y vender petróleo, gas y otra mercancía energéticas.
Gran Herne	Es una empresa internacional de Halliburton Company.
Hampson & Rusell	Dedicada a realizar consultas geofísicas, geológicas y de sistemas de ingeniería global en todos los aspectos de su instalación, aplicación y desarrollo de software.
Landmark	Landmark es el principal proveedor de productos y servicios para apoyar la toma de decisiones en cuanto a la exploración y producción de petróleo y gas.
Paradigm	Ofrece soluciones de software en servicios geofísicos, estudio de depósitos; apoya cada etapa de exploración y producción del petróleo y el gas, a través de la visualización avanzada, interpretación, caracterización, planeación y perforación de pozos.
Rock Solid Images	Es una compañía sísmica encargada de la caracterización de depósitos y especializada en la integración de la física de la roca y las cualidades de las ciencias sísmicas. Su trabajo está dirigido al calibrado de pozos y la evaluación de las perspectivas y mejoras de los procedimientos para la toma de decisión.
Terra tec	Ofrece soporte en pozos abandonados, perforación y terminación de pozos. Servicios integrales tales como su producto fluido de perforación Payzone, pruebas de servicios, renta de equipo y servicios, servicios de cableado, entre otros.
U. De Tulsa	La universidad del departamento de Tulsa de la ingeniería del petróleo incluye diez miembros de la facultad, treinta del personal, cincuenta estudiantes graduados, y a cientos de estudiantes. Principales del campo, incluyendo perforación, terminación, producción, e ingeniería del depósito.
Precision Drilling	Precision Drilling Corporation es una compañía orientada a la transformación, innovación, e integración de servicios de perforación petrolera y servicios de energía. Incluye divisiones internacionales y nacionales de perforación.
Universidad A&M Texas	Es una de las organizaciones académicas prominentes en geología y geofísica, geografía, ciencias atmosféricas y oceanografía, además de tener el programa de geociencia más grande del mundo, el programa de perforación del océano internacional.

Fuente: Elaboración propia con datos de sus páginas en internet.

Asimismo, el incremento en la complejidad de las operaciones en la industria petrolera tendrá como condición la creciente incorporación de personal más capacitado y mejor remunerado y con amplios conocimientos del quehacer dentro de la industria. Amén de una posición más impulsiva y pro-positiva del Sindicato Petrolero a fin de coadyuvar a ser eficiente la compañía y a eliminar los vicios acumulados en el tiempo.

Un elemento básico en el desempeño futuro de la producción de hidrocarburos será la adecuada disponibilidad de infraestructura para transportar, almacenar y distribuirlos. En México el transporte a través de gasoductos y oleoductos

demandará el contar con el libre acceso para nuevos tendidos, inclusive en áreas pobladas, así como el propiciar mejores condiciones de operación, seguridad y mantenimiento.

Es conveniente incrementar la capacidad nacional de almacenamiento de hidrocarburos y derivados a fin de contar con stocks adecuados para afrontar contingencias nacionales e internacionales.

Uno de los grandes desafíos que enfrenta la industria es continuar disminuyendo los accidentes derivados de sus operaciones. El mayor grado de seguridad, representa el ahorro potencial de recursos y permite dar certidumbre a los agentes económicos ligados con el negocio de la industria petrolera. Lo anterior, implica canalizar recursos de inversión a actividades preventivas, que involucran: evitar pérdida de vidas humanas; la capacitación del personal; la adquisición y/o asimilación de técnicas y tecnología; la operación segura de las instalaciones; la determinación de las causas de los incidentes o accidentes; la eliminación de práctica inseguras y vicios ocultos en el diseño, construcción, operación y el mantenimiento de las instalaciones.³⁴

Ante la complejidad de las operaciones y lo estratégico de la industria en el mundo, una de las grandes preocupaciones en la producción de hidrocarburos en el futuro, será el realizar esfuerzos para el cuidado y atención del medio ambiente. También será necesario canalizar recursos hacia el mantenimiento preventivo y correctivo de la planta industrial con la que cuenta la industria petrolera nacional, en particular, para afrontar los problemas de deterioro de oleoductos y gasoductos que han originado derrames a finales de 2004 y a principios del 2005.

Los daños al medio ambiente se relacionan con la contaminación de los mantos acuíferos, suelo y áreas protegidas, así como al deterioro del aire por las emisiones de CO₂ y el nivel de azufre.³⁵ Los problemas ambientales asociados a las operaciones de Pemex implican canalizar recursos financieros adicionales para evitar problemas sociales que han motivado a algunos grupos a realizar paros o manifestaciones que han afectado las operaciones mismas de la Paraestatal.³⁶

Pemex se ha caracterizado por ser un proveedor confiable nacional e internacionalmente. En este sentido será fundamental preservar esa cualidad construyendo la apropiada infraestructura para ello y preservando la política de contratos de venta de crudo de largo plazo.

³⁴ Pemex ha logrado avances importantes en algunas de estas actividades, que se comparan con las “mejores prácticas” internacionales, entre los que destaca el Programa de Administración de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, véase, Pemex, Informe de Desarrollo Sustentable, 2003.

³⁵ Como parte de sus compromisos en el Programa PROAIRE de la Comisión Ambiental Metropolitana, a partir del 2006 PEMEX tratará de disminuir el contenido de azufre de su gasolina Premium a 50 partes por millón, y de la gasolina Magna a 300 partes por millón. Se estima que ello requiere una inversión de 3,000 millones de dólares en las refinerías de PEMEX. [dem. las declaraciones del Ing. A. Leal Santana.

³⁶ Aunque con menor frecuencia, debido a los esfuerzos realizados en la materia por Pemex, aún continúan dándose a conocer problemas de contaminación originados por las operaciones de la Paraestatal como ha sido recientemente con los pozos exploratorios en Atasta, mismos que son parte de los trabajos en la Cuenca de Macuspana.

En suma, los retos operativos, tecnológicos y de gestión que enfrenta la industria petrolera nacional, y Pemex en particular, son innumerables y fundamentales para mantener y ampliar la capacidad productiva en materia de hidrocarburos.

1.5 Perspectivas de Requerimientos de Inversión en Pemex.

El Plan de Negocios de Pemex, 2002-2010³⁷ y el Plan Estratégico de Pemex, 2002-2010,³⁸ contienen la información oficial sobre los requerimientos de inversión de la compañía. Los objetivos básicos de la planeación en Pemex se orientan a: crecer, fortaleciendo la infraestructura productiva y de operaciones; mejorar el desempeño operativo de manera integral y armonizar los esfuerzos de las diferentes líneas de negocio para maximizar el valor económico de Pemex como empresa integrada. En particular en materia de exploración y producción, se delinearon las siguientes estrategias: incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de crudo pesado; contribuir a satisfacer la demanda de gas y establecer una estrategia comercial orientada a la satisfacción de los clientes, entre otras.

El Plan Estratégico de Pemex plantea una inversión de 85 MMd durante un período de ocho años. La exploración y explotación, a través de PEP, absorbe el 72%. Le siguen las actividades que realiza Pemex Refinación con 18%, Pemex Gas y Petroquímica Básica con el 5%, Pemex Petroquímica con el 3% y Pemex Corporativo con el resto. La base de los recursos planeados se deriva básicamente del uso de recursos en el marco del programa Pidiregas en los próximos cinco o seis años, para luego emplear recursos del presupuesto. No obstante, recientemente ha trascendido que entre el 2004 y 2012 el monto de inversión requerido será de 130.8 mmd, de los cuales PEP obtendrá 117.1 mmd, Pemex Refinación 10.1 mmd, PGPB 1.6 mmd, Pemex Petroquímica 1.4 y el resto será para otros conceptos.³⁹

En general, en materia de Exploración y Producción se planea fortalecer las inversiones para incorporar nuevas reservas, particularmente hasta el 2006,⁴⁰ incrementar la producción de petróleo crudo, propiciando el sostener la plataforma de exportación, especialmente en Cantarell y ampliar la producción en nuevos campos en especial donde se obtiene crudo ligero. También se plantea elevar la producción de gas asociado y no asociado, sobre todo en la Cuenca de Burgos y en Lankahuasa. Una parte importante de tales recursos se destinará al mantenimiento de la infraestructura para la producción y el transporte de los hidrocarburos, así como a evitar y neutralizar la contaminación ambiental.

³⁷ Pemex, Plan de Negocios de Pemex 2002-2010, México, 2002. <http://www.mapafinanciero.com.mx/DOC/3>

³⁸ Pemex, Plan Estratégico de Pemex 2002-2010, México, 2002.

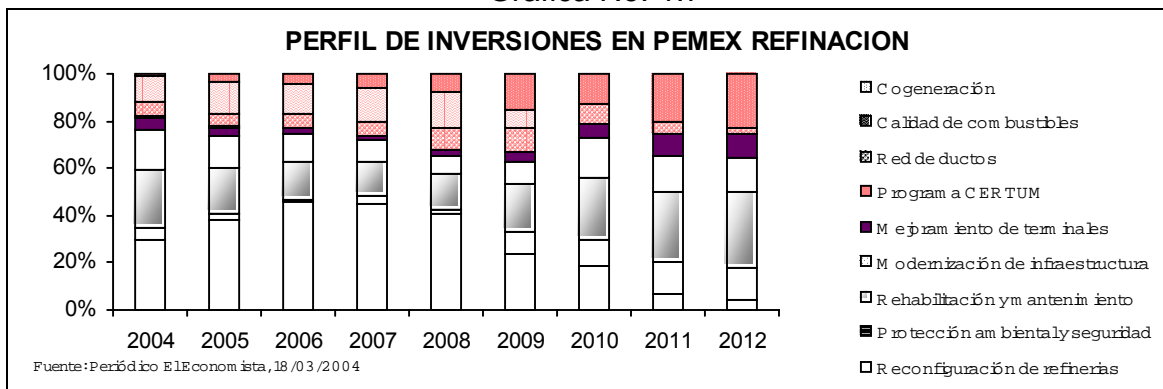
³⁹ Véase <http://www.energia.gob.mx/work/secciones/1682/imagenes/ELIZONDO-COPARMEX-040714.pdf>.

⁴⁰ Pemex tiene como preocupación incrementar su volumen de reservas probadas. En 2003 estas observaron una reducción neta de 1,182 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), derivado de una producción acumulada anual de 1,587 MMbpce y un incremento en las reservas probadas de 405 MMbpce. Véase Pemex, Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Compañía, Mayo del 2004.

En materia de refinación, las inversiones⁴¹ se orientarán a optimizar la capacidad, así como a mejorar la calidad de los productos y satisfacer la demanda interna de petrolíferos cumpliendo con las normas ambientales (gráfica No. 1.7). De esa manera, se podrá abatir el déficit comercial del diesel, el combustóleo y el coque de petróleo.

El crecimiento sostenido que pronostica PEP en su oferta de gas y condensados obligará a invertir en su proceso y transporte, por lo que Pemex Gas y Petroquímica Básica deberá realizar inversiones orientadas al manejo eficiente y oportuno de la oferta del gas natural.⁴²

Gráfica No. 1.7



En materia de Petroquímica, las inversiones se planean para ampliar la capacidad de producción de etileno, oxido de etileno, butadieno, propileno, metanol y estireno, entre otros, así como a reestructurar y fortalecer la infraestructura disponible. En particular, se busca promover alianzas estratégicas entre la empresa pública y el sector privado de manera de propiciar la integración de cadenas productivas y maximizar el beneficio económico para el país. En este sentido destaca el anuncio del Proyecto Fénix, en el que Pemex participaría con un 30 a 35% y que en su primera etapa podría representar una inversión por 2 MMd y una generación de 10 mil empleos, así como la reducción en cerca de un tercio en las importaciones de petroquímicos (que ascienden a cerca de 9 MMd).

⁴¹ Para el periodo 2004-2012 las inversiones en Refinación sumarán alrededor de 20 mil millones de dólares, Véase el periódico El Economista del jueves 18 de marzo del 2004, página No. 39.

⁴² Se estima que PGPB invertirá para el periodo 2004-2012 más de 4 mil millones de dólares. Véase presentación del Ramírez S. Roberto PGPB: Documento de Planeación de Programas y Proyectos de Inversión, presentación en el IMP en Junio, 2003.

Conclusiones

Se justifica ampliamente el financiar las actividades de la industria de los hidrocarburos, en general, y en particular a Pemex. Por una parte, las características del petróleo y del gas natural tienen un amplio consumo en prácticamente todas las actividades económicas de un país, bien sea como proveedora de energía primaria o a través de su transformación en energía secundaria. Ello con independencia de su capacidad de demanda de trabajo, capital y tecnología en su proceso productivo.

Para México el explotar los hidrocarburos es una oportunidad de explotar una de sus ventajas competitivas en el mercado internacional, amén de propiciar su posible autosuficiencia energética en el futuro.

En el exterior, el país es uno de los tres más importantes productores de petróleo No OPEP y forma parte de uno de los principales boques energéticos del mundo. Su posición geográfica estratégica en el mercado de Norteamérica es significativa y su desarrollo cobra relevancia, toda vez que la región presenta una tendencia descendente en el nivel de reservas de hidrocarburos y basa su abasto interno en compras de petróleo y de gas natural en los mercados internacionales, pero además continuará apoyando su crecimiento en el uso de los hidrocarburos como energéticos en los próximos treinta o cuarenta años.

La importancia de la industria de los hidrocarburos en la estructura productiva nacional es relevante como proveedora de insumos combustibles, como fuente de energía, pero también como demandante de materiales, equipos, servicios, empleos y tecnología. Asimismo, la industria petrolera juega un papel primordial en la captación de ingresos para el Estado y en la atracción de divisas, y sobre todo en el pasado, fue una gran palanca de apoyo para el desarrollo de una serie de habilidades de investigación y técnicas. Los esfuerzos acumulados en el tiempo se han cristalizado en que México posee una de las diez mayores empresas petroleras del mundo.

Los retos operativos y técnicos que deben enfrentarse en la exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos en México son crecientes e implican mayores dificultades hacia los próximos años. Es necesario realizar nuevos descubrimientos para evitar la disminución de las reservas de hidrocarburos, continuar efectuando acciones para mantener el nivel de producción, e incrementarlo, y desarrollar una base sólida que permita generar productos derivados del petróleo que aporten un mayor valor agregado y menores niveles de contaminación.

Sea desde la perspectiva del mercado internacional de hidrocarburos, o de su importancia en la economía nacional o de los retos por enfrenta, la industria petrolera nacional, y Pemex en particular, requieren continuar impulsándose a fin de aprovechar su potencial disponible. Ello no sólo será base para impulsar su crecimiento sostenido, sino evitar desabasto de energía o precios elevados de los

mismos, que se traducirían en costos para la sociedad y para la competitividad del país.

Por lo anterior, resulta fundamental apoyar el desarrollo de Pemex, y de la industria de los hidrocarburos, proveyéndola de los recursos técnicos y humanos que permitan o posibiliten su eficiencia y competitividad, pero sobre todo, proveerle de los recursos financieros en montos adecuados y con oportunidad, los cuales oficialmente se calculan en al menos diez mil millones de dólares en promedio anual.

Capítulo 2. EL FINANCIAMIENTO Y LA INDUSTRIA PETROLERA.

El financiamiento de cualquier actividad económica es una parte importante del resultado deseado. La disponibilidad de los recursos financieros suficientes, en tiempo y cantidad, puede fortalecer la operación y la gestión e inducir menores riesgos, así como un mejor valor de la empresa.

El financiamiento cobra mayor relevancia en la medida que es uno de los factores clave para limitar las utilidades, la viabilidad misma del proyecto o de las empresas, particularmente en caso de inversiones de gran cuantía. Un flujo adecuado de recursos aplicados en los tiempos óptimos implica contar con los recursos humanos, maquinaria y equipo e insumos necesarios para contribuir a mejorar la eficiencia de las empresas.

Debido al constante proceso de globalización vivido en nuestros días, parcialmente afectado por los ataques de septiembre del 2001 y a las invasiones de Estados Unidos a Afganistán e Irak, la movilidad de recursos financieros es una característica de la dinámica del desarrollo de las actividades productivas y de servicio en el mundo. Ello ha agudizado la competencia de los distintos agentes económicos para proveer de fondos prestables o de capital a las empresas. En virtud de sus condiciones económicas, sociales y políticas, los países en desarrollo son quienes cuentan con mayores dificultades para atraer recursos y financiar sus actividades productivas y de servicios.

En este capítulo, se revisaran los conceptos generales sobre el financiamiento, los factores que lo limitan e impulsan en los mercados mundiales para fomentar el desarrollo de los mercados de los factores de producción y de capital. En particular, se hace relieve de las características de la evaluación riesgo-rendimiento en la industria internacional de los hidrocarburos, pues por su perfil, existen riesgos característicos en cada etapa de su cadena de valor. Se revisan las prácticas más comunes empleadas por las compañías, atendiendo a los criterios de selección de los inversionistas.

Finalmente, se revisan las formas utilizadas en los países en desarrollo para impulsar sus sectores petroleros a fin de plantear un panorama general de análisis de algunas estrategias empleadas para explotar los hidrocarburos en algunas naciones del planeta.

2.1 Consideraciones Generales sobre el Financiamiento.

En el mundo actual, la base para desarrollar cualquier actividad económica, social y política está ligada, entre otras cosas, con su capacidad de financiamiento. Aún cuando en muchos casos la posibilidad de realizar actividades sin recursos es viable, como en el caso de algunos grupos étnicos aborígenes en los que no se expresa un valor monetario, no se puede comprender el desarrollo de cualquier

proyecto u empresa sin una base fundamental de recursos financieros para la inversión y operación. A su vez, la condición para canalizar dichos recursos es que los proyectos o actividades proporcionen una rentabilidad económica o social determinada.

Pero no sólo el aspecto de rentabilidad es fundamental en la justificación de los agentes económicos para realizar las operaciones de financiamiento, pues es evidente que la dinámica de crecimiento de los mercados y la existencia de los avances tecnológicos han impulsado un ambiente altamente competitivo y complejo en el que las distintas unidades económicas tienen que justificar plenamente, y ofrecer garantías óptimas, para tener acceso a los recursos financieros deseados. De hecho, la creciente capacidad de los agentes económicos para incorporar la medición del riesgo como base para la canalización óptima de sus recursos financieros es una condición fundamental para cualquier operación financiera del mundo actual.

Por financiamiento se entiende a la canalización de los recursos que se realiza a las familias, empresas y gobiernos por parte de los ahorradores, intermediarios financieros y administradores de fondos. Los demandantes de recursos los emplean para tratar de hacer negocios o contribuir a ellos, sean relativos a sus actividades por las que fueron constituidos como para realizar funciones complementarias, como la administración, contabilidad o planeación. En ciertos casos la demanda de los recursos financieros se destina a las actividades de beneficio para la sociedad, pero en otras para afectarles, como sucede con las guerras.

Ante el proceso de globalización las actividades de financiamientos se han ampliado y sofisticado, en virtud de la demanda de recursos para inversión de las empresas internacionales. Empero, las compañías que tienen una buena reputación en los mercados internacionales de deuda cuentan con dos ventajas adicionales; a) Alternan sus fuentes de financiamiento con el empleo de instrumentos de cobertura contra los movimientos en las tasas de interés o tipos de cambio,¹ y b) Tienen mayor posibilidad de disminuir el costo de sus emisiones, empleando distintos mercados, divisas e instrumentos.

Por el lado de los oferentes de recursos, su objetivo es obtener beneficios económicos de los fondos prestados, buscando elevar su rendimiento de participar en cualquier mercado por muy segmentado² que sea, e intentando limitar su riesgo y disponiendo de la liquidez deseada.

¹ Los movimientos en los tipos de cambio pueden originar exposiciones operativas –que afectan el flujo esperado de ventas–; las exposiciones por transacción –derivadas por las operaciones pasivas y activas– y exposición por translación –que implica efectos de traducir el estado financiero de una empresa filial a los consolidados de la matriz. Para información adicional véase, Eiteman D y Stonehill A., *Las Finanzas en la Empresas Multinacionales*, Prentice Hall, México, 2000, Capítulos del 7 al 10.

² El concepto de mercado segmentado es una imperfección de los mercados financieros ocasionada por las restricciones gubernamentales y por las percepciones de los inversionistas, tales como barreras de información; costos de transacción; riesgo cambiario; defensas contra tomas de control; sesgo de país pequeño; riesgo político y barreras reglamentarias.

Existen distintos tipos de mecanismos de financiamiento al cual los individuos, empresas y gobiernos pueden tener acceso. Uno de los más tradicionales es el bancario, mediante el cual esos intermediarios financieros asumen el riesgo de la canalización de los recursos a título propio, pues en caso de no pago, tienen la responsabilidad de liquidar sus compromisos con los ahorradores.³

Derivado de las crisis bancarias en el mundo (Japón, México, Estados Unidos, etcétera..), este esquema de financiamiento se ha afinado de manera constante, mediante el empleo de técnicas cada vez más sofisticadas de evaluación del riesgo y la adopción de medidas de regulación y auto regulación, mismas que han sido promovidas por los propios intermediarios y las autoridades gubernamentales e instituciones financieras internacionales. Entre las medidas más importantes se encuentran: la medición del riesgo de crédito, la adecuada cobertura de las garantías, la contratación de seguros como parte del esquema de los créditos otorgados y la necesidad de una capitalización mínima apegada a criterios internacionales, entre otros.

El costo del financiamiento bancario tiene como base el nivel de las tasas de interés, la cual se determina como una sobre tasa por arriba de las denominadas de referencia, más una serie de gastos accesorios (seguros de vida, gastos de investigación y tramitación, entre otros). Esta tasa de interés puede ser a tasa fija o tasa variable. Sin embargo, la capacidad de pago, el plazo, monto y el nivel de riesgo del crédito son elementos que influyen en este tipo de financiamiento.

Existe una amplia gama de tipos de crédito que se han estructurado a fin de atender las necesidades de los demandantes de fondos, tales como los de cuenta corriente; créditos al comercio exterior (cartas de crédito y crédito revolventes por ejemplo); créditos garantizados (prendarios, refaccionarios) y créditos renovables. El acceso a dichos créditos puede realizarse en moneda nacional de las empresas que desean financiarse o en alguna divisa internacional, normalmente dólares, euros o yenes.

En el caso que los financiamientos impliquen montos elevados de recursos, un grupo de instituciones, generalmente bancos, participan aportando fondos formando con ello un crédito sindicado, con ello asumen el riesgo en la proporción de su participación.⁴

La internacionalización de la economía mundial ha posibilitado que los bancos comerciales se constituyan en la fuente de aportación de recursos para las empresas, los gobiernos y las familias. También los organismos multilaterales

³ Debe señalarse que en caso de insolvencia de los bancos para liquidar sus compromisos con los ahorradores, se ha creado la figura de los seguros de depósito, mediante el cual una institución se obliga a liquidar los recursos depositado por el ahorrador, hasta por un monto definido. Véase el caso del IPAB en el caso de México.

⁴ Vale la pena señalar que aparte de los recursos proporcionados en préstamo, un banco debe crear reservas de crédito en caso de que los acreditados presenten problemas de pago de los intereses o el principal.

proveen de dichos recursos, prioritariamente a los gobiernos. Organismos internacionales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, proveen de recursos financieros para el desarrollo de proyectos de infraestructura o beneficio social en la mayoría de los casos actividades realizadas por el Estado, pero también por particulares. No obstante, dichas instituciones internacionales no cuentan con los recursos suficientes para otorgar créditos para proyectos de infraestructura realizados por el sector público, además de que son selectivos en cuenta a la asignación de dichos recursos.⁵

Las unidades económicas también se allegan de recursos a través de las aportaciones que realizan los accionistas o dueños de las empresas, sea a través de colocaciones privadas o públicas –en la bolsa de valores-. Normalmente dichas aportaciones se efectúan a cambio de acciones que son documentos representativos de la propiedad de la propia compañía. Dependiendo de la cantidad de acciones totales que posee y de los fundamentos constitutivos de la empresa, un accionista tiene derechos patrimoniales y/o corporativos, es decir participación en las utilidades y/o ingerencia en la toma de decisiones del negocio.

La inyección de capital no representa un costo financiero, por lo que pueden emplearse para financiar proyectos u actividades de largo plazo. De aquí, que es una de las fuentes de financiamiento preferidas por las empresas. Empero para hacerlas atractivas para los inversionistas deben incluir rendimientos más elevados que los otorgados por cualquier otra alternativa de financiamiento, es decir deben proporcionar además de la tasa libre de riesgo un rendimiento de capital atractivo adicional, que está respaldado por el éxito de la empresa y el reparto de sus dividendos.

En algunas ocasiones las inyecciones de capital no provienen necesariamente de los accionistas individuales, sino de empresas que se especializan en aportar capital denominado de riesgo (fondos de inversión de riesgo o capital variable) o en forma de coinversiones (aportaciones de otras empresas, con frecuencia del ramo). La posibilidad de obtener beneficios por parte de los accionistas que posee este tipo de títulos ocurre cuando la empresa incrementa su valor y se plasma en el otorgamiento de dividendos y en el incremento en el precio de las acciones.

Las empresas pueden efectuar emisión de acciones para obtener recursos financieros.⁶ El procedimiento de la emisión primaria de acciones deja la primera opción para los accionistas actuales a ejercer el “derecho al tanto”. Las acciones que no son suscritas (sobrantes) se pueden emitir o bien en una colocación privada o mediante una oferta pública primaria en los mercados financieros internacionales. De manera particular en Estados Unidos, una compañía de ese país o internacional, puede solicitar financiamiento al amparo de la regla 144 A, es decir, emite papel que es captado por inversionistas institucionales (fondos de

⁵ CEPAL, Retos y Posibles Soluciones para el Sector Energético Mexicano, 20 de diciembre de 2001, página 30.

⁶ Nótese que la emisión de acciones no sólo se emplea para captar recursos frescos para las empresas, sino para fortalecer su capital social, y por ende el capital contable.

pensión, sociedades de inversión, aseguradoras, entre otros), sin necesidad de registrar dichos títulos ante la Securities Exchange Commission (SEC).

La emisión de acciones en las bolsas de valores es uno de los mecanismos de financiamiento muy característico en la actualidad. Esta operación se realiza en el denominado mercado primario, en donde los recursos fluyen directamente de los ahorradores a las compañías. Algunas empresas tienen la posibilidad de realizar emisiones públicas de acciones en distintas bolsas de valores en el mundo, con ello mejoran el nivel de liquidez de sus títulos; pueden bajar su costo de capital; pueden llevar a cabo estrategias corporativas de manera más transparente como alianzas estratégicas, adquisiciones de empresas por la visibilidad que poseen en el mercado, y tienen la posibilidad de aumentar su visibilidad y aceptación política ante el público inversionistas, sus clientes, proveedores y gobiernos huéspedes.

También la generación de utilidades es uno de los mecanismos más importantes de financiamiento para las empresas. Así, una compañía, que después de un ejercicio fiscal reporta resultado neto positivo, tiene la posibilidad de emplear una parte de estos beneficios en proyectos de infraestructura o alguna actividad que redunde en su crecimiento. Este financiamiento depende de la política de dividendos, de la situación financiera y de las condiciones de desarrollo futuro de la firma. Una empresa con potencial de crecimiento de ganancias, puede alentar a sus accionistas a reinyectar sus utilidades e inducir un mayor valor en la compañía.

Otra manera, de allegarse de recursos para las empresas en el corto plazo proviene del flujo de efectivo que van generando, mismos que normalmente puede emplear como capital de trabajo. Una firma que vende sus productos de una manera dinámica y los cobra inmediatamente, dispone de dinero que pueden emplear para financiar las actividades propias de su operación. Este financiamiento es de muy corto plazo y es adecuado en la medida en que los movimientos de los flujos de efectivos son elevados, como el caso de las grandes cadenas de tiendas comerciales, pero no es el más óptimo cuando se trata de realizar inversiones de gran escala y largo plazo.

Las empresas proveedoras de materia prima, maquinaria y equipo son otra fuente de aportación de recursos para las unidades productivas. Así cuando una empresa compra cualquier insumo lo puede realizar por un plazo determinado. El dinero es empleado por la empresa compradora para realizar distintas actividades relativas a la operación, administración y cualquier otra actividad relativa con el negocio.

Otra forma de financiamiento de las empresas se realiza a través del mercado de valores. Por una parte se lleva a cabo mediante la emisión de documentos de deuda que le otorgan al proveedor de recursos un rendimiento establecido por una tasa de interés en un plazo definido. Las principales ventajas de realizar emisiones primarias de valores de deuda en las bolsas de valores son que se puede elegir una variedad de vencimientos, estructura de pagos y monedas de denominación.

Entre los valores empleados para emitir deuda se ubican, los Bonos (Eurobonos, Bonos Samurai, Yankee, por citar algunos), Obligaciones, Certificados de Participación Ordinaria, los Certificados de Participación Patrimonial y el Papel Comercial.

Otros mecanismos de financiamiento existentes son instrumentados por las Arrendadoras, Empresas de Factoraje, las Uniones de Crédito, Sofoles y los Almacenes Generales de Depósito. El factoraje normalmente se emplea en operaciones de corto plazo, en tanto que el arrendamiento financiero para el mediano plazo. El resto de instituciones son empleadas en menor medida, pero representan una alternativa en el financiamiento de algunas actividades económicas. En general, el monto de recursos que pueden obtenerse a través de estos mecanismos de financiamiento es limitado, pues puede ser condicionado a ciertas actividades, requerimientos de capital de los intermediarios o de los propios tomadores de los recursos.

El registro de la deuda para las empresas puede hacerse en el balance financiero -como las sanas prácticas contables lo dictan-, sin embargo, algunas compañías han adoptado un sistema de endeudamiento que se registra fuera de dicho balance, es decir son compromisos de pasivos en un lapso de tiempo que se van reconociendo gradualmente en la medida que se capitalizan en inversiones o en algún activo (por ejemplo los Pidiregas).

Las fuentes de financiamiento emanan de las operaciones de los acreedores (bancos, ahorradores), de los recursos generados por las empresas, y por supuesto, de los accionistas.

Pero ¿Cuál es la mejor fuente de financiamiento de las empresas? ¿La emisión de deuda o de capital? Es evidente que la discusión se centra entre las posibilidades que pueden aportar mayores cantidades de dinero a la empresa al menor costo posible. En el cuadro No. 2.1 se señalan las principales diferencias entre la emisión de deuda o de capital.

Cuadro No. 2.1
DIFERENCIAS ENTRE EMISIÓN DE DEUDA Y CAPITAL

EMISION DE DEUDA	EMISION DE CAPITAL
Promesa de pagos fijos	Incertidumbre sobre el flujo de efectivo residual
Intereses deducibles de impuestos	Se subordina a la deuda, es decir en caso de liquidación de la empresa primero se paga a los acreedores y el remanente se liquida entre los dueños de las acciones.
Se obtiene un derecho sobre la empresa solo en caso de quiebra	Los dividendos no son deducibles de impuestos
Sin derechos sobre el capital	Se tiene opción a contar con derechos corporativos o patrimoniales

Fuente: Elaboración propia.

La discusión sobre la conveniencia de ambas alternativas fue realizada por Modigliani and Miller, quienes demostraron que el valor de la empresa es

indiferente de que cuente o no con deuda, es decir, la tasa de retorno esperado sobre el capital no aumenta con el apalancamiento. Para ello estos autores demuestran la siguiente ecuación.

$$r_{Capital} = r_{Activos} + L (r_{Activos} - r_{Deuda})$$

Donde

$r_{capital}$ Tasa de retorno esperada sobre el capital

$r_{activos}$ Tasa de retorno esperada sobre los activos

r_{deuda} Tasa de retorno esperada del costo de la deuda

L Apalancamiento

De acuerdo con esos autores, el costo ponderado de capital es el mismo a los distintos niveles de apalancamiento. El modelo de Modigliani y Miller puede perfeccionarse si se contemplan los impuestos y los costos por bancarrota.⁷

Aún a pesar de la teoría planteada por Modigliani y Miller de determinar la estructura de capital óptima, los demandantes de recursos tienen el problema de evaluar la cantidad de fondos necesarios por emisión, su plazo y el tipo de forma de pago que debe contratar, para lo cual requieren estudiar la estructura financiera integral de la empresa en el tiempo, a fin de alinear sus programas de endeudamiento y/o inyección de capital, con sus planes y programas estratégicos.

Por otra parte, en las actividades económicas de mayor tamaño -como las ligadas a la creación de infraestructura- la dificultad de obtener recursos financieros es complicada por distintos factores que van desde el riesgo de emisión asociado hasta consideraciones sobre la rentabilidad económica y/o social de la recuperación de los recursos. En la medida que existe menor riesgo y una elevada rentabilidad, la posibilidad de que los recursos fluyan es creciente y constante. No sucede así en el caso contrario.

El riesgo de emisión de deuda esta asociado con una serie de factores que tiene consideraciones nacionales e internacionales y se deriva de distintos eventos, algunos de ellos predecibles, otros no. Existe bajo riesgo financiero cuando la capacidad de pago del deudor esta prácticamente garantizada en su totalidad. Las grandes calificadoras de valores, como Standard & Poor's, Fitch, Moody's Services entre otras, han definido que no existe riesgo financiero de pago a la deuda emitida por los gobiernos de los países más desarrollados como Estados Unidos, Alemania y Suecia, entre otros. En contraste, la calificación es menor para países como Argentina que mostraban insolvencia financiera a principios de esta década.⁸ El ejercicio de calificación de la deuda es aplicable también a las

⁷ Véase Brealey R and Myers S, Principios de Finanzas Corporativas, McGraw Hill, México, 1988, página 460-461.

⁸ Recuérdese que el 19 de diciembre del año 2001, Argentina se declaró en moratoria de pagos. Con ello esa nación dejó de pagar sus compromisos de servicio de su deuda externa, iniciándose así todo, un calvario para ese país que incluyó no sólo la agudización de los problemas económicos sino una crisis política y social.

emisiones realizadas por las empresas, sobretodo cuando colocan sus papeles en los mercados de valores.

Existe un conjunto de elementos que las calificadoras consideran para medir el riesgo de los emisores de deuda y asociarle la calificación citada. En el caso de los gobiernos se consideran factores ligados con la situación económica en general, es decir crecimiento, inflación, tasas de interés, déficit en balanza de pagos, entre otras. Se hace particular énfasis en la situación financiera del sector público, en el equilibrio en sus finanzas y la estructura y característica de la deuda que ha emitido en el pasado, así como la que pudiese requerir para preservar un perfil de solvencia y liquidez. Además, se consideran factores asociados con la estabilidad política, el marco legal existente y el ambiente social.⁹

A su vez, los proveedores de recursos cuentan con herramientas de evaluación del riesgo de los fondos prestados, que son complementarios a los determinados por las citadas compañías calificadoras de riesgo. Destacan los bancos de inversión de los países industrializados (Estados Unidos, Holanda, Alemania, Gran Bretaña, Japón, Francia y Suiza), cuentan con mejores elementos para evaluar su exposición al riesgo y son los principales proveedores de los recursos en los países en desarrollo.¹⁰

Un elemento que los emisores de deuda están empleando para neutralizar los efectos de los riesgos financieros es mediante su participación activa en el mercado de productos derivados (opciones, futuros e híbridos), que permiten cubrir operaciones contra movimientos bruscos y adversos en los tipos de cambio, tasas de interés, y en general, de la volatilidad que se registra en el mercado derivada de factores económicos, políticos y sociales.¹¹

2.2 Situación del Financiamiento en el Mundo

En los últimos años, el proceso de internacionalización de las economías se ha incrementado como una de las formas de impulsar su crecimiento. Este proceso de interdependencia, que es alentado por los países más industrializados, tiene como fundamento la necesidad de ampliar los mercados, asegurando el suministro de los productos, servicios y recursos necesarios que demandan los

⁹ Moody's por ejemplo considera aspectos cualitativos y cuantitativos en la determinación de su calificación a gobiernos, que es resultado de la evaluación integral de diversos factores que pueden llevar al incumplimiento de pago. Para ello emplea cinco elementos esenciales de análisis: a) el marco institucional, b) Los fundamentos económicos. c) Gestión presupuestal, d) Perfil de la deuda y e) el ambiente socio-político. Véase www.moody.com.

¹⁰ Con la introducción de las reformas de Basilea, los bancos han incrementados sus requisitos para calificar su exposición al riesgo. Consulté, Chan-Fishel, "Project Finance Trends: Key Players, regions and sectors", Focus on Finance, USA, September 22, 2003.

¹¹ También las empresas usan los derivados en actividades de inversión, particularmente para el manejo de su caja y valores, así como para las operaciones propias del negocio con materias primas.

consumidores, siempre y cuando exista una tasa de ganancia atractiva que compense el riesgo involucrado.¹²

La forma y calidad de incorporación de los países en desarrollo a esta tendencia sin duda continuará incidiendo sobre su perspectiva futura, no sólo porque tratarán de aprovechar las ventajas competitivas con las que cuentan en términos de la explotación de sus recursos naturales y humanos, sino porque esta tendencia a la internacionalización es una de las formas más comunes para promover su crecimiento económico, aún a pesar de la polarización en la distribución del ingreso generada.

Pero paradójicamente es este proceso de internacionalización el que ha inducido una creciente competencia en los mercados que se manifiesta, no sólo en menores precios de algunos bienes como las materias primas, sino en los esfuerzos que realizan las distintas naciones para allegarse de los recursos financieros suficientes para impulsar su crecimiento. De hecho, esta necesidad de recursos financieros, más profunda en países en desarrollo, se contrapone con la preferencia deseada por los grandes capitales que tienden a privilegiar su residencia en lugares que ofrecen mejores condiciones para la inversión, en términos de rentabilidad y bajo riesgo. De esta manera, si un país necesita de recursos adicionales para impulsar su actividad económica -por su insuficiencia de ahorro interno- debe ofrecer condiciones favorables para los inversionistas, disminuyendo su “riesgo país”,¹³ así como un conjunto de estímulos para atraer capitales. Es por ello que muchos países han estado haciendo esfuerzos para acelerar su proceso de integración económica hacia el mundo, en muchos casos, presionados por los grandes capitales privados, los organismos financieros internacionales y los gobiernos de los países más poderosos, como Estados Unidos. En general, dichos esfuerzos consisten en la desregulación de sus mercados; limitar la participación del Estado en la actividad económica e incrementando la de la iniciativa privada; reducir sus costos de producción, particularmente de la mano de obra; y en general, promover condiciones de libre mercado que den certidumbre a la creación y operación de los negocios.

Este proceso de globalización económica, también ha sido motivado por la concentración de tecnología, recursos financieros y mano de obra especializada en los países más desarrollados y en las grandes corporaciones transnacionales. De manera particular, los desarrollos tecnológicos permiten la difusión de la información en tiempo real, así como la consiguiente posibilidad de tomar decisiones para el movimiento de grandes capitales de manera instantánea y segura en distintas naciones.

¹² La UNTAD señala que “...se estiman en la actualidad 65,000 empresas transnacionales, que cuentan con 850,000 filiales en el planeta... En el 2001, ocuparon a 54 millones de personas contra 24 de 1990; su ventas totales sumaron cerca de 19 billones de dólares y manejaron 6.6 billones de dólares de Inversión en el mundo..”, véase, United Nations Conference on Trade and Development, World Investment Report 2002, Transnational Corporations and Export Competitiveness, United Nations, New York and Geneva, 2002.

¹³ El “riesgo país” es una calificación asignada a las emisiones de deuda por las calificadoras internacionales, con base a su percepción sobre los riesgos a los que se enfrenta una nación en el corto, mediano y largo plazo.

A su vez, el avance tecnológico ha posibilitado la instrumentación de estrategias de manejo de recursos por parte de los inversionistas e intermediarios financieros, empresas y gobiernos, situación que por cierto, ha incrementado el nivel de liquidez en el mundo.¹⁴ Los bancos privados internacionales, por ejemplo, pueden transferir recursos para la inversión a través de sus propias filiales o subsidiarias, o bien empleando sólo oficinas de representación. Con ello tienen la capacidad de ofrecer sus recursos en distintas monedas e incluir como parte de los costos los factores de riesgo asociados al préstamo, y evidentemente atender una base mayor de clientes que presenten menores condiciones de riesgo de pago o bien se acoplen a sus estrategias o políticas de crédito. Además, en caso de no colocar los recursos mediante préstamos, estos intermediarios financieros tienen la oportunidad de canalizar los fondos captados de los ahorradores hacia la compra de valores emitidos por empresas o gobiernos en cualquier parte del mundo.¹⁵

Para las empresas y gobiernos, el acceso a los mercados internacionales ha conllevado la alternativa de ampliar su gama de posibilidades de financiamiento, mismas que se han consolidado con el desarrollo de los mercados financieros. En efecto, desde finales de los ochenta, las operaciones de financiamiento a través de bancos se han combinado con las colocaciones en los mercados de valores internacionales en distintas divisas y plazas financieras (Euromercados, Estados Unidos, Asia-Pacífico),¹⁶ con otras formas de financiamiento disponibles, como el arrendamiento y factoraje y con la utilización de transacciones en los mercados de derivados, como medida para limitar el riesgo de mercados enfrentado.

El destino de los recursos financieros captados por las empresas se efectúa para conservar, mejorar o incrementar su capacidad productiva. Ello puede realizarse en actividades o tareas definidas, como podría ser la adquisición o construcción de naves industriales, o bien a través de proyectos de inversión definidos, así como en la promoción de oferta de servicios.

En particular, un caso relevante aplica en los proyectos de inversión patrocinados por los Gobiernos de los países en vías de desarrollo, que tienen el objeto de propiciar la formación bruta de capital en actividades económicas estratégicas como la creación de infraestructura de comunicaciones, transporte, para generar energía, explotación de recursos naturales y producción de bienes y servicios sociales.

¹⁴ Fornari Fabio and Aviram Levy, Global liquidity in the 1990s: geographical allocation and long-run determinants, Bank for International Settlements (BIS) 14/02/2004, <http://www.bis.org/publ/bispapers.htm>

¹⁵ Un banco internacional tiene la posibilidad de elegir sus acreditados al tener una cobertura multinacional, y en su caso, castigar o encarecer los créditos a los acreditados más riesgosos a través del cobro de tasas activas de interés más elevadas o la solicitud de condiciones más gravosas para el propio acreditado o bien como.

¹⁶ Particularmente desde los inicios de los noventas mediante el uso intensivo de los American Depositary Receipts (ADR's) y el uso de la regla 144 introducida por la SEC para dicho fin.

La inversión extranjera directa (IED) y su papel en el financiamiento internacional.

Uno de los orígenes de financiamiento de la actividad productiva, que ha tomado un impulso en el proceso de globalización internacional, han sido los flujos de inversión extranjera directa (IED).¹⁷ Su influencia en la economía actual es fundamental en el caso de las naciones más industrializadas, en donde tradicionalmente reside su origen, pero más aún para algunas naciones en desarrollo en donde ha estado jugando un papel relevante, como es el caso de China, los países del Sudeste Asiático y América Latina. En efecto, la IED ha participado activamente en el proceso de privatización de las empresas del Estado y coadyuvado a fortalecer la inversión privada mediante la compra de empresas privadas nacionales, asociaciones estratégicas con compañías nacionales y la creación de nuevas actividades productivas.

El ingreso de capitales puede traducirse en una mayor actividad económica y en el fomento del ahorro, empero conlleva una serie de elementos como la posibilidad del "...exceso de importaciones, la sustitución del ahorro interno por el externo, las excesivas remesas de utilidades, la captación de la renta de recursos naturales y la falta de investigación tecnológica en los países que reciben las inversiones...",¹⁸ así como la posibilidad de sobre valorización de los activos (con el auge de los mercados de valores e inmobiliario) y la sobre valuación de la moneda nacional.

En un mundo globalizado, el movimiento de capitales entre las naciones, empresas y actividades económicas es cada vez más dinámico. Los dueños de los fondos prestables cuentan con dos principales fines para obtener rendimientos de esos recursos: los mercados financieros y las actividades productivas. En el caso de operaciones internacionales estas actividades se conocen como inversión extranjera directa y de portafolio o cartera.

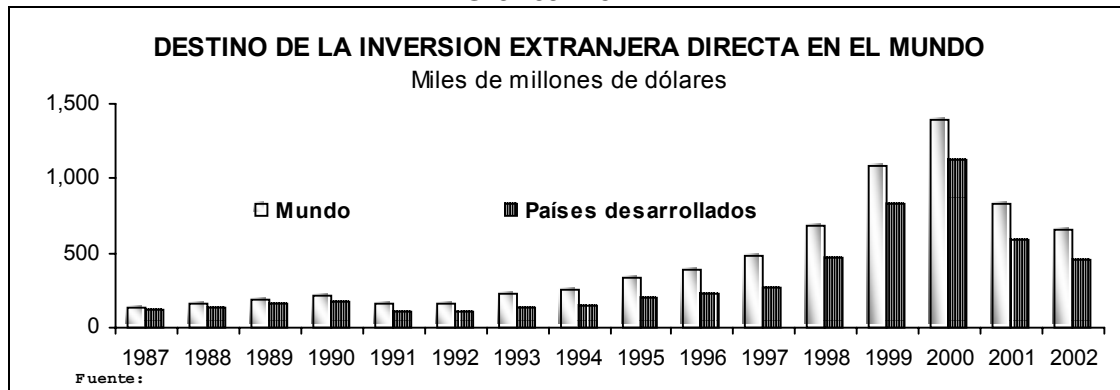
La IED observó un notable dinamismo entre 1996 y el año 2000, al pasar de 0.4 a 1.4 miles de millones de dólares, no obstante la baja de la actividad económica en el mundo implicó que se redujera a 0.65 miles de millones de dólares en el 2002. Se concentra en gran medida en los países en desarrollados, particularmente del grupo de la OCDE (Francia, Alemania, Estados Unidos, entre los más importantes), aunque desde los noventa, las naciones en vías de desarrollo han tendido a captar mayores montos de recursos, como resultado del mismo proceso de globalización económica (gráfica No. 2.1). Resalta el caso de naciones como China, Brasil, México y los países del sudoeste asiático, quienes han captado importantes recursos por ese concepto.

¹⁷ Se considera una operación de Inversión Extranjera Directa cuando se mantiene por lo menos el control del 10% de la propiedad de una empresa por parte del capital internacional.

¹⁸ Secretaría Permanente del SELA, Inversiones Extranjeras directas en América Latina y el Caribe, SP/CL/XXVII.O/Di N° 5-01, 8-10 de octubre de 2001.

Entre 1998 y el año 2002, el 92% de la IED total tuvo su origen en los países desarrollados. Europa concentró cerca de dos terceras partes y Estados Unidos una sexta partes de ese total. Existe una amplia diversidad de sectores a la que se ha dirigido, lo que ha motivado el crecimiento de la división internacional del trabajo y la expansión de mercados.

Gráfica No. 2.1



Una de las fuentes de recursos de la IED se gesta en las grandes corporaciones multinacionales (cuadro No. 2.2).¹⁹ Destaca su relevancia entre 1996 y el año 2000 cuando contribuyó con dos quintas parte de los flujos internacionales de entrada; representó un elevado porcentaje de las fusiones en el planeta; presentó una participación activa en el comercio exterior; han dominado el campo de las ventas internacionales; de las fusiones y adquisiciones y presentan elevados montos en materia de formación bruta de capital.

Los países en desarrollo han captado fuertes sumas de recursos, principalmente forma de inversión extranjera directa, lo cual además de permitirles registrar balances en cuenta corriente positivos en el corto y mediano plazo, coadyuva a disponer de fondos para complementar su déficit de ahorro interno (cuadro No. 2.3).

Es evidente, que la internacionalización de las actividades económicas ha propiciado efectos de contagio en los sistemas financieros nacionales, como sucedió en los años anteriores con los problemas de liquidez en México, Argentina, Brasil y su repercusión en las economías de América Latina, por ejemplo. A su vez, ello puede tener repercusiones sobre los sistemas bancarios y los mercados de valores, que por cierto no se traducen necesariamente en crisis simultáneas dentro de un país.²⁰

¹⁹ La UNCTAD estima en su reporte sobre Inversión Mundial para el 2002, que existen 65,000 empresas transnacionales con 850,000 oficinas subsidiarias o filiales. *Ibid*, UNTAD.

²⁰ Para mayor información véase el trabajo de Vila Anne, "Asset price crises and banking crises: some empirical evidence", Bank for International Settlements (BIS) 14/02/2004.

Cuadro No. 2.2
**INDICADORES SELECCIONADOS DE LA INVERSIÓN
EXTRANJERA DIRECTA Y SU ACTIVIDAD INTERNACIONAL, 1982-2001**
Miles de millones de dólares y porcentajes

CONCEPTO	1982 MMd	1990 MMd	2001 MMd	1986- 1990 %	1991- 1995 %	1996- 2000 %	1999 %	2000 %	2001 %
Flujos de entrada	59	203	735	23.6	20.0	40.1	56.3	37.1	-50.7
Flujos de salida	28	233	621	24.3	15.8	36.7	52.3	32.4	-55.0
Stock de capital internos	734	1,874	6,846	15.6	9.1	17.9	20.0	22.2	9.4
Stock en el exterior	552	1,721	6,582	19.8	10.4	17.8	17.4	25.1	7.6
Fusiones y adquisiciones	-	151	601	26.4	23.3	49.8	44.1	49.3	-47.5
Ventas de afiliadas en el extranjero	2,541	5,479	18,517	16.9	10.5	14.5	34.1	15.1	9.2
Producción Bruta de afiliadas en el extranjero	594	1,423	3,495	18.8	6.7	12.9	15.2	32.9	8.3
Activos totales de afiliadas en el extranjero	1,959	5,759	24,952	19.8	13.4	19.0	21.4	24.7	9.9
Exportaciones de afiliadas en el extranjero 670	670	1,169	2,600	14.9	7.4	9.7	1.9	11.7	0.3
Empleos afiliadas en el extranjero (miles)	17,987	23,858	53,581	6.8	5.1	11.7	20.6	10.2	7.1
Producción Bruta (en precios corrientes)	10,805	21,672	31,900	11.5	6.5	1.2	3.5	2.5	2.0
Formación bruta de capital	2,285	4,841	6,680	13.9	5.0	1.3	4.0	3.3	..
Regalías recibidas	9.0	27	73	22.1	14.3	5.3	5.4	5.5	.
Exportación de bienes y servicios no factoriales	2,081	4,375	7,430	15.8	8.7	4.2	3.4	11.7	-5.4

Fuente: UNCTAD, World Investment Report 2002: Transnational Corporations and Export Competitiveness.

Debe anotarse que la fuente de generación de recursos para el financiamiento proviene del público inversionista en general, sin embargo la creciente especialización de las actividades financieras ha propiciado el fortalecimiento de los denominados fondos de inversión. Estos canalizan los recursos de los ahorradores, empresas e inversionistas institucionales a la compra de acciones y papel de deuda. De hecho, llegan a especializarse no sólo en el perfil de papeles tomados o adquiridos, sino en los distintos niveles de riesgo, es decir existen desde fondos que se enfocan únicamente a tomar papel calificado sin riesgo, como el papel gubernamental de los gobiernos de Suiza o Estados Unidos, hasta los que operan títulos accionarios cotizados en Bolsa o instrumentos derivados o una combinación de las alternativas citadas. Su importancia es notable en muchas naciones, en el año 2000 "... de una muestra de 34 países, las sociedades de inversión como proporción del Producto Interno Bruto representaron en promedio 20%..."²¹ Resalta el caso de los propios Estados Unidos, en donde en 1999, alrededor de 7,800 fondos mutuos manejaron recursos por casi 7 billones de dólares, algo así como el 67% de su PIB.²²

²¹ Véase Dirección de Estudios Económicos de Nafin, Análisis Semanal, del 19 al 23 de noviembre del 2001, Año V, No. 47.

²² Investment Company Institute, Guía de Fondos Mutuos, www.ici.org

Cuadro No. 2.3
FINANCIAMIENTO EXTERNO A ECONOMÍAS DE
MERCADO EN DESARROLLO
Miles de millones de dólares

Concepto	1992	1993	1999	2000	2001	2002e
Balanza en cuenta corriente	51.0	95.5	-29.4	-47.9	-29.3	-60.9
Financiamiento externo neto:						
Flujos privados de inversión neta	124.0	335.0	153.2	187.6	126.0	110.1
Inversión	46.9	127.6	168.3	149.7	145.7	107.8
Directa	31.1	92.3	148.9	135.3	134.6	111.0
De portafolio	15.8	35.3	19.4	14.4	11.1	-3.2
Crédito privado	77.1	207.4	-15.1	37.9	-19.7	2.3
Bancos comerciales	31.5	123.8	-51.5	-0.3	-26.4	-10.1
No bancario	45.6	83.6	36.4	38.2	6.7	12.4
Flujos oficiales netos	35.4	4.3	12.5	-4.0	14.0	1.5
Instituto para el Financiamiento Internacional	7.4	7.0	2.3	2.3	23.7	12.6
Créditos bilaterales	28.0	-2.7	10.2	-6.3	-9.7	-11.1
Préstamos de residentes/otros netos	-60.1	-158.1	-140.2	-161.2	-84.1	-30.5
Incremento de reservas (disminución)	-48.3	-85.7	-54.9	-70.3	-85.2	-142.0

e Estimado

Fuente: Tomado de Chan-Fishel Michelle, "Project Finance Trends: Key Players, regions and sectors. Focus on Finance, USA, September 22, 2003, página 9.

Es claro que la inversión extranjera directa es importante como fuente de aprovisionamiento de los déficits de ahorro en las naciones, sin embargo presenta distintas características en el tiempo de su permanencia en el país, lo que está ligado a la calidad de los incentivos existentes, el perfil de las empresas o proveedores de los recursos y las características del entorno del país que capta esos flujos de inversión.

2.3 El Financiamiento de la Industria Petrolera en el Mundo

La evolución del financiamiento de la industria petrolera mundial ha mostrado distintos momentos, reflejo de las condiciones que ha enfrentado el mercado en el tiempo como han sido conflictos bélicos, políticos, distribución inequitativa del desarrollo de la tecnología, astringencia de recursos para la inversión, costos de producción, entre otros. El gran tamaño de la industria de los hidrocarburos involucra un sinnúmero de actividades espacialmente separadas y técnicamente diferentes, pero estrechamente ligadas. Estas parten desde la exploración, explotación, refinación, transporte y almacenamiento hasta la distribución y venta a los consumidores. Por lo tanto, las inversiones implican canalizar en el largo plazo recursos para la adquisición de maquinaria, equipo, infraestructura de transporte y comunicación, adquisición de terrenos, contratación de mano de obra

calificada, investigación y desarrollo, así como los aspectos ligados a los costos financieros, mercadotecnia, adquisición de tecnología e impuestos, entre los más importantes.

En la industria participan empresas pequeñas, medianas, grandes, multinacionales y transnacionales, públicas, privadas o de capital mixto, mismas que pueden producir gas natural, petróleo y sus derivados o participar en la producción de bienes de más valor agregado, como es el caso de la petroquímica. Algunas compañías han logrado la integración vertical y horizontal de sus operaciones, lo que les ha permitido ubicarse como empresas energéticas o de multiservicios. Otras se han enfocado en actividades especializadas como es el caso de las denominadas empresas de servicios.

En el desarrollo de actividades en la industria petrolera, las accionistas de las empresas -y en general todos aquellos entes económicos ligados al negocio "stakeholders"-, se enfrentan a una amplia diversidad de riesgos, que influyen en la toma de decisiones de inversión, tales como: los riesgos derivados del entorno económico, político y social; riesgos de mercado; de la propia operación del negocio y los riesgos tecnológicos, riesgos legales y de crédito.

En el caso de los riesgos derivados del entorno, es claro que en la industria petrolera existen factores asociados con el desempeño de la economía que pueden afectar los resultados financieros de las compañías petroleras, y por ende la posibilidad de que los inversionistas institucionales e intermediarios financieros canalicen sus fondos a esas compañías petroleras. Sin embargo, uno de los mayores elementos que afectan la asignación de recursos financieros a un país petrolero, aún en el caso de que exista un proceso de apertura a la participación de la iniciativa privada, es la inestabilidad política y social, siendo el peligro del cambio del marco legal el principal riesgo al que se pueden enfrentar las compañías. Un caso ilustrativo de lo anterior ocurre en algunas naciones petroleras con grandes presiones demográficas y problemas políticos, como son los casos de Nigeria²³ y Colombia. El riesgo latente de que se agudicen los problemas sociales y lleven a cabo atentados a las instalaciones o el simple raptó de los trabajadores, representa una amenaza para los proveedores de los recursos y las empresas.

Pero no sólo pueden existir contingencias para las empresas de realizar operaciones de explotación de hidrocarburos, sino también pueden enfrentar problemas en su procesamiento, transporte y distribución. En el primer caso, la propiedad de la tierra y de los productos del subsuelo son sujetos a distintos tratamientos legales, políticos y económicos. La simple identificación de los

²³ Este país instrumentó a principios de los noventa una serie de medidas, promovidas por Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional, que permitieron la participación de los privados en la producción de petróleo. Sin embargo, se han suscitado una serie de eventos que han afectado el nivel de producción de las empresas, tales como problemas con grupos sociales, sindicatos y problemas políticos. Véase, Page, Norman, "Nigeria Steps Up Action to Define and Increase Its Oil Reserves", Oil & Gas Journal, Vol. 90, No. 1, Enero 6, 1992, páginas 86-90.

lugares potenciales es un dilema porque las implicaciones ecológicas y económicas del sitio pueden representar la afectación de intereses, y por ende, complicaciones para las compañías que realizan las actividades exploratorias o de explotación. En el segundo caso, pueden suscitarse contrariedades para construir nuevas refinerías, por la contaminación generada, los sitios de su ubicación no accesible, y en general, por las restricciones del marco legal, político y social enfrentado. Además, los particulares no siempre permiten que los tendidos de tubería pasen por sus terrenos, sobre todo cuando éstos atraviesan las áreas urbanas. Así, los flujos de capital para financiar a las empresas deben evaluar los riesgos enfrentados en la industria, pues de no encontrar condiciones de alta rentabilidad y seguridad preferirán dirigirse a otros países o sectores.

Los riesgos de mercado enfrentados en la industria petrolera están asociados con la elevada volatilidad de los precios internacionales del petróleo o con los movimientos en las tasas de interés que pueden presionar el costo financiero de las empresas. Así por ejemplo, cuando se registran bajos precios de los hidrocarburos, la rentabilidad de la empresa se ve afectada en el caso de que se registren costos de producción elevados, lo cual se puede traducir en posibles pérdidas y en diferir las nuevas inversiones o simplemente en cuestionar la viabilidad de instalaciones productivas.

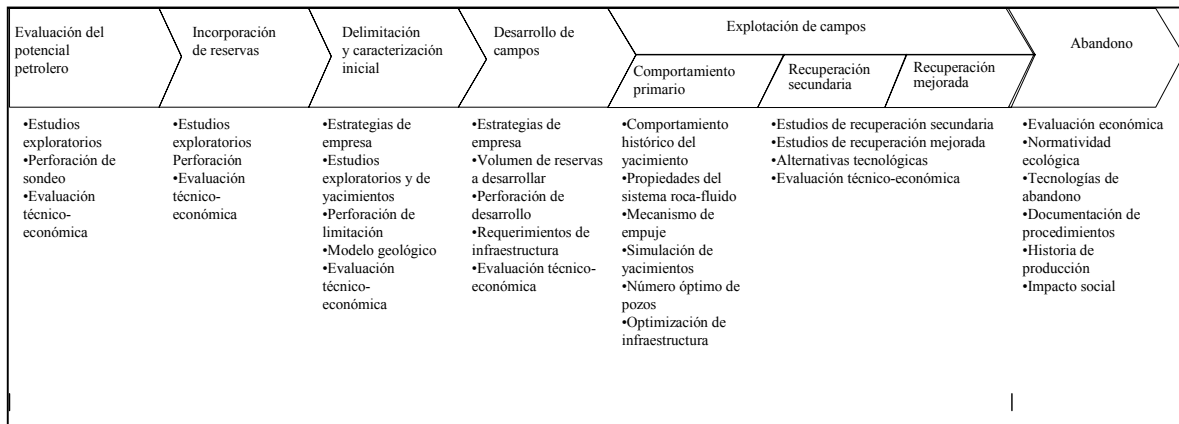
Quizá uno de los riesgos característicos más significativos en la industria petrolera internacional es el relativo a las operaciones mismas, y en particular, a las actividades de exploración (gráfica No. 2.2). Por ejemplo, una compañía puede destinar fondos a exploración de hidrocarburos y no encontrar reservas con elevada probabilidad de explotación, situación que la destina a perder sus recursos invertidos. Tal es la importancia del riesgo exploratorio, que las empresas internacionales compran reservas ya probadas para asegurarse de obtener retorno a sus inversiones.

Pero no nada más en la exploración se puede perder dinero, existe la posibilidad de que una vez perforado algún pozo, o bien no se encuentre la presión suficiente, o no exista abundante hidrocarburo esperado para una operación rentable o simplemente que una mala administración implique que el agua evite su explotación del pozo. Adicionalmente puede suceder el riesgo de pérdida de presión en los campos de producción primaria, lo que origina la necesidad de canalizar recursos adicionales para estimular una recuperación secundaria o mejorada, sea mediante inyección de agua, gas, vapor u cualquier otro gas como el nitrógeno. Pero, eso no para ahí, la complejidad de las operaciones, sea exitosas o no, implica la necesidad de canalizar recursos hacia diversos aspectos propios de la explotación de los hidrocarburos como a evitar o combatir problemas de contaminación, por ejemplo.

Además, la explotación de hidrocarburos implica la necesidad de construir la infraestructura adecuada y segura para extraer y transportar los hidrocarburos de los pozos a las plantas de procesamiento, y posteriormente, a los consumidores.

En esta última etapa el transporte y el almacenamiento, el riesgo disminuye en términos de los recursos involucrados, pero no desaparecen. Ejemplo de ello fueron los problemas en los centros urbanos (como fue el caso de San Juan Ixhuatepec) o si se ocurren constantes atentados a los oleoductos o gasoductos (como ha acontecido en Colombia e Irak).

Gráfica No. 2.2
CADENA DE VALOR DE LA E&P DE HIDROCARBUROS Y EVENTOS CRITICOS



Fuente: Elaboración propia.

Los riesgos tecnológicos a los que se enfrenta la industria son significativos porque cada día es imprescindible incorporar el estado del arte para el desarrollo, particularmente para abatir costos e incorporar medidas de certidumbre y seguridad en las operaciones. Las compañías se enfrentan a la necesidad de comprar, asimilar o desarrollar tecnología, y lo que es más complejo obtener la tecnología más adecuada aplicable a sus necesidades operativas. En cada caso las empresas deben contar con una base sólida de conocimientos técnicos y habilidades para realizar tales actividades que mal enfocadas se traducen en mayores costos, retrasos en las operaciones, pérdidas de infraestructura o de recursos humanos, como lo ocurrido en Brasil con el hundimiento de una plataforma de producción en marzo del año 2001.²⁴

En suma, ante la complejidad de las operaciones del sector petrolero es fundamental definir las áreas por desarrollar, evaluar sus riesgos y fijar una tasa de rentabilidad deseada -según el proyecto planteado- misma que no debería ser inferior al costo de oportunidad de la tasa libre de riesgo del país en la que operan, que en el caso de México se considera a los Certificados de la Tesorería de la Federación (Cetes). Con ello se define la estrategia de acción, y los planteamientos más adecuados para obtener el financiamiento.

²⁴ Consultase, el Periódico la Jornada "Controla Petrobras el derrame de crudo de la plataforma hundida", 22 de marzo del 2001.

La complejidad y características de las operaciones en la industria de los hidrocarburos conllevan un elevado nivel de conocimientos y experiencia para los inversionistas por lo que no cualquier empresa tiene el potencial para ofrecer servicios tecnológicos especializados.

La capacidad financiera es una parte fundamental para que una empresa se desarrolle en la industria de los hidrocarburos porque los montos a invertir son significativamente elevados: i) Las empresas petroleras transnacionales (denominados la *major oil companies*) invirtieron entre 1998 y el 2002 cerca de 275 mil millones de dólares en gastos de exploración y capital.²⁵ ii) National Ocean Oil Company estimó que entre 1992 y 1996, las empresas petroleras que cotizaron en Bolsa gastaron 500 mil millones de dólares para incrementar su producción en 5.1 millones de barriles de petróleo por día, es decir, cerca de 54 dólares por cada barril de petróleo.²⁶ Como se apuntó con anterioridad, al ser una industria intensiva en capital y con costos marginales de desarrollo crecientes, la industria petrolera es y será una importante demandante de recursos financieros en el mundo en por lo menos los próximos treinta o cuarenta años.

Los principales proveedores de recursos para el financiamiento de las empresas que participan en la industria petrolera son los bancos comerciales y de fomento, los fondos de inversión, los Estados Nacionales, los grandes inversionistas institucionales (fondos de pensión, aseguradoras, recursos de bancos, entre otros) y los inversionistas particulares. Estos tienen que evaluar la relación riesgo / rendimiento de canalizar sus recursos a la industria de los hidrocarburos, emplearlos en otras actividades económicas o bien usarlos para especular o en inversiones con rendimientos fijos. Cuando la decisión es dirigirlos al sector petrolero, los proveedores de los recursos emplean distintos mecanismos para canalizarlos como se estudiará en lo que resta del capítulo.

2.3.1 La Formación de Capital en la Industria Petrolera Internacional.

Desde que el Coronel Drake descubrió el petróleo en Pensilvania Estados Unidos en el siglo XIX, el financiamiento de la industria petrolera se fue originando a partir de los recursos propios de las empresas petroleras de la época. Hubo muchos casos en los que se reportaban fracasos, pero quienes contaron con la capacidad financiera para aplicar recursos a la explotación de petróleo, y posteriormente a su destilación, resultaron los que impulsaron el desarrollo de la industria petrolera. Particular mención se puede hacer del petrolero Rockefeller, quien a través de prácticas desleales de mercado, logró crear la primera gran corporación petrolera en Norteamérica, la Standard Oil, Co.. El éxito en el crecimiento de esta compañía tuvo como respaldo las elevadas ganancias constituidas a través de la venta de la

²⁵ Las denominadas *major oil companies* son British Petroleum, Exxonmobil, Chevrontexaco, Royal Dutch Shell y Totalfinaelf. Sobre la información de los gastos de exploración y capital consúltese OPEP, OPEC Anual Statistical Bulletin, 2002.

²⁶ National Ocean Industries Association. Panel "Financing the Growth of the Oil Service Sector", Tucson, Arizona, November 1997.

querosina y las prácticas de desplazamiento, aniquilación o compra de pequeñas empresas productoras de ese combustible, así como por los logros alcanzados en el transporte del petróleo. La elevada rentabilidad fue la base para financiar sus operaciones y el fortalecimiento de la empresa, lo que le permitió controlar el 90% del refinado y el transporte del petróleo en Estados Unidos. La vinculación del negocio petrolero con el bancario, logro también impulsar a la Standard Oil hasta ser un monopolio.

En el caso de otras empresas petroleras internacionales, la capacidad financiera de los accionistas originales, apoyada en parte por las favorables concesiones obtenidas, fue fundamental en el financiamiento de las actividades de sus compañías, tal como aconteció con William Knox Darcy en Irán y Marcus Samuel en Bakú.

Aunque la base fundamental en el fortalecimiento de las empresas petroleras fue la aportación de capital privado, también puede citarse el apoyo financiero del Estado en las primeras décadas del siglo XIX a la British Petroleum en Inglaterra, Compagnie Française de Pétroles en Francia, la Azienda Nazionale Generali Italiani en Italia y en la empresa petrolera española.

La creciente demanda de petróleo en el mundo, y particularmente en las naciones más desarrolladas, junto con la capacidad económica y financiera de las grandes empresa petroleras internacionales propiciaron la formación de una industria concentrada en un grupo de fuertes participantes, denominados con el tiempo las siete hermanas, que operaban junto con otro de conjunto de compañías de menor tamaño. En efecto hasta antes de las setenta siete grandes empresas dominaban el mercado petrolero internacional; Exxon, Gulf Oil Co., Mobil Oil Co., Standard Oil of California (Chevron), Texaco Incorporated, British Petroleum y la Royal Dutch/Shell.

Las Siete Hermanas mantuvieron un control casi absoluto sobre la industria petrolera y sobre las actividades de exploración, explotación y refinación. Las operaciones de comercio internacional de petróleo se desarrollaban principalmente mediante transacciones intra-firma, esto es, entre subsidiarias de las propias empresas multinacionales. Las notables ventajas que lograron obtener para la explotación del petróleo, a través de concesiones, implicaban atractivos flujos de efectivo y márgenes de ganancias elevados que les permitía no sólo financiar las actividades desarrolladas, sino canalizar importantes utilidades a sus países de origen. Al generar fuertes flujos de efectivo y ganancias extraordinarias, estas corporaciones tenían la capacidad de financiar su crecimiento, alentar la Investigación y Desarrollo, retribuir a sus accionistas atractivos dividendos, e incluso, influir en las decisiones asumidas por los gobernantes de sus naciones de origen y de los países petroleros a través de dadas y corrupciones para continuar explotando los recursos petroleros.

Por lo anterior, hasta la década de los sesenta el financiamiento de la industria petrolera internacional se efectuaba en gran medida con la generación de efectivo de la operación y las ganancias obtenidas por la explotación y refinación²⁷ de los hidrocarburos, principalmente petróleo. Por esos años, el financiamiento bancario comenzó a jugar un papel en la industria petrolera.²⁸

La limitación esencial a las utilidades de las empresas se reducía al nivel de impuestos que les imponían los gobiernos de los países en donde operaban, y en el caso de algunos países, a los sistemas de participación de utilidades (equity share), elementos que por cierto fueron vitales en la pérdida de hegemonía de las grandes empresas petroleras internacionales, ya que las indujo a discriminar precios, volúmenes de extracción y planes de expansión en función de las condiciones de operación prevalecientes en cada país.

En el proceso de disputa por la renta petrolera,²⁹ entre las empresas petroleras internacionales y los gobiernos de los países petroleros, se fue fortaleciendo paulatinamente la capacidad de negociación de estos últimos hasta lograr formar, en 1960, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) conformada por Venezuela, Irán, Irak, Arabia Saudita y Kuwait. A esta organización se le fueron adhiriendo posteriormente Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos), Libia, Argelia, Nigeria, Indonesia, Qatar, Ecuador y Gabón. Estos dos últimos ya fuera del cártel por su limitada influencia en la producción.³⁰

De esa manera, al incrementar su capacidad de negociación, cada país petrolero exigía mayor participación en la renta petrolera nacional, situación que derivó en un proceso de estatización de las industrias de hidrocarburos en algunas naciones petroleras y la formación de un grupo de compañías de propiedad estatal o mayoritariamente estatal como la Saudi-Aramco (Arabia Saudita); National Iranian Oil Company (NIOC de Irán); Kuwait National Petroleum Company (KNPC de Kuwait); Irak National Oil Company (INOC de Irak); Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC de Emiratos Árabes Unidos); National Oil Corporation (NOC de Libia) y la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC de Nigeria), así como Petróleos de Venezuela (PDVSA), entre las más importantes.³¹

En estos años, el financiamiento de la industria petrolera internacional registró cambios como efecto de la mayor influencia de este grupo de empresas petroleras nacionales en el mercado. Su capacidad de desarrollo, se ligó a su viabilidad

²⁷ Durante el dominio de las siete hermanas, la refinación era un negocio íntimamente ligado a las operaciones de producción de petróleo, a través de ella se materializaba la renta petrolera.

²⁸ Véase, Norman A. White, *Financing the International Petroleum Industry*, Graham & Trotman, United Kingdom, 1978, página 29.

²⁹ La renta petrolera es el valor presente neto esperado de la producción después de descontar los costos de directos e indirectos de producción.

³⁰ En la actualidad la OPEP se integra por los siguientes países: Argelia, Arabia Saudita, Emiratos Árabes, Indonesia, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela. Es particular el caso de Irak, que después de la guerra de golfo fue obligado a limitar su presencia en el cártel y posterior a la invasión Norteamérica queda indefinida su posición en esta organización.

³¹ En algunos casos, como Nigeria y los Emiratos Árabes Unidos existe participación de otras empresas (Shell, BP, Exxon, Total) en joint ventures, pero con participación mayoritaria de la empresa nacional.

financiera y a la administración de los recursos que el propio gobierno hacía de las ventas de crudo a los mercados internacionales y de la política petrolera interior.

El punto crítico que marcó el giro total en el mercado petrolero internacional ocurrió en el momento en el que la OPEP hizo sentir su presencia en 1973 mediante la imposición de un embargo petrolero a Occidente, principalmente a Estados Unidos y Holanda, en respuesta al apoyo a Israel que había iniciado un conflicto bélico con Egipto. El principal resultado de tal medida fue la elevación unilateral en los precios internacionales del petróleo. En esa época, las empresas multinacionales terminaron por perder el control del mercado, después de que en 1972 las denominadas siete hermanas controlaban en el ámbito mundial el 62% de la producción y el 52% de la capacidad de refinación.

Al disminuir su presencia en las actividades *upstream* las empresas petroleras internacionales limitaron su capacidad para financiar su crecimiento en las actividades de exploración y producción de petróleo, no obstante continuaron desarrollándose en otros negocios, como la distribución de petrolíferos y petroquímica.

Por su parte, los Estados que adquirieron el control de la propiedad de las empresas petroleras se enfrentaron a un conjunto de problemas, entre los que destacaron: Financiar el pago de las estatizaciones; obtener fondos, mano de obra calificada y tecnología para aumentar su capacidad de producción de petróleo, pero sobre todo, para continuar contando con recursos para atender las demandas sociales y de infraestructura, entre otros. Es evidente que dichos problemas se manifestaban en distinto grado, dependiendo de la capacidad de captación de divisas y de endeudamiento de la empresa petrolera nacional y de la habilidad financiera del manejo de los recursos por parte del Estado. Así, en la década de los setenta países como Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait, que se fortalecieron con mayores ingresos por la venta de petróleo, reenviaron una parte de los recursos obtenidos a los países desarrollados. Otro grupo de naciones petroleras tuvo que financiar sus nacionalizaciones y la construcción de infraestructura con los recursos generados por la venta de petróleo del exterior, pero también con la solicitud de empréstitos en los mercados financieros de las naciones más desarrolladas.

El cambio en la estructura del mercado, derivado del fortalecimiento de los productores de petróleos, implicó la segmentación del mercado.

2.3.2 El Financiamiento de las Empresas Petroleras Privadas.

La producción de hidrocarburos en algunas naciones, como los Estados Unidos,³² se lleva a cabo por empresas petroleras privadas. Las más pequeñas y las medianas tienen su principal área de actividad en la exploración y/o explotación de petróleo y gas natural. Las de mayor tamaño pueden también realizar actividades en refinación y algunos procesos petroquímicos. En cada nicho de mercado cubierto, las empresas requieren mantener niveles adecuados de eficiencia que impulsen su rentabilidad, por lo que deben hacer uso de sus habilidades, sean tecnológicas, gerenciales u operativas.

Para fines analíticos se puede definir a las Empresas Petroleras Independientes (EPPI) como el grupo de compañías, pequeñas, medianas y grandes que desarrollan sus actividades de manera nacional y en casos aislados internacional.

Cualquiera que fuese su estrategia, una limitación para que una compañía se desarrolle es el poder financiar su crecimiento con recursos de bajo costo y de largo plazo ante los riesgos enfrentados en las operaciones en la industria de los hidrocarburos, la volatilidad de los precios del petróleo y derivados petrolíferos, entre otros. Indudablemente tales riesgos afectan el nivel de rentabilidad de las empresas e inciden en el ciclo de crecimiento de la industria, particularmente en épocas de precios a la baja.

El financiamiento de las EPPI depende en gran medida del tamaño de la misma, del riesgo involucrado en la exploración y explotación de los hidrocarburos y la refinación, de su estructura financiera, del ciclo de negocio de los hidrocarburos, así como del innovador diseño para involucrar a proveedores de recursos.³³

Para ilustrar la serie de etapas a las que enfrenta un negocio o empresa en la exploración y explotación de hidrocarburos iniciaremos por representar el caso de un productor potencial que cuenta con un pozo a explotar, suponiendo que los precios de los hidrocarburos son atractivos (gráfica No. 2.3).³⁴

En este caso el camino para captar recursos financieros dependerá obviamente de sus disponibilidades para iniciar la empresa o el proyecto, tales como sus activos, efectivo y capital intelectual. En algunos casos se dispone sólo de estudios exploratorios, conocimiento sobre reservas probadas o cierto nivel de infraestructura desarrollada, como una red de ductos, sistemas de captación de hidrocarburos, entre otros. El objetivo del empresario, será demostrar la viabilidad de realizar la

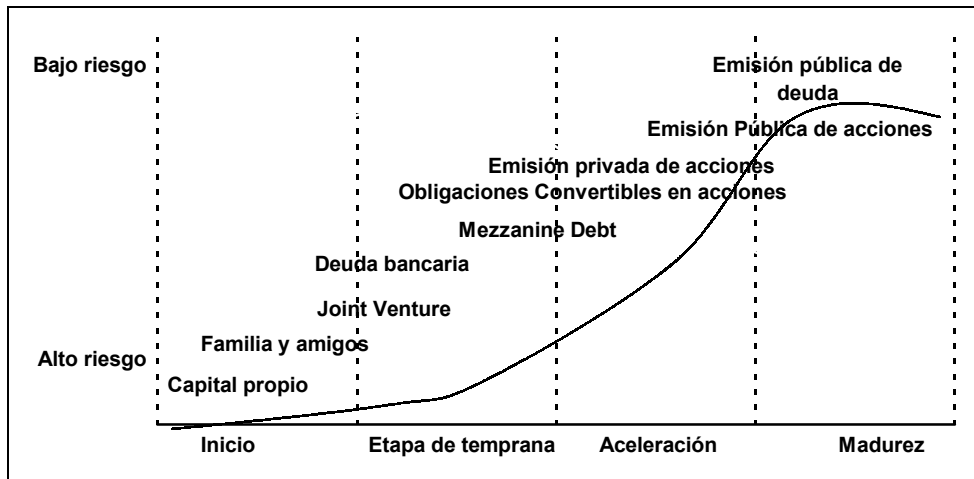
³² En Estados Unidos se calculaban en el año 2000 alrededor de 8,000 empresas petroleras privadas independientes, las cuales perforaban el 85% de los pozos en el país y obtenían el 40% de la producción nacional, Loretta Cross, Dan Olds, et. al., "Complexities in Lending to Independents Oil and Gas Exploration and Production Companies", Commercial Lending Reviews, Summer 2000, página 9.

³³ Para más información consulté T. Prescott Kessey, William e. Weinder, "Capital Formation 2003; Energy finance 101", Oil & Gas Investor; jun 2003, página 5.

³⁴ Una explicación más amplia sobre este apartado puede ser consultado en Idem Prescott Kessey y Weinder William, página 5 a 10.

exploración, y en su caso, la explotación de los hidrocarburos. Si se demuestra tal viabilidad, entonces el paso para capitalizar el proyecto será, en caso de no contar con recursos, el recurrir a capitales adicionales con amigos y familiares. En el evento, que se preserve la viabilidad del proyecto, la forma de llevarlo a cabo más inmediata, sería mediante un *joint venture*, recurriendo a una empresa petrolera establecida o alguna otra compañía que posea recursos. Esta posibilidad puede ser desventajosa, y costosa, para él o los accionistas involucrados, sobre todo cuando el socio capitalista establece sus condiciones.

Gráfica No. 2.3
 REPRESENTACIÓN DE UNA COMPAÑÍA DE EXPLORACIÓN
 Y PRODUCCIÓN EN SUS ETAPAS DE FINANCIAMIENTO



Fuente: Tomado de Oil & Gas Investor, jun 2003.

En el caso de proyectos, destaca la posibilidad de asociación de las empresas privadas petroleras independientes con compañías de servicio, particularmente en proyectos de inversión, en donde se involucra tanto el financiamiento directo como la ventaja de proporcionar mejor tecnología. Una alternativa a los *joint venture*, que implica usar recursos adicionales de otras empresas, se realiza mediante los denominados acuerdos de operación (*operating agreements*).³⁵

Si no se opta por el *joint venture*, el siguiente paso consistiría en conseguir financiamiento bancario, mismo que es respaldado por los activos poseídos³⁶ y por el flujo de efectivo generado por los mismos. En general, los servicios que ofrecen los bancos son préstamos de corto plazo, créditos puente, emisión de papel

³⁵ Estos acuerdos buscan diversificar el riesgo del portafolio productivo de una empresa, distribuyendo el riesgo entre varios participantes y permitiendo que las empresas participen en las áreas de su experiencia. Wolf-Smith Risa Lynn, "Independents can benefit from limited liability company structure", Oil & Gas Journal, November 1994, páginas 68-69.

³⁶ En Estados Unidos los bancos otorgan créditos hasta por el 100% de las reservas probadas desarrolladas y el 50% de las no probadas. Brain A. Toal, Paul Dougan y Et. Al. "Banking Tales", Capital Formation, Oil & Gas Investor, June 2003, página 26-29.

comercial avalado con líneas de crédito y créditos para capital de trabajo, entre otros.³⁷

En las actividades de préstamos de créditos para la exploración y producción de hidrocarburos, se sugieren una serie de condiciones para que los bancos logren operaciones satisfactorias: i) que las empresas petroleras cuenten con experiencia en materia de ingeniería; ii) con una diversificación en el valor de sus reservas; iii) producción histórica bien establecida; iv) un análisis de los flujos internos de efectivo; v) calidad en sus activos. Pero también, el emplear algunas herramientas de análisis como cálculos volumétricos; el análisis de la curva de decline y el empleo de modelos de simulación.³⁸

El acceso a los fondos de los bancos para las EPPI, particularmente para las más pequeñas, es complejo debido a las estrictas políticas de crédito de esos intermediarios. El reto entonces será lograr mantener el suficiente capital propio para enfrentar las contingencias o las operaciones de mayor riesgo. Naturalmente, que al reconocerse la existencia de reservas de petróleo y la necesidad de crear infraestructura para su explotación y distribución, se tiene acceso a los créditos bancarios, toda vez que se cuenta con el colateral de dicho préstamo.

Si son requeridos recursos adicionales para aumentar la operación de la empresa petrolera en Estados Unidos –y en caso de no acceder al crédito bancario–, existe la alternativa de recurrir a emisiones de deuda (*mezzanine debt*), particularmente en proyectos de exploración, sobre reservas de hidrocarburos no probadas, en donde se involucran mayor riesgo. Este pasivo, es costoso (alrededor de 20% anual) y combina elementos de un préstamo bancario –pago de intereses– con una porción de inyección de capital –pago de regalías–. El plazo de vencimiento de esta deuda es de 3 a 5 años para la porción de deuda. Las regalías son pagadas después de haberse liquidado dicha deuda.³⁹

También existe la alternativa para atraer recursos financieros para una empresa petrolera estadounidense mediante la emisión privada de acciones⁴⁰ o deuda, pero ésta debe estar respaldada con argumentos sólidos de éxito de las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos para convencer a los inversionistas de aportar sus recursos. Además, para poder realizar la colocación privada se deben cumplir con los requisitos establecidos por las autoridades financieras

³⁷ Durante el año 2002, un grupo de 30 bancos en Estados Unidos otorgó 55 mil millones de dólares en préstamos para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, véase, Brian Toal, "Banking on Debt", Oil & Gas Investor, Jun 2003, página 21.

³⁸ Véase Webster, Frank "The lending to Oil and Gas Producers", The Journal of Commercial Bank Lending, Philadelphia, Jan 1990, Vol 72, No, 5, página 7.

³⁹ Paula Dittrick, "US Independents explore ways to finance drilling projects", Oil & Gas Journal, december 3, 2001, página 75.

⁴⁰ El costo para las empresas de emitir de acciones en colocaciones privadas es elevado, pues los inversionistas demandan tasas de rentabilidad elevadas. En el caso de compañías perforadoras, la tasa de rendimiento demandada es de alrededor de 30%. Idem, página 74.

correspondientes, por ejemplo la SEC (*Securities Exchange Commission*) en los Estados Unidos.⁴¹

Una empresa que cuente con el capital requerido por las autoridades financieras y las bolsas de valores para cotizar sus títulos en el mercado de valores, tiene la opción de continuar atrayendo capitales bien sea mediante la emisión pública de acciones o de deuda. La emisión de acciones en las bolsas de valores para las empresas petroleras independientes es una forma de obtener recursos a bajo costo -muy común en el mercado de Estados Unidos-, amén de que si son compañías exitosas su valor de mercado se eleva de inmediato. También, el cotizar en bolsa les permite realizar adquisiciones de otras empresas petroleras y ser más visibles entre el público inversionista.⁴²

Se han creado otras alternativas para financiar proyectos y empresas, en las que participan básicamente inversionistas institucionales. Una de estas es el contratar esquemas de deuda que se registren fuera de balance (*off balance sheet loan – OBLs-*), es decir, son pasivos que no tienen impacto sobre la estructura financiera en el corto plazo, por el bajo nivel de apalancamiento contabilizado. Empero finalmente es un pasivo más que implica compromisos de pago de su servicio en algún momento en el tiempo.⁴³

En ciertos estados norteamericanos se creó el denominado *limited liability company (LLC)*, que pretende limitar el riesgo de operar en la industria petrolera, pues ofrece la protección de pasivos, un esquema impositivo favorable y flexibilidad financiera, pues se ajusta a las condiciones de riesgo en operaciones de asociación.⁴⁴

En algunos países como Estados Unidos y en Canadá, los fondos de inversión han jugado un papel cada vez más relevante como proveedores de capital y deuda, tanto en colocaciones privadas como en el mercado de valores, situación que permite diversificar el riesgo e involucrar a inversionistas de distinta capacidad económica y aversión al riesgo en el negocio de la industria petrolera.⁴⁵ Además, junto con el papel de los bancos de inversión llegan a ser una fuente amplia de apoyo a la industria.

El desarrollo del sistema financiero y su especialización desde los años sesenta dio como origen la creación de una figura que ha alcanzado niveles insospechables; la operación de fondos de inversión -unos cerrados y otros abiertos al público-. En Norteamérica, existen fondos especializados dirigidos a

⁴¹ “Desde inicios del 2000, más de 50 empresas productoras de gas y petróleo han realizado emisiones privadas de capital, situación que les ha permitido obtener 880 millones de dólares...”. Para mayor información consúltese, anonymous, “Cheaper financing in the public market” Sayer’s Corporate Finance, Spring 2003.

⁴² Ibid, “Cheaper financing in the public market” Sayer’s Corporate Finance, Spring 2003.

⁴³ Consúltese Toul Brian, “Capital off the Books”, Oil & Gas Investor, Vol. 16, No. 1, Jan 1996, página 41-43.

⁴⁴ Idem, Wolf-Smith Risa Lynn, página 67.

⁴⁵ Son tan importantes los montos destinados por los fondos de inversión que en el año 2001, estos destinaron cerca de 2.2 miles de millones de dólares en transacciones ligadas al negocio del petróleo y gas natural. Idem, Toal Brian A., “Canadian Dollars”, Oil & Gas Investor, Jun 2003, página 32.

canalizar recursos al sector petrolero, tales como los fondos de inversión para la perforación en exploración (*Exploration Drilling*) dirigidos a buscar hidrocarburos; los fondos para la perforación de desarrollo (*Developmental Drilling*) enfocados a obtener producción en pozos con reservas probadas; los fondos de inversión de Regalías (*Royalty Funds*) cuya operación depende de las regalías que son ofrecidas por el flujo de producción obtenida, una vez pagados los impuestos correspondientes; fondos de inversión para la adquisición de arrendamiento (*Lease Acquisition Funds*) en los que su principal objeto es obtener recursos para adquirir superficies de tierra que serán sujetos a exploración, y finalmente los denominados fondos de inversión combinados (*Combination Funds*).

Sin embargo, un elemento crucial para el crecimiento y apropiado desempeño de una empresa petrolera es su capacidad de generación de efectivo, que independientemente de su estructura financiera,⁴⁶ le permitirá no sólo tener mayor capacidad para su crecimiento, sino tener acceso a mejores condiciones en la negociación de sus financiamientos. En caso de no contar con esa cualidad de generación de efectivo, el financiamiento para las EPPI tendrá que originarse de la banca, emisión de valores o de la aportación de recursos o participación de empresas petroleras y no petroleras, tal como sucedió, entre 1992 y 1998 en Estados Unidos en donde se determinó que la generación interna de efectivo había perdido penetración como fuente de financiamiento de las EPPI, al reducir su participación de alrededor de 50% a 25%.⁴⁷

Debe señalarse que otro mecanismo de financiamiento empleado por las EPPI ha sido el denominado (*volumetric production payments*), que consiste fundamentalmente obtener recursos a través de la venta de futuro de hidrocarburos.

Como se ha ilustrado el procedimiento para captar recursos en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos para empresas privadas independientes las puede llevar a crecer si logran conciliar los intereses de accionistas, inversionistas y ahorradores institucionales, particularmente demostrando bajo riesgo y elevada potencialidad de rentabilidad.

Así, algunas EPPI norteamericanas han realizado operaciones de adquisición de activos e instalaciones de petróleo y gas natural a las grandes empresas; de esta forma, ante la perspectiva de que la demanda de energéticos se reactive en el futuro las grandes compañías racionalizan y redefinen sus campos de actividad mientras que las de tamaño mediano y pequeño se alistan para crecer y aprovechar los espacios de oportunidad de negocio.

Por su parte en algunas compañías pequeñas, el financiamiento proviene fundamentalmente de las aportaciones de los socios, quienes tratan de conservar

⁴⁶ Que la IPAA estima para el caso de las grandes empresas petroleras privadas independientes con un apalancamiento promedio 54% Op. Cit. , Loretta Cross, página 14.

⁴⁷ Ibid, Loretta Cross, página 13.

el 100% de la propiedad de su negocio, sin evaluar ampliamente la relación riesgo/rendimiento.

En las actividades de refinación, el tamaño de planta, la infraestructura necesaria y la capacidad de distribución o de vinculación con proveedores y clientes implica la necesidad de contar con mayores recursos financieros para crear una empresa.⁴⁸

Por lo anterior, las compañías dedicadas sólo a la refinación deben realizar su financiamiento recurriendo a préstamos bancarios, emisiones de deuda convertible o bien a emisión de acciones, aunque también emplean mecanismos de financiamiento como el factoraje y el arrendamiento. Los montos requeridos para desarrollar la refinación son elevados, por lo intensivo del capital de la actividad, por lo que es deseable que el financiamiento se realice a plazos largos.

El Financiamiento de las Empresas Petroleras Transnacionales -Oil Majors- (EPT).

El financiamiento de las Oil Majors presenta rasgos particulares por el perfil de sus actividades, tamaño, capacidad de influencia en sus áreas de operación, flexibilidad operativa y financiera. No obstante, una errónea de toma de decisiones puede significar la pérdida de recursos.

En general, las *Oil Majors* (Exxonmobil, British Petroleum, Royal Dutch/Shell, Chevrontexaco y Total) han acumulado experiencia y habilidades, en virtud de su tamaño y grado de influencia en el mundo. Ello las ha llevado a ubicarse dentro de las veinticinco empresas transnacionales más grandes en el planeta (cuadro No. 2.4).

En la actualidad, algunas EPT tienen presencia hasta en más de 50 países y combinan el rol de inversionistas internacionales con el de operadores financieros. Ello tiene una serie de implicaciones para la administración de los recursos, pues deben enfrentarse a un sinnúmero de contingencias derivadas de sus operaciones, tales como negociar con distintas divisas, regímenes impositivos y tasas de interés, así como afrontar diversos eventos políticos y económicos en cada nación en la que operan.

Una práctica común en las EPT es manejar sus recursos financieros en el mundo través de un corporativo, de donde operan su estrategia financiera global equilibrando una multitud de factores, entre ellos la estructura de la organización de la empresa, el mercado en el que compite, su filosofía, misión y el estilo mismo de la administración, y por supuesto sus estrategias financieras. Las funciones del corporativo están soportadas por empresas filiales o subsidiarias distribuidas en

⁴⁸ Se estima que una planta de refinación básica de unos 150 mil barriles de producción implica el contar por lo menos con 2 mil millones de dólares.

varios países. En algunos casos, las EPT cuentan con intermediarias financieras especializadas que coadyuvan a operar su estrategia financiera integral de inversiones de capital.⁴⁹

Cuadro No. 2.4
LUGAR DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS
TRANSNACIONALES DENTRO DE LAS 25 PRINCIPALES EMPRESAS
TRANSNACIONALES EN EL 2000
 (Millones de dólares y número de empleados)

Concepto/Empresa	ExxonMobil	Royal Dutch/Shell	BP	ChevronTexaco	Total
Lugar internacional	3	6	7	13	19
País de origen	USA	Inglaterra	Inglaterra	USA	Francia
Activos en el extranjero	101,728	74,807	57,451	42,576	33,119
Activos Totales	149,000	122,498	75,173	77,621	81,700
Ventas en el extranjero	143,044	81,086	105,626	65,016	82,534
Ventas totales	206,083	149,146	148,062	117,095	105,828
Empleos en el extranjero	64,000	54,337	88,300	21,693	30,020
Empleos totales	97,900	95,365	107,200	69,265	123,303
Índice TNI (%)*	68	57	77	47	48

* El Índice de transnacionalización TNI se determina como el promedio de los activos en el extranjero a activos totales, ventas en el extranjero a ventas totales y empleos en el extranjero a empleos totales.

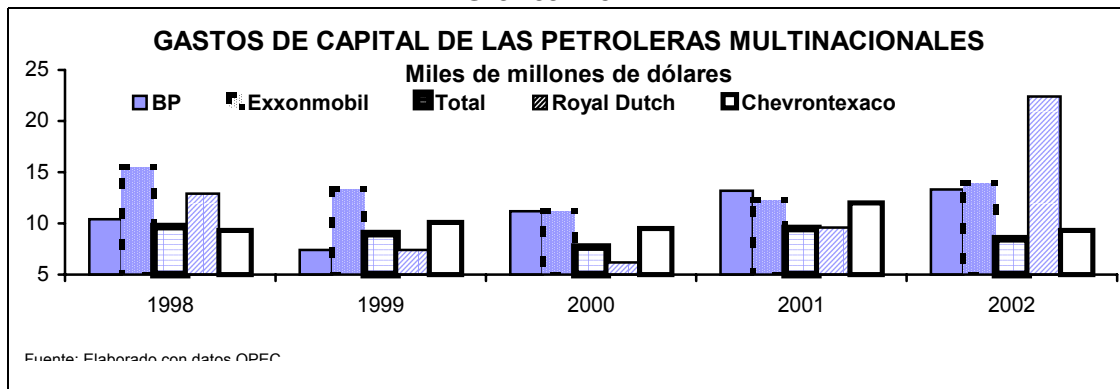
Fuente: UNCTAD, World Investment Report 2002: Transnational Corporations and Export Competitiveness.

Las estrategias de financiamiento de las EPT se establecen tanto para el corto como para el largo plazo y están alineadas con su planeación estratégica. Son apoyadas por las ventajas competitivas que logran a partir de las economías a escala y externas, la experiencia administrativa y en mercadotecnia; los recursos elevados que destinan a la I&DT; su fortaleza financiera y la gama de productos que ofrecen. La estrategia de financiamiento contempla la racionalización de activos para concentrar su actividad en los segmentos de la industria rentables actualmente y con mayor potencial de crecimiento de mercado.

La elevada cantidad de recursos financieros demandados por las EPT para su gasto corriente y de capital es significativo. Tan sólo la Exxonmobil gastó 66 MMd entre 1998 y el 2002 (gráfica No. 2.4).

⁴⁹ La capacidad financiera de las empresas petroleras transnacionales las lleva a contar con recursos para invertir en pequeñas compañías petroleras, como sucede con Shell Capital Co. que provee de financiamiento para proyectos o trabajos las compañías del Grupo Shell. Véase, Anonymus, "Shell Capital", Oil & Gas Investor, Denver 2001, páginas 16-17.

Gráfica No. 2.4



En general, las alternativas de financiamiento empleadas por las EPT se basan en el uso de una combinación de las siguientes alternativas, mismas que dependen de la situación financiera de cada compañía, su estrategia y perspectivas de desarrollo:

a. Manejo del flujo de efectivo. Una de las bases de financiamiento de las empresas a lo largo de su historia ha sido la generación interna de efectivo,⁵⁰ particularmente cuando los precios internacionales del petróleo son altos, pues al mantener sus costos de producción con reducidos cambios, las utilidades se incrementan por los mayores ingresos obtenidos. Además, las EPT generan notables recursos derivados de los cobros por derechos y cuotas por licencias que realizan en el extranjero, así como por los intereses netos que pagan las filiales en el exterior como resultado de los créditos extendidos por las empresas matrices y los denominados cargos distribuidos asociados a los servicios proporcionados por asistencia técnica e insumos y materiales.

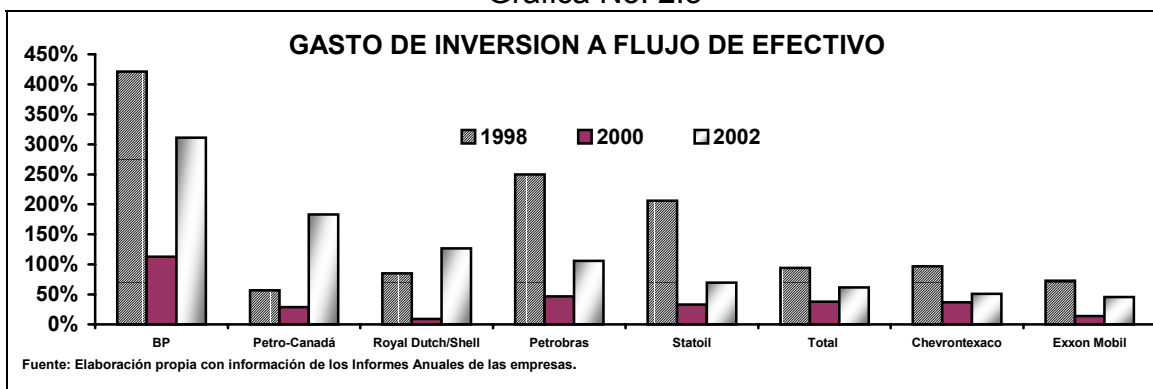
La generación de efectivo es respaldada por su adecuada administración y planeación. Uno de los objetivos financieros de esas empresas transnacionales, como las petroleras, es el contar con una planeación fiscal que les permita disminuir su carga impositiva mundial, estudiando los regímenes de cada país, aprovechar exenciones, subsidios nacionales, créditos en los impuestos extranjeros, los esquemas de diferir los impuestos, así como los acuerdos comerciales firmados por los países en los que operan la empresa, entre otros. Lo anterior, permite a las EPT no sólo financiar sus actividades, sino contar con una fuente de ingresos vía rendimientos operativos o financieros. En la medida en que las empresas disponen de una generación favorable del efectivo, logran fortalecer su capacidad financiera y depender en menor medida de otras formas de financiamiento, generalmente de mayor costo financiero. Los beneficios operativos de contar con un flujo adecuado de efectivo se pueden traducir en obtención de descuentos por pronto pago a proveedores, disponibilidad para adquirir un bien o

⁵⁰ En 1975, las 37 empresas petroleras más grandes de Estados Unidos hicieron desembolsos de capital por 25 mil millones de dólares, de los cuales 15.4 miles de millones fueron generados del flujo de efectivo y 9.6 miles de millones de emisiones de deuda y capital. Idem. Norman A. White, página 29.

servicio, entre otros. En el caso de la industria petrolera internacional, resulta interesante señalar los siguientes elementos que ilustran la eficiencia en el manejo del efectivo entre las EPT de capital privado versus las de capital mixto y las estatales.⁵¹

- Al comparar el grado de liquidez de algunas empresas petroleras internacionales, se observa que la razón circulante –activo circulante a pasivo circulante- de las EPT fue entre 1998 y el 2004 cercana a la unidad. Sin embargo, las compañías con capital mixto manejaron una razón de circulante de 1.2, en tanto que las empresas Estatales registraron un indicador superior a 1.5 veces.
- El efectivo e inversiones disponibles representan una proporción más pequeña de los activos totales en el caso de las EPT entre 1998 y el 2004 (3.4%), en tanto es casi el doble para las empresas petrolera de capital mixto y casi diez por ciento en el caso de las empresas petroleras nacionales. Lo anterior, tiene como sustento una administración financiera adecuada de las EPT que permite optimizar sus operaciones.
- Aunque en general la canalización del flujo de efectivo operativo hacia las inversiones depende de los planes de expansión de las empresas o de las prioridades en materia de inversión, se observó que a excepción de British Petroleum y Royal Ducht Shell,⁵² en general las mejores prácticas instrumentadas por las EPT privadas corresponden a una relación de gasto de inversión a flujo de efectivo inferior al 0.5 (gráfica No. 2.5), lo que demuestra que la base de su crecimiento proviene de fuentes de financiamiento interno.

Gráfica No. 2.5



⁵¹ Para evaluar la estructura financiera de la empresas petrolera internacionales el autor realizó un estudio de tres grupos de empresas: Las Oil Majors en donde se contempló a British Petroleum, ChevronTexaco, Royal Ducht-Shell, Exxonmobil y TotalFinaElf y las Empresas de Capital Mixto que incluyó a Petrobras, Statoil y Petro-Canadá y las empresas Estatales PDVSA, Petroperú y ECOPETROL de las que sólo se dispuso de información financiera hasta el 2003.

⁵² La posible justificación de que British Petroleum y Shell se aparten de ese patrón es debido a las agresivas políticas de inversión instrumentadas por esas empresas, que han llevado a la primera a comprar Amoco y a la segunda tratar de reponer sus reservas probadas que mantuvo "infladas" en los últimos años y han sido causa de un notable escándalo durante en primer semestre del 2004 en los mercados financieros internacionales.

b. Contratación de deuda bancaria. En general, las empresas trasnacionales están en mejor posición competitiva para mantener razones de deuda altas porque sus flujos de efectivo están diversificados. Lo anterior les permite establecer sus políticas de contratación de deuda buscando minimizar su costo de capital y elegir la mezcla más apropiada entre las fuentes de financiamiento, así como estar en mejor posición que las empresas petroleras nacionales, en virtud de las economías a escala e integración operativa, la tecnología superior que poseen, la amplia gama de productos que ofrecen y la integración horizontal que han logrado como compañías energéticas.

En el caso de las EPT, las políticas de contratación de deuda están relacionadas a sus estrategias de crecimiento como cualquier empresa multinacional, sin embargo se observa que, a excepción de Chevrontexaco, la participación de la deuda documentada (básicamente la contratada con bancos y la obtenida por la emisión de valores) en el pasivo total se mantuvo entre 1998 y el 2003 por debajo del 31%, llegando a ubicarse en apenas 17% en el caso de Exxonmobil, es decir a medida que las empresas son más grandes se apalancan menos con esa deuda documentada, pese a que en términos absolutos los montos solicitados en préstamo son significativos (gráfica No. 2.6).⁵³

La contratación de deuda bancaria se realiza en distintas partes del mundo en donde operan –por tanto en diversas divisas, pero particularmente en monedas “duras” como el dólar, euro y los yenes–, sin embargo cuando ésta es por montos elevados, las EPT emplean créditos sindicados en donde participan un grupo de bancos internacionales.⁵⁴

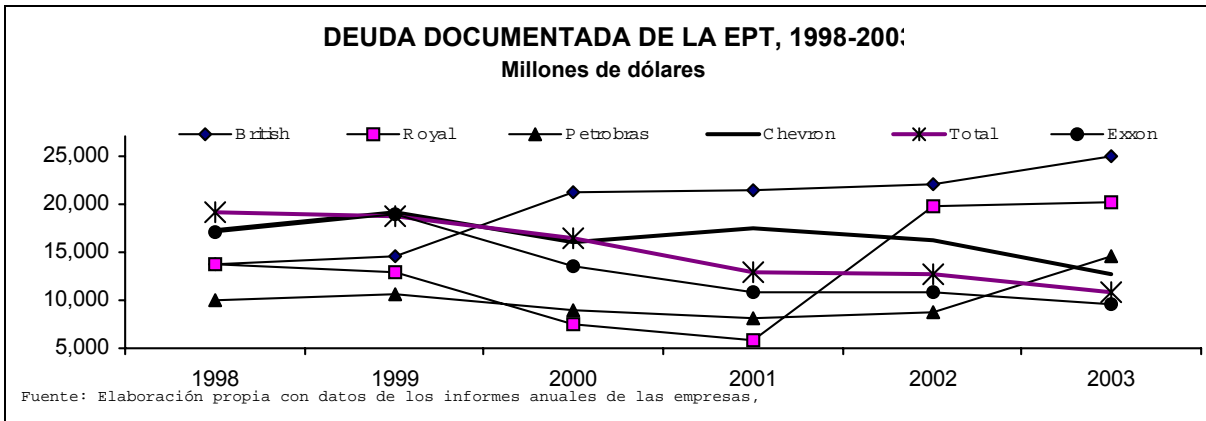
No existe un patrón sobre la proporción de la deuda bancaria contratada en relación con el pasivo total. Existen distintas estrategias en cada empresa petrolera internacional. Por ejemplo, se observó que Chevrontexaco y Royal Dutch dependen más de esos intermediarios financieros -con niveles cercanos a una tercera parte de su deuda documentada- que British Petroleum y Exxonmobil (gráfica No. 2.7).⁵⁵ En cambio, las empresas petroleras mixtas acuden con mayor frecuencia a la deuda bancaria como forma de financiamiento, sobre todo, en la medida en la que no registran una situación financiera saludable.

⁵³ La deuda documentada a los pasivos totales fueron de Chevrontexaco (37%); Total (31%), British Petroleum (27%), Royal (20%) y Exxonmobil (17%).

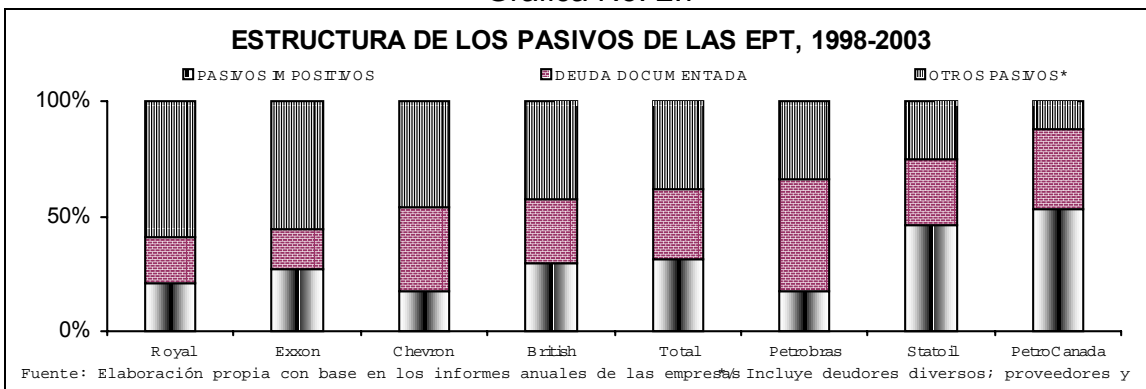
⁵⁴ Los créditos sindicados pueden ser a plazo de hasta 5 o 7 años, y tienen la ventaja de ser flexibles, pero implican un seguimiento minucioso a la empresa por parte de los proveedores de recursos.

⁵⁵ Para el 2002 se determinó el porcentaje de participación de los compromisos bancarios en el total de deuda documentada de las EPT, observándose los siguientes niveles BP (3.7%) Chevron (34.0%), Royal (28.2%), Exxon (9.2%) y TotalFinaElf (18.1%).

Gráfica No. 2.6



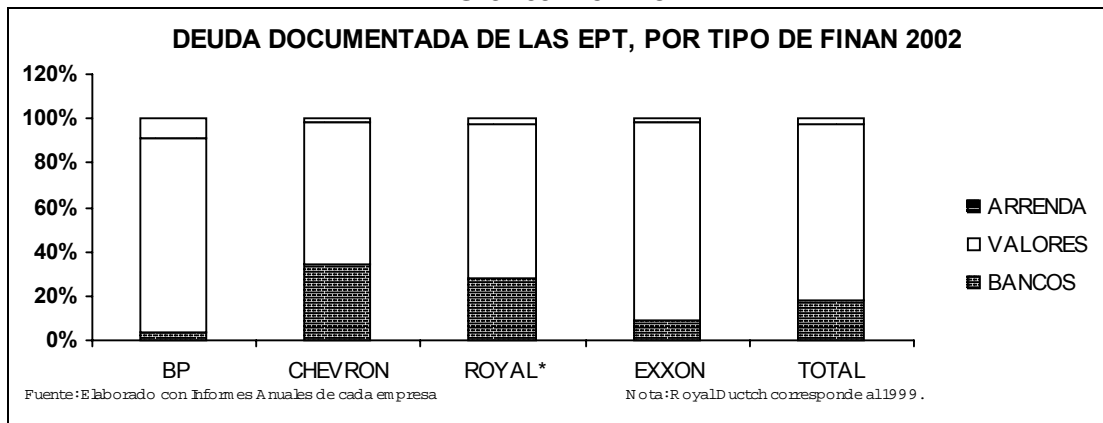
Gráfica No. 2.7



c. Emisión de deuda. En realidad las colocaciones de deuda en el mercado de valores son una de las vías más flexibles que tienen las EPT para allegarse de recursos financieros. Los principales instrumentos que emplean son bonos, obligaciones y las emisiones de papel comercial, en virtud de su potencial de diversificación, costo financiero, los distintos plazos empleados y las colocaciones en varios mercados de valores internacionales. De hecho, British Petroleum y Exxonmobil presentaron una mayor preferencia por esos instrumentos durante el 2002, lo cual contrastó con la estrategia empleada por Chevron-Texaco, en buena medida por lo reciente de su fusión (gráfica No. 2.8).

Debe señalarse que las Oil Majors son más cautas en la contratación de deuda en relación con otras grandes petroleras, particularmente de las que cuentan con capital mixto.

Gráfica No. 2.8



c. Emisión de acciones. Al igual que cualquier empresa, las EPT pueden acudir a realizar una emisión primaria de acciones en forma privada o en la bolsa de valores para captar recursos financieros. Los aumentos de capital realizados por las EPT han sido asociados a las operaciones de fusión, adquisición o a fin de fortalecer su estructura del capital.

En operaciones de fusión o adquisición, las EPT (cuadro No. 2.5) han recurrido poco a emisiones primarias, pues prefieren emplear sus ahorros generados, contratar o emitir deuda para completarlas. Más bien el mecanismo empleado en el mercado accionario se refiere al intercambio de acciones de las empresas fusionantes con las fusionadas en una parte del capital involucrado. Evidentemente que los ahorros generados a partir de las operaciones de fusión y adquisición,⁵⁶ se explican por el aprovechamiento de las economías a escala logradas, la disminución del aparato de su plantilla de recursos humanos –sobre todo gerenciales- y por la mayor integración vertical y horizontal pretendida.

En el caso de las emisiones primarias de acciones, son los grandes fondos de inversión los principales interesados en participar en la suscripción de capital. Ello ha permitido su gran desarrollo, situación que por cierto ha sido una de las bases para sustentar las macro fusiones de las empresas petroleras transnacionales,⁵⁷ tal como se ilustra en el caso de Chevron-Texaco Corp. (cuadro No. 2.6). El aliciente para los fondos de inversión de canalizar los recursos hacia las EPT se deriva de los beneficios que en forma de dividendos⁵⁸ son obtenidos, así como del posible incremento en el precio de las acciones.

⁵⁶ El grupo Chevron-Texaco Corp. estimaba ahorros 1,200 millones de dólares en un plazo de seis a nueve meses derivados de la operación de la fusión, véase www.chevrontexaco.com.

⁵⁷ El monto de las fusiones ha implicado el empleo de fondos incluso más elevados que el PIB de muchas naciones en el planeta. La fusión de BP con Amoco implicó una capitalización bursátil superior a los \$110.0 mil millones de dólares, mientras que la de Exxon con Mobil (operación que volverá a unir a dos empresas que provienen del desmantelamiento de la pionera Standard Oil Company) representó una capitalización por \$240.0 mil millones de dólares.

⁵⁸ Los montos repartidos por las algunas compañías petroleras son significativos en comparación con el promedio del mercado, tal como sucedió con Exxon que promedio un incremento de su dividendo en más del 5% anual durante 15 años consecutivos. Véase Periódico Reforma “perfil: el hombre fuerte de Exxon-Mobil es un enigma para Wall Street” de fecha 12 de diciembre de 1999.

Cuadro No. 2.5
FUSIONES Y ADQUISICIONES EN EL MERCADO DE LOS HIDROCARBUROS

Lugar	Año	Comprador	Vendedor	Precio compra ajustado MMd	Operación
1	1998	Exxon Corp	Mobil Corp	97,000	Fusión
2	1998	British Petroleum Co	Amoco Corp	48,200	Fusión
3	2000	Chevron Corp	Texaco Inc	42,600	Fusión
4	1999	BP Amoco Plc	Atlantic Richfield Co	27,600	Fusión
5	2000	El Paso Energy Corp	Coastal Corp	15,700	Adquisición
6	1984	Chevron Corp	Gulf Oil Lp	13,230	Fusión
7	1998	Total SA	PetroFina SA	12,700	Fusión
8	1984	Texaco Inc	Getty Oil Co	10,130	Fusión
9	2000	NiSource Inc	Columbia Energy Group	8,500	Adquisición
10	1987	British Petroleum Co	Standard	7,700	Adquisición
11	2000	Phillips Petroleum Co	BP Amoco Plc	6,800	Adquisición
12	2000	Anadarko Petroleum Corp	Union Pacific Resources Group	6,800	Fusión
13	1999	El Paso Energy Corp	Sonac Inc	6,100	Adquisición
14	1982	USX-Marathon Group	Marathon Oil Co	5,930	Fusión
15	1984	Mobil Corp	Superior Oil Co	5,700	Adquisición
16	1985	USX-Marathon Group	TXO Operating Co	5,400	Adquisición
17	2001	Devon Energy Corp	Mitchell Energy & Development Corp	3,900	Adquisición
18	1979	Shell Oil Co	Belridge Energy	3,650	Fusión
19	1997	Occidental Oil & Gas Corp	US Department of Energy (La operación consistió en la venta del bloque de reserva Elk Hills Naval Petroleum)	3,650	Adquisición
20	2000	Occidental Petroleum Corp	BP Amoco Plc; Shell Oil Co	3,600	Adquisición

MMd Millones de dólares.

Fuente: Elaboración propia con datos de la AIE

No se tiene un precedente reciente de emisión primaria de acciones de gran escala por parte de las EPT, más bien las operaciones registradas como aumento de capital han sido generalmente suscritas por fondos de pensión.⁵⁹ Sin embargo, la emisión primaria de acciones en bolsa fue uno de los mecanismos empleados por los Estados Nacionales para captar recursos financieros, en principio para sus empresas, -y luego para colocar las acciones a través de ofertas secundarias entre los accionistas privados-, tal como sucedió en 1986 en Canadá (Petro-Canadá) y en 1989 en España (Repsol), por ejemplo.

⁵⁹ Nótese por ejemplo los caso de Total (1998 y 2001) y British Petroleum que han recogido recursos a través de la capitalización de los fondos de pensión de sus trabajadores. Consúltese los respectivos Informes Anuales de las empresas.

Cuadro No. 2.6
**PRINCIPALES ACCIONISTAS FONDOS DE INVERSIÓN
 DE CHEVRON-TEXACO, CORP., 2002.**

Accionista	País	% propiedad del capital accionario
Capital Research & Management Inc.	USA	4.4
FMR Corp. (Fidelity Investments)	USA	3.9
Barclays Plc	Reino Unido	3.3
State Street Corp.	USA	3.0
JP Morgan & Co.	USA	2.5
Vanguard Group Inc.	USA	1.6
Mellon Financial Corp.	USA	1.3
AXA	Francia	1.1
Deutsche Bank AG	Alemania	1.1
Wellington Management Co.	USA	1.1
SUBTOTAL		23.3

Fuente: Elaborado con datos de Chevron-Texaco, Informe Anual, USA, 2003.

d. Reinversión de Utilidades. Una vez repartidos los dividendos, que son los pagos por las aportaciones de capital a los inversionistas correspondientes, las empresas se quedan con un monto de recursos igual a la diferencia entre dichos dividendos y la utilidades netas del ejercicio –anterior-, es decir con las utilidades a reinvertir, que bien pueden destinarse a inversión en activos fijos, pago de deuda, adquisiciones o fusiones, entre otras, según determine la Asamblea General de Accionistas.

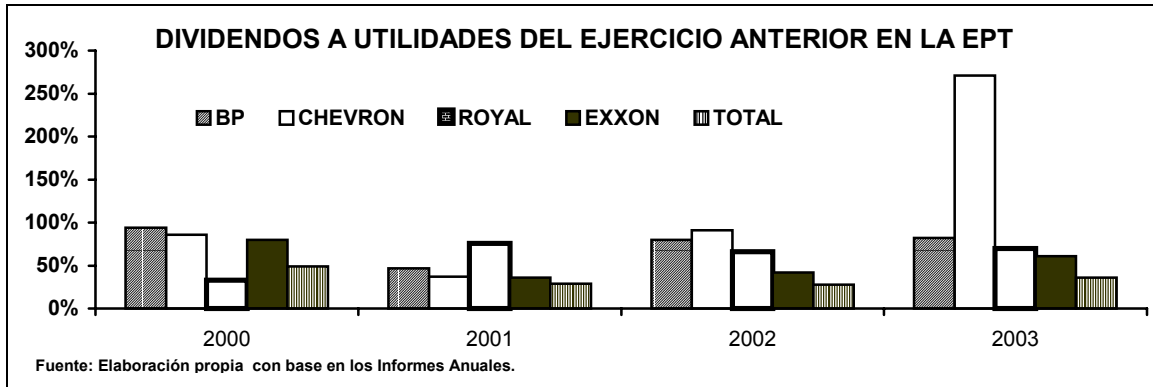
La política de dividendos de las *Oil Majors* se mantiene en el mediano plazo. Ello significa que cuando existen bajas utilidades los montos repartidos como dividendos son prácticamente similares a los que se reparten cuando se obtienen mejores resultados, porque es conveniente para las empresas ofrecer a sus accionistas una política de dividendos definida en el largo plazo a fin de hacer atractivo el conservar los títulos accionarios.

El monto de utilidades reinvertidas fue significativo entre 1998 y 2003 en el caso de Exxonmobil, Royal Dutch Shell y Total, el cual ascendió a más de 50 mil millones de dólares (MMd), destacándose el caso de la primera que contribuyó con más de la mitad de dicho monto (gráfica No. 2.9).⁶⁰

e. Otras formas de financiamiento. Las EPT emplean otras formas de financiamiento para sus actividades, entre las que destacan las operaciones de arrendamiento; la venta de hidrocarburos a futuro y el manejo de los recursos que deben pagar a los gobiernos por concepto de impuestos.

⁶⁰ Es interesante señalar el caso de Statoil, que al repartir bajos montos por concepto de dividendos, tiene la posibilidad de contar con elevados niveles de utilidades reinvertidas.

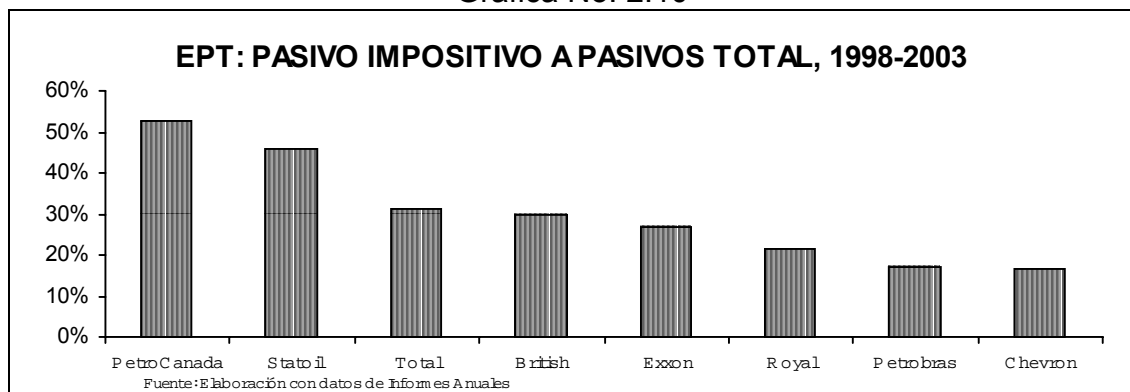
Gráfica No. 2.9



El uso de recursos proporcionados por intermediarios como los arrendadoras es de uso generalizado, sin embargo las empresas Europeas tienden a emplearlo en mayor medida que las estadounidenses.⁶¹ También tienen la capacidad de captar financiamiento a través de la bursatilización de sus cuentas por cobrar o de sus compromisos de venta futura.

Destaca la elevada proporción de los pasivos impositivos en los pasivos totales, situación que denota un manejo escrupuloso de las facilidades fiscales en donde operan. Resaltan los niveles promedio reportados entre 1998 y el 2003 en Exxonmobil, Royal Dutch Shell y Chevrontexaco, que contrastan con los observados por las empresas con participación mixta (gráfica No. 2.10).

Gráfica No. 2.10



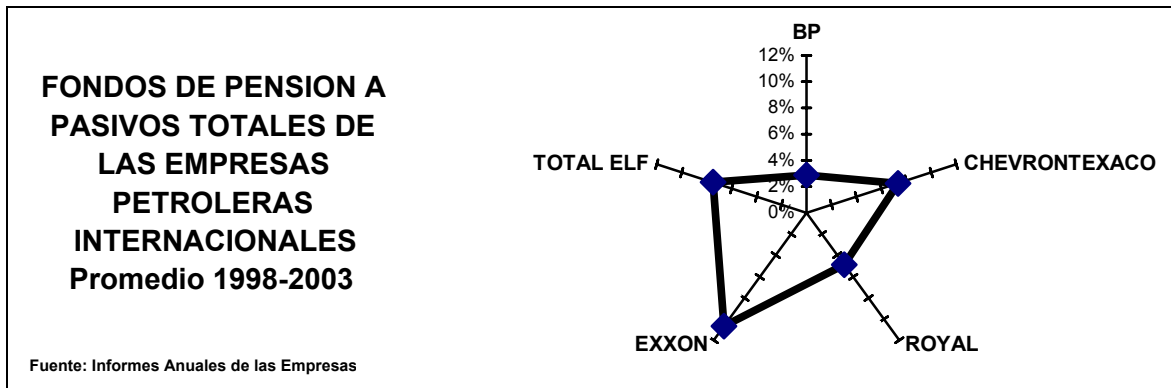
Las EPT cuentan con fondos de pensión para sus empleados como parte de sus pasivos totales. Son recursos que tienen un costo para la empresa y pueden ser destinados a financiar parte de sus operaciones, dependiendo de las políticas de inversión de dichos fondos. Las EPT no siguen un patrón en cuanto su manejo,

⁶¹ British Petroleum fue la compañía que más empleo esa alternativa de financiamiento en proporción de su deuda documentada (9.1%) entre 1989 y el 2003, le siguieron Royal Dutch (3.1%), TotalFinaElf (2.7%), Exxonmobil (2.3%) y Chevrontexaco (1.9%).

siendo Exxonmobil quien emplea más intensivamente ese esquema (gráfica No. 2.11).

Finalmente, debe considerarse que en las operaciones de financiamiento, las EPT comúnmente emplean mecanismos de cobertura en el mercado de derivados para limitar el efecto de los movimientos en las tasas de interés y divisas, y en general los riesgos afrontados.

Gráfica No. 2.11



2.3.3 El Financiamiento de las Industrias Petroleras en los Países en Desarrollo Petroleros (PEDP).

En el caso del financiamiento de la industria de los hidrocarburos de los países en desarrollo petroleros (PEDP), se han estado presentando distintas circunstancias en el proceso de crecimiento de su capacidad de producción. Estas circunstancias han estado ligadas a distintos factores geológicos, políticos, económicos y sociales, mismos que interactúan en distinta medida e inciden sobre la determinación de canalizar recursos de inversión a la industria petrolera.⁶²

En una primera etapa, hasta antes de los sesenta, el grueso de las aportaciones de recursos provino de las grandes petroleras multinacionales, básicamente producto del flujo de efectivo generado por sus operaciones en todo el mundo. Las acciones de dichas compañías tenían como base únicamente explotar las concesiones obtenidas a cambio del pago de regalías o ciertos derechos.

La disputa por la renta entre los países petroleros y las EPT se fue agudizando desde los sesenta. Desde esos años iniciaron algunos procesos de nacionalización. Estos eventos conllevaron en gran medida a ligar el desarrollo de las industrias de los hidrocarburos al de una empresa estatal.

En esas condiciones, la disponibilidad de recursos financieros para los gobiernos de los países que nacionalizaron sus industrias petroleras, se realizó en general

⁶² Ejemplo de ello son las posiciones ideológicas de grupos sociales que asumen posiciones nacionalistas y de soberanía, entre otras.

en condiciones poco favorables en comparación a las que se otorgaban a las empresas privadas en las naciones más industrializadas. Un sinnúmero de factores se argüían para ello: represalias por afectar los intereses de las empresas petroleras internacionales; malestar por la inherencia del Estado en las actividades petroleras y la necesidad de recursos para indemnizar las estatizaciones de las empresas petroleras, en su caso; posible riesgo de pago por no lograr mantener la producción petrolera y por los problemas económicos y políticos de ese tipo de naciones, así como por la incertidumbre que se derivaba de las confrontaciones de los países desarrollados con los naciones ligadas al cártel de la OPEP, entre otros.

Pero por otro lado, también existió otro grupo de países petroleros fuera de la OPEP -como México-, que tuvieron acceso favorable a financiar sus industrias, sobre todo a través de préstamos bancarios de los países más industrializados. Con ello se buscaba alentar la oferta internacional de hidrocarburos. No obstante, en algunos casos los proveedores de recursos les solicitaban condiciones muy favorables y especiales para poder otorgárselos. Por esos años, el principal mecanismo de financiamiento para las industrias petroleras nacionales se realizaba mediante aportaciones bancarias, bien a través de créditos directos o bien de algunos préstamos sindicados.

Con la caída de los precios del petróleo, las elevadas tasas de interés internacionales y la recesión económica mundial de inicios de los ochenta, el acceso de los países petroleros a los mercados internacionales se complicó en la mayoría de los casos, particularmente en las naciones que se endeudaron demasiado para construir infraestructura petrolera bajo la perspectiva de crecientes ingresos de divisas por ventas de petróleo.

La inestabilidad en los precios internacionales de petróleo fue una de las características de esa década, sobre todo en 1986, cuando alcanzaron niveles bajos no vistos en los quince años anteriores por efecto del cambio de posición de Arabia Saudita como estabilizador del mercado. El acceso de los recursos a los países petroleros fue en general limitado por esos años. La volatilidad y debilidad en los ingresos por concepto de exportación, indujo que en unos casos las operaciones fueran de renegociación o reestructuración de sus adeudos.

El desempeño de la industria petrolera de los PEDP en esa década de los ochenta, se llevó a cabo en general en un contexto de agudización de los problemas financieros de las empresas estatales, asociadas al manejo político que los gobiernos impusieron sobre la administración de las compañías y a la corrupción en muchos de los casos, que se tradujeron en la incapacidad para incrementar su producción o mejorar su oferta en las cadenas de producción más sofisticadas como las de la petroquímica.

Ante las nuevas condiciones del mercado con precios bajos, la intensa competencia de los productores para atraer inversión extranjera y la carencia de

recursos propios, los gobiernos de los PEDP impulsaron medidas para financiar las operaciones en sus industrias petroleras. En particular, en el caso de sus empresas petroleras, iniciaron un proceso de reestructuración organizacional que les permitiera atenuar su carencia de recursos para financiar su crecimiento. Entre las medidas más importantes adoptadas se pueden citar las siguientes:

- “ a) Un replanteamiento del régimen fiscal de la empresa que al menos, le permitiera aumentar su capacidad de autofinanciamiento;
- b) Una mejora en la administración de la empresa;
- c) Una diversificación de sus actividades hacia la refinación y comercialización; y
- d) El establecimiento de acuerdos de cooperación con otras compañías petroleras internacionales.”⁶³

La limitada disponibilidad de recursos en las empresas petroleras estatales de los PEDP, se basó en la debilidad financiera de sus gobiernos, quienes en su afán por evitar problemas sociales y aminorar los desequilibrios de la mala distribución de la riqueza, tuvieron que dar prioridad a la atención de las demandas sociales y a la estabilización de sus economías, pero sobre todo a las exigencias de los organismos financieros internacionales y las políticas promovidas por los países más poderosos. Por lo anterior, los requerimientos financieros para la creación de infraestructura para la producción de hidrocarburos a través de las empresas estatales fueron aumentando, llegándose a registrar déficits de inversión.

En suma, en los años ochenta el principal mecanismo de financiamiento del crecimiento de las industrias petroleras de los PEDP, el endeudamiento externo fue agotándose, en virtud del incremento en el riesgo país tanto por efecto de la citada deficiente administración de la renta petrolera, como de los vicios generados en sus estructuras productivas derivados de la falta de competitividad y tecnología, burocracia, corrupción y problemas políticos y sociales.

Afortunadamente a principios de los noventa se abrió la posibilidad a varios países de acceder a los mercados internacionales de deuda, y por supuesto a algunas empresas petroleras nacionales. Lo anterior obligó a los PEDP a realizar esfuerzos para ajustar sus economías, y establecer mejores condiciones para el pago de las emisiones de la deuda, camino que por cierto fue complicado en virtud del contagio originado por las crisis financieras observadas a lo largo de esa década de los noventa en Argentina, México, Brasil, Sudeste Asiático y Turquía. En ese escenario, los países emisores de deuda tuvieron que enfrentar distintos retos que se manifestaron en estrechez de la liquidez en los mercados secundarios en donde se negocia esa deuda; tendencia a incrementar el costo de la deuda emitida; disminución de la percepción del riesgo de la deuda soberana; evitar el riesgo de contagio –derivado de las crisis en otros países–, y en general, disminuir la aversión al riesgo de emisión de nuevas colocaciones de deuda.

⁶³ Pinto, H., , Les Structures de Financement des Compagnies Pétrolières Internationales Constituent-elles une Norme pour les Compagnies Nationales des Pays Exportateurs?, Institute d'Economie et de Politique de l'Energie-Grenoble, 1994.

En paralelo con el ajuste de sus economías, y como parte de las condiciones impuestas por los organismos financieros internacionales y las naciones más desarrolladas –y sus firmas petroleras–, los PEDP iniciaron un proceso de apertura de sus actividades petroleras durante la década de los noventa, en el que la participación de la iniciativa privada ha sido básica, situación atribuible a las complicaciones en costo de captar mayores recursos para financiar el crecimiento de sus industrias petroleras a través de la contratación de deuda masiva en los mercados internacionales.⁶⁴ Los principales argumentos del proceso de apertura de las industrias petroleras nacionales han sido que ni los gobiernos ni inversionistas nacionales cuentan con los recursos económicos, y en la mayoría de los casos ni de recursos tecnológicos, para llevar a cabo la explotación de los hidrocarburos. Son las grandes empresas petroleras transnacionales las que han podido canalizar esos recursos, situación que les ha permitido establecer una amplia cadena de influencia en la mayor parte de las regiones del mundo.

Ante la desigual disponibilidad de reservas de hidrocarburos en el mundo, es claro que las oportunidades de inversión en el futuro se realizarán en los países en desarrollo con reservas de petróleo y gas natural, por lo que el reto será para los proveedores de recursos elegir las oportunidades de mayor rendimiento y menor riesgo y para los tomadores de los mismos el lograr los beneficios esperados con las menores contingencias posibles.

Se pueden identificar distintas alternativas creadas por los PEDP para atraer recursos de inversión e incentivar sus sectores de hidrocarburos. Uno de ellos, es el permitir la participación de las empresas privadas en el capital social de las empresas estatales (como el caso de Petrobras) e incluso la venta total de la compañía petrolera (como en Argentina con YPF). En este caso, la inyección de recursos para la compra de las empresas se ha originado de otras empresas petroleras o bien de inversionistas institucionales o individuales, particularmente en el evento de que los títulos accionarios se coticen en la bolsa. En etapas posteriores, se ha fortalecido la capitalización de las empresas mediante aumentos de capital y la captación de recursos de deuda contratada con el apoyo de los privados, pero también del flujo de efectivo generado.⁶⁵

Algunos países promueven asociaciones con empresas petroleras internacionales,⁶⁶ donde se aportan recursos frescos en inicio, y contratan deuda bancaria y emisión de deuda en etapas posteriores.

⁶⁴ Una discusión sobre el papel y desarrollo futuro sobre las empresas petroleras nacionales es desarrollado por Young Christopher, "How to create the next-generation National Oil Company", Oil & Gas Journal, Vol. 101, No. 35, September 27, 2003, página 26.

⁶⁵ En el 2003, se preveía que Petrobras "... (registrara) más de 60% de su financiamiento fondeado con su flujo de efectivo...". Consúltese, Brasileiro Adriana, "Petrobras Marks 50 Years of Growth", Wall Street Journal, (Eastern edition), New York, Oct. 8, 2003, página 1.

⁶⁶ En Venezuela se reportan cuatro proyectos, dos firmados en 1993. Con una empresa denominada PETROZUATA (PDVSA 49%/ Conoco 50,1%) y SINCOR (PDVSA 38%/TotalFinaElf 47%/ Statoil 15%) y, dos en 1997. CERRO NEGRO (PDVSA 41,7%/ Exxon-Mobil 41,7%/ Veba Oel 16,6%); Y HAMACA (PDVSA 30%/ Texaco 30%/Phillips 40%). Las inversiones estimadas de estos proyectos en sus fases producción y transformación, superan los 13.000 MM\$. La

Otra modalidad de allegarse recursos de inversión para la industria petrolera, que se desarrollará en los párrafos siguientes con mayor profundidad, se ha realizado mediante la concesión de áreas para explorar y explotar o a través de la promoción de proyectos de inversión, los cuales son financiados con recursos de empresas privadas nacionales, transnacionales o con recursos de organismos internacionales. El desarrollo de esos proyectos estará en función de encontrar diseños flexibles y esquemas innovadores de financiamiento que involucren a un amplio grupo de socios del sector público y privado.⁶⁷

Ante la carencia de recursos financieros internos, algunas presiones de gobiernos de países desarrollados –principalmente impulsados por los Estados Unidos, a través de los organismos internacionales como el Fondo Monetario Internacional– y en su afán por obtener financiamiento para las actividades del sector hidrocarburos, los gobiernos de los países con reservas de petróleo y gas natural han estado abriendo estas actividades a la participación de los privados, y principalmente a las grandes corporaciones petroleras multinacionales. Con ello, además de captar los recursos financieros, esas naciones promueven la producción de los hidrocarburos y tienen la posibilidad de acceder a mejor tecnología, técnicas de administración y gestión más sofisticados para el desarrollo de sus actividades en la industria. No obstante, incurren en una serie de costos que implican desde la obligación de compartir la renta petrolera, no optimizar la explotación de sus recursos –las empresas privadas sólo explotaran los negocios rentables–, hasta quedar en manos de compañías que pueden tener intereses distintos a los de esos países petroleros. El tener acceso a mayores desarrollos tecnológicos es relativo, pues los nacionales sólo captan una parte de ella, ya que el grueso de dicha tecnología se concentra en las empresas de servicio internacionales.

Se pueden identificar dos grandes esquemas de negociación a través de los cuales, se pueden obtener fondos para financiar las actividades de la exploración y explotación de hidrocarburos en los países con reservas, sea a través de la iniciativa privada o mediante la participación de las empresa estatales o de capital mixto.⁶⁸

i. Una de las formas empleadas, particularmente en los inicios de la explotación de los hidrocarburos en los países en desarrollo petroleros, es el esquema de concesiones, en el que la compañía petrolera privada obtiene los derechos

producción sería de alrededor de 600 MBD. El esquema tributario aplicable a las asociaciones estratégicas consiste en una tasa de ISLR de 34 %, con una regalía de 1% por 9 años y 1/6 posteriormente. Véase <http://www.mem.gov.ve/aperturaCapituloNuevo.pdf>.

⁶⁷ Hossein Razavi, "Financing Oil and Gas Projects in Developing Countries", Finance & Development, June 1996, página 2-3.

⁶⁸ Véase, Soto M. Manuel, "Diversos Esquemas de Participación Privada: Análisis de su Posible Inclusión en México para Solucionar la Falta de Recursos en las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos", Tesis de Maestría en el IPN, México, D. F. Noviembre del 2003, página 23.

exclusivos y se sujeta al pago de regalías⁶⁹ e impuestos asumiendo el riesgo total del éxito de las operaciones. Este esquema es conveniente para la empresa petrolera concesionada y fue fundamental en la explotación de la industria petrolera de los países en desarrollo como México y Venezuela antes de ser de propiedad estatal, y nuevamente se está empleando en algunas naciones como Colombia.

ii. Otra forma de negociación ha sido a través de los denominados esquemas contractuales en los que el Estado mantiene la propiedad de los recursos y las compañías privadas tienen el derecho a recibir una parte de la producción o de las ganancias obtenidas. Se pueden identificar tres formas de esquemas contractual: el contrato con participación en la producción (o producción compartida); los contratos de servicios u operación y los de servicio de recompra. En cualquiera de los casos la alternativa de financiar las actividades corre primordialmente a cargo de los empresarios privados.

Los esquemas contractuales con participación en la producción, son los más empleados en el mundo, y operan entre la empresa petrolera nacional y una empresa contratista. En este esquema el Estado preserva los derechos sobre las reservas de hidrocarburos, y mediante la empresa petrolera nacional dueña de los activos, obtiene la facilidad de explorar y explotar los hidrocarburos. El contratista asume los costos y en la medida en que se obtiene la producción dichas erogaciones le son reembolsadas. La producción remanente, después de cubrir los costos totales, se divide entre el gobierno y el contratista. De esta manera, el financiamiento de las actividades normalmente corre a cargo del contratista citado. “existe gran variedad de contratos de producción compartida (CPC) en el mundo, cada país tiene un estructura común para cada contrato y con características específicas para cada permiso o licencia”.⁷⁰

Una modalidad de lo anterior, son los Contratos de Servicios de Riesgo Compartido que se establecen con el fin de realizar trabajos exploratorios. El contratista aporta capital para realizar dichas actividades. Sólo en el caso de que este encuentre hidrocarburos, la empresa estatal o el gobierno le reembolsarán los costos generados, a través del hidrocarburo producido y del ingreso remante, según sea el caso. El riesgo al que se enfrenta el contratista se ve plenamente recompensado en la medida en que se encuentren importantes volúmenes del hidrocarburo o los costos de producción sean bajos. Sin embargo, cuando los resultados de los trabajos exploratorios resulten fallidos, el contratista tiene que asumir todos los costos involucrados y no tiene derecho a reembolso alguno.

Los contratos de servicio consisten en que una empresa petrolera ofrece sus servicios al gobierno para la exploración y explotación de los hidrocarburos. El

⁶⁹ Las regalías presentan las siguientes ventajas: 1) los ingresos son inmediatos; 2) su cálculo es relativamente sencillo; 3) hay un bajo nivel de riesgo para el gobierno, ya que se comparte el riesgo en el precio pero no en los costos.

⁷⁰ Op. Cit. Soto M. Manuel, “Diversos Esquemas de Participación Privada: Análisis de su Posible Inclusión en México para Solucionar la Falta de Recursos en las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, página 35.

gobierno planea y administra las operaciones y mantiene todos los derechos de propiedad sobre las reservas y producción, en tanto el contratista normalmente lleva a cabo los trabajos del “proyecto” a lo largo de su vida útil. El contratista recibe un pago mediante una tarifa fija y puede o no acceder a la producción, mediante un contrato de compra-venta del hidrocarburo previamente acordado con la compañía petrolera nacional. En este caso, el financiamiento de las actividades puede derivar de los recursos obtenidos por la empresa petrolera estatal, o bien con aportaciones de privados – o el contratista-.

Una modalidad de esos contratos, entre el gobierno y los privados, se denomina de Recompra, que consiste básicamente en un contrato de servicio con la particularidad de que la compañía contratada tiene acceso a la producción obtenida del desarrollo de los campos. El contratista funge como operador del proyecto hasta la conclusión del plazo de contrato, en tanto la empresa petrolera nacional puede continuar operando los campos después de finalizado el periodo de la concesión, si ello fuere necesario. El financiamiento de las operaciones deriva normalmente de las aportaciones del contratista, la recuperación de sus costos se realiza mediante la asignación de una parte de la producción, y en caso de insuficiencia, el gobierno garantiza los volúmenes requeridos a partir del producto obtenido al desarrollar otras áreas concesionadas.

En suma, el financiamiento puede ser aportado por el contratista o bien por las empresas estatales nacionales pueden captar los recursos a través de fondos especializados y los destinan al desarrollo del proyecto. Los esquemas de contribución y recuperación varían según las condiciones legales vigentes, como se ilustra en el cuadro No. 2.7.

Cuadro No. 2.7

ALGUNOS ESQUEMAS EMPLEADOS POR LOS PEDP PARA INCENTIVAR SU PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

País	Tipo de Acuerdo	Duración (años)		Participación estatal (%)	Regalías (%)	ISR (%)
		Exploración	Explotación			
Argelia	Ganancias Compartidas	5	25	51	12.5-20	65-85
Emiratos Árabes Unidos	Concesión	8	35	Opción-60	12.5-20	55-85
Nigeria	Producción Compartida	-	04-Jun		16.7-20	
	P.C. Aguas Profundas	10	20		0-16.7	
Venezuela	Servicios de Operación	-	20	La producción es de PDVSA		
	Alianzas estratégicas	9	30	Opción-35	16.7	67.7

Fuente: Elaboración propia con datos de WPA, 1998, World Petroleum Arrangements, Borrowers

Es notable apuntar que las empresas petroleras privadas –tanto las grandes petroleras multinacionales como las denominadas empresas de servicios- llevan a cabo actividades en los países en desarrollo productores, bien por cuenta propia o mediante el desarrollo de trabajos conjuntos con otras compañías a través de proyectos de inversión.⁷¹

El Caso del Financiamiento de Proyectos en los PEPD

Las actividades conjuntas entre empresas petroleras internacionales y los PEPD han sido fundamentalmente en la producción y transporte de gas natural, inversión en petroquímica y generación de energía eléctrica en todo el mundo, destacándose las actividades en el Medio Oriente,⁷² Europa Oriental y Latinoamérica.

Las formas más comunes de proveer los recursos financieros para realizar los proyectos de inversión en la industria petrolera, particularmente en los países en desarrollo son las siguientes:

- i. Aportaciones de Privados. La participación directa de las empresas involucradas es una fuente de aportación de fondos, sean empresas de servicio o compañías petroleras. No obstante también existe la posibilidad de que accionistas privados nacionales contribuyan desarrollo del o los proyecto(s).
- ii. Financiamiento de Bancos de Inversión. Los recursos son aportados directamente por bancos de inversión o por un grupo de ellos.
- iii. Financiamiento de Organismos Internacionales. Las instituciones de fomento al desarrollo en el mundo también canalizan recursos a proyectos en la industria petrolera, particularmente a países pobres.
- iv. Financiamiento Tradicional. También existe la posibilidad que dichos fondos sean aportados a partir de una combinación de cualquiera de los anteriores y/o con canalización de recursos de bancos comerciales y otros intermediarios financieros (arrendadoras, empresas de factoraje, entre otras).

El monto de recursos canalizados entre 1998 y abril del 2003 a los proyectos de inversión en la industria de los hidrocarburos sumó 239.3 miles de millones de dólares (MMd), de los cuales el 78.4% se canalizó a proyectos ligados a la explotación y transporte de gas natural. El total de proyectos de inversión registrados fue de 138 en el área de petróleo y 102 en el caso del gas natural.⁷³

⁷¹ Para mayor información sobre el caso, véase, Beb Edward, "How to finance projects in risky countries", Euromoney, No. 297, London, Enero 1994, página 86-90.

⁷² Algunos ejemplos de los proyectos se pueden consultar en Taimur Ahmad, "Gulf Bridged", Project Finance, diciembre del 2001 y Op. Cit Edwards Ben, "How to finance projects in risky countries", Euromoney No. 297, Enero 1994.

⁷³ Michelle Chan-Fishel, "Project Finance Trend: Key players, regions and sectors", a paper prepared for Focus on Finance, September 2003.

Los principales países destino en el caso de los proyectos de inversión para el desarrollo sobre petróleo y oleoductos fueron Rusia, Brasil, Azerbaijón y Venezuela. En el caso de los desarrollos para gas y gasoductos, las naciones favorecidas fueron Arabia Saudita, China, Rusia, Irán y Argelia (cuadro No. 2.8).

Cuadro No. 2.8
**PRINCIPALES DESTINOS DEL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE
INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA MUNDIAL DE LOS HIDROCARBUROS**

Región	DESARROLLOS SOBRE GAS Y GASODUCTOS. Principales países, montos (\$ en miles de millones de dólares) y No. de proyectos (P).	DESARROLLOS SOBRE PETROLEO Y OLEODUCTOS. Principales países, montos (\$ en miles de millones de dólares) y No. de proyectos (P).
América Latina	Bolivia (\$8.3) / 6 P Venezuela (4.9) / 5 P	Brasil (\$13.9) / 24 P Venezuela (\$11.3) / 5 P Ecuador (\$5.3) / 6 P Argentina (1.6) / 4P
Oriente Medio	Arabia Saudita (\$25.0) / 1 P Irán (\$13.5) / 9 P Qatar (\$5.1) / 3 P	Irán (\$3.9) / 24 P Emiratos Árabes (1.5) / 2 P
Europa del Este	Rusia (\$14.2) / 6 P	Rusia (\$28.9) / 20 P Azerbaijón (\$16.0) / 12 P Kazajstán (\$4.2) / 6 P Bulgaria (1.8) / 2P
África	Argelia (\$11.6) / 4 P Libia (\$5.6) / 2 P	Chad (\$4.0) / 24 P Angola (3.4) / 5 P Argelia (\$11.6) / 5 P Nigeria (2.3) / 3 Sudan (1.7) / 2P
Asia	China (\$14.5) / 1 P	
Total Valor / No. de Proyectos	\$187.7 / 102 P	\$51.6 / 138 P

Nota: Corresponde a los proyectos registrados entre 1998 y abril del 2003.

Fuente: Elaboración propia con datos de Michelle Chan-Fishel, "Project Finance Trend: Key players, regions and sectors", a paper prepared for Focus on Finance, September 2003.

En el citado estudio se identifica a los bancos comerciales de los países desarrollados como los principales proveedores de recursos, particularmente hacia proyectos de inversión para el desarrollo de las actividades en materia de petróleo, pero también a algunos organismos internacionales como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo, así como un banco nacional de fomento de Brasil (cuadro No. 2.9).

Cuadro No. 2.9

PRINCIPALES BANCOS PROVEEDORES DE RECURSOS A PROYECTOS DE INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA MUNDIAL DE HIDROCARBUROS

GAS Y GASODUCTOS.	PETROLEO Y OLEODUCTOS.
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Banco Interamericano de Desarrollo–Supranacional- / (\$0.65) ➤ Banco Mundial –Supranacional- (\$0.42) ➤ Crédit Agricole Indosuez –Francia- (\$0.37) ➤ BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social –Brasil- (\$0.33) ➤ Standard Bank Investment Corp Ltd –SudAfrica- (\$0.26) ➤ Banco Europeo de Inversión –Supranacional- (\$0.26) ➤ JP Morgan Chase & Co –USA- (\$0.23) ➤ Credit Suisse First Boston (CSFB) –Suiza- (\$0.23) ➤ Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG –Alemania- (\$0.22) ➤ ING Groep NV –Holanda- (\$0.22) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social –Brasil- (\$2.5) ➤ Japan Bank for International Cooperation (JBIC) – Japón- (\$2.3) ➤ Citigroup Inc –USA- (\$1.9) ➤ ABN Amro Holding NV –Holanda- (\$1.3) ➤ Export Import Bank of the United States –USA- (\$0.8) ➤ WestLB AG –Alemania- (\$0.75) ➤ Banco Mundial –Supranacional- (\$0.56) ➤ BNP Paribas SA –Francia- (\$0.55) ➤ Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo – Supranacional- (\$0.4) ➤ Mizuho Holdings Inc –Japón- (\$0.4)

Nota: Corresponde a los proyectos registrados entre 1998 y abril del 2003. El signo \$ corresponde a miles de millones de dólares.

Fuente: Elaboración propia con datos de Michelle Chan-Fishel, "Project Finance Trend: Key players, regions and sectors", a paper prepared for Focus on Finance, September 2003

Conclusiones

En el mundo actual, la globalización económica ha tenido como característica básica el desarrollo de los mercados financieros y el libre flujo de los capitales. Hacia los próximos años, la globalización de los mercados agudizará la competencia en todos los ámbitos, y en particular en materia de la canalización de los recursos de inversión directa como de portafolio.

Las operaciones de financiamiento se han hecho cada día más razonadas y sofisticadas, pues involucran herramientas de decisión basadas en la valoración de la relación riesgo/rendimiento por parte tanto de los proveedores como los demandantes de los recursos. Por lo anterior, la canalización de los recursos financieros por parte de sus poseedores tiende a ser evaluada en un contexto más amplio que el relativo al desempeño de la empresa o proyecto.

Existen distintas alternativas de financiamiento, que son viables bajo particulares condiciones de riesgo para los poseedores de los recursos, así como para sus demandantes. Sin embargo, en el caso de éstos últimos su elección debe enmarcarse en una valoración de los costos financieros ligados a su flexibilidad, oportunidad y profundidad en el tiempo, pero sobre todo, al beneficio social o económico obtenido.

Las actividades en la industria de los hidrocarburos son intensivas en capital, con ventajas por el uso de economía a escala, demandantes de tecnología, de

condiciones especiales para su operación y de recursos humanos. Ello tiene asociado distintos niveles de riesgo a lo largo de toda su cadena de valor. Las actividades *upstream* presentan riesgos mayores que las *downstream* y las de transporte y distribución intensivas en capital, y general de tecnología.

Ante la citada complejidad y la necesidad de participar en el negocio en la industria petrolera internacional, se han elegido esquemas de financiamiento particulares según el perfil económico financiero de las empresas o los países con reservas de hidrocarburos.

Así, se tiene que las empresas petroleras, dependiendo del estado de su desarrollo de negocio y del riesgo afrontado, pueden recurrir a distintos esquemas que van desde los más primitivos, como la aportación de recursos de los socios fundadores hasta colocaciones de deuda y capital en los mercados financieros y de valores. No obstante, también emplean esquemas de contratación de deuda “fuera de balance”, demandan recursos de los fondos de inversión creados ex profeso, o son apoyados con esquemas de fomento gubernamental como las excepciones fiscales, subsidios y el diferimiento de impuestos.

En tanto, las empresas petroleras transnacionales –oil majors- emplean como base de financiamiento sus flujos de efectivo, aprovechan las ventajas de los esquemas fiscales para diferir el pago de sus impuestos y complementan el aprovisionamiento de recursos con emisión y contratación de deuda.

Para el caso de los países con reservas de hidrocarburos, se han empleado también distintas modalidades, bien para allegarse de recursos a sus empresas estatales o bien para obtenerlos para explotar sus reservas de hidrocarburos con la participación de la iniciativa privada nacional e internacional a través de concesiones, contratos de servicios, de producción compartida o alianzas estratégicas negociadas. En este caso, los mecanismos de financiamiento de recursos se asocian con aportación de capital de los involucrados -como el aprovisionamiento de fondos por las empresas de servicio- y la contratación de deuda primordialmente en los mercados financieros internacionales, entre los más importantes. En el caso de los proyectos de inversión, además de los citados, también opera el aprovisionamiento de los recursos por parte de algunos organismos financieros internacionales como el Banco Mundial y Bancos Nacionales de Fomento.

CAPITULO 3. EVOLUCIÓN DEL FINANCIAMIENTO EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL.

El desarrollo de la industria petrolera en México ha enfrentado diversos momentos a través del tiempo. Su liga con el desempeño económico nacional ha sido vital, particularmente desde su nacionalización, pues se empleó como mecanismo de apoyo al aparato productivo nacional y creo una base sólida basada en recursos técnicos y humanos propios. No obstante, las deficiencias acumuladas en el tiempo y los desequilibrios financieros del Estado la orientaron a agudizar un conjunto de problemas estructurales.

Una vez analizados el por qué financiar la industria de los hidrocarburos y establecer las bases generales de las operaciones financiamiento en dicha industria, en este capítulo se analizará los fundamentos de la acumulación en industria petrolera en México. Con ello se pretende evidenciar los principales eventos que sucedieron en su desarrollo desde sus orígenes hasta finales de la década los ochenta, los cuales han sido base de su situación actual.

Para ello, se estudiará la evolución de la industria petrolera nacional desde sus inicios y las implicaciones económicas y políticas derivadas de su actuar. En particular, se estudian los antecedentes de la empresa Petrolera Estatal Nacional, Petróleos Mexicanos (Pemex), sus características generales y factores que la llevaron a conjugarse en un monopolio estatal y en una base de apoyo del aparato productivo nacional durante la época de sustitución de importaciones, enfatizando los aspectos relativos a su financiamiento. En particular, se lleva a cabo un análisis del proceso de crecimiento de finales de los setenta y la crisis de los ochenta, con el objeto de identificar los factores estructurales básicos que se han acumulado en el tiempo, y que inciden sobre los resultados del modelo de financiamiento empleado en nuestros días.

Asimismo, y como marco de referencia, se lleva a cabo el análisis del entorno económico internacional y nacional que ha sido la base de desarrollo de la industria petrolera nacional y de Pemex, y el que en gran medida ha incidido sobre el desempeño del desarrollo actual de la industria petrolera nacional entre 1990 y el 2004. Lo anterior, como preámbulo del análisis del financiamiento de la industria petrolera mexicana en ese lapso y en el contexto de una economía más ligada a los mercados mundiales; en el que la política fiscal ha sido restrictiva como parte de la política económica de corte neoliberal, y en el que el sistema financiero nacional, que ha presentado insuficiente capacidad de ahorro, ha mostrado comportamientos contrastantes.

Se analizará el cómo la limitada canalización de recursos presupuestales a Pemex en un entorno económico complejo, caracterizado por el manejo productivo de las finanzas públicas, ha dejado a la petrolera estatal en una situación financiera débil para relanzar su plan de crecimiento.

3.1 Los inicios de la industria petrolera mexicana

En los inicios del empleo del petróleo o chapopote,¹ sus usos eran básicamente con fines medicinales, pues los aborígenes frotaban su cuerpo con este aceite mineral con la creencia de que esto les tonificaba los músculos y los hacía activos y rápidos. A la llegada de los colonizadores a América, el petróleo fue empleado con fines medicinales a precios elevados en virtud de que los procedimientos de recolección eran muy rudimentarios.

El descubrimiento del posible uso de la Querosina, un derivado del petróleo, a mediados del siglo XIX indujo un creciente interés por la explotación del petróleo. Es en el año 1859, cuando Edwin L. Drake perfora en Estados Unidos el primer pozo petrolero del mundo. Estos eventos son asimilados paulatinamente en México y despiertan el interés por dicho combustible.

La noticia del primer pozo explotado en México ocurrió en el año de 1863, cuando el sacerdote tabasqueño Manuel Gil y Sáenz logra extraer una buena cantidad de crudo de la *Mina de Petróleo de San Fernando*, aunque por problemas de transportación no consigue venderlo. Por esos años, el régimen legal estipulaba la propiedad nacional sobre el subsuelo, pues establecía que los yacimientos de carbón, petróleo, sal, etcétera; sólo podrían ser explotados mediante concesión de las autoridades, mismas que por cierto operaban en un entorno político muy convulsionado, pues ocurría el conflicto de la guerra de Reforma.

Por el año de 1870, cuando Rockefeller fundó la Standard Oil Company en Estados Unidos, dos eventos ocurren por primera vez en nuestro país. El Dr. Autrey funda una refinería rudimentaria en el campo de Furbero en Veracruz y se establece en el país la empresa norteamericana Atlantic Refining Co.. Estos eventos marcan la tendencia en la industria petrolera nacional desde finales del siglo XIX y hasta prácticamente su nacionalización en 1938.

La primera empresa petrolera mexicana fue creada por Simón Sarlat Nova en 1883 con un capital social de un millón de pesos. El año siguiente, el Doctor Autrey gestionó el aumento del capital de su incipiente industria asociándose con Ignacio Huacuja. En ambos casos las empresas no tuvieron éxito ante las limitaciones del mercado y de la infraestructura existente.

Hacia 1884 un evento modificó el marco legal en materia de minería, pues se promulga el Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos que deroga las Ordenanzas de Minería de 1783 y leyes conexas. Este Código estableció que el dueño de la superficie lo era también del subsuelo, por lo que el propietario no necesitaba de una concesión por parte del Estado para explotarlo.

¹ Etimológicamente, el vocablo náhuatl "chapopotli" está formado por la combinación de dos palabras, Txouctli que significa pegamento o goma y popochtli que significa perfume u olor. Véase, Pemex, La Industria Petrolera en México, Una Crónica I, México, 1988.

Ante la importancia acumulada, en 1901 se promulgó la primera Ley del Petróleo, que estableció que los permisos podrían concederse a particulares o compañías debidamente organizadas y sólo durarían un año improrrogable. Los permisos para exploraciones causaban un derecho de cinco centavos por hectárea, que se haría efectivo con estampillas. Quienes al amparo de los permisos concedidos por la Secretaría de Fomento descubrieran petróleo o gases de hidrógeno, tenían el derecho a obtener una patente por diez años para explotar las fuentes o depósitos descubiertos. A cambio de esta concesión las empresas estaban obligadas a pagar anualmente 7% y 3% de los dividendos decretados a favor de los accionistas a la Tesorería General de la Federación y al Estado de la República en que se realiza la producción del petróleo. A su vez, dicha patente permitía exportar libre de impuestos los hidrocarburos explotados e importar libres de derechos, por una sola vez, las máquinas y accesorios destinados a la explotación. El capital invertido en la explotación quedaba libre de gravamen federal por el tiempo de vigencia de la patente. Los concesionarios tenían el derecho de compra terrenos o de expropiar terrenos propiedad de particulares, o cuando se requiriese, podrían establecer tuberías para conducir los productos de la explotación por los terrenos de propiedad privada. En suma, el Gobierno dispuso un conjunto de medidas que trataban de incentivar la producción de hidrocarburos en México.

La formación del capital en la industria petrolera mexicana en sus orígenes estuvo apoyada por las favorables condiciones ofrecidas por el Estado a la inversión extranjera. En efecto, el ambiente propicio que el Gobierno de Porfirio Díaz creó para la inversión extranjera llevó a que en 1892 y 1909 se realizaran modificaciones a la ley minera que otorgaban al propietario del suelo la posibilidad de la libre explotación de los recursos ahí disponibles. De hecho, los inversionistas ligados al petróleo (Edward L. Doheny, Weetman Pearson, etcétera.) aprovecharon este ambiente para allegarse o alquilar importantes extensiones de tierra, algunas de las cuales servirían para la explotación de los hidrocarburos.

Durante toda la primera década del siglo XIX, se fueron constituyendo las bases del desarrollo de la industria petrolera nacional, apoyada por la dinámica de crecimiento del mercado de exportación y el “jalón” registrado por el efecto de la primera guerra mundial. En 1901, la producción nacional de petróleo alcanzó sólo 10,345 barriles, no obstante fue creciendo de manera paulatina año con año hasta alcanzar 3,634,080 barriles en 1910. La Mexican Petroleum Co. fue una de las empresas pioneras en la producción de petróleo, pues con el descubrimiento y explotación del primer pozo petrolero de gran producción ubicado en el Cerro de La Pez en la región del Ebanito dicha empresa logró niveles de rentabilidad adecuados para continuar expandiéndose. Las facilidades otorgadas por el Gobierno de Díaz fueron clave para consolidar el crecimiento de la Mexican Petroleum Co. no sólo por la necesidad de sustituir las importaciones de carbón, usado en el ferrocarril, sino para tratar de consolidar una industria nacional.

Por esos años es el capital extranjero el que invierte con mayores recursos y con más éxito en la industria petrolera, pues la falta de capital para esas tareas era común en el caso de los empresarios nacionales, quienes dedicaban sus esfuerzos hacia la agricultura y otras actividades vinculadas a la industria. Es por ello que en la primera década del siglo XIX sólo tres empresas consolidaron su presencia en el mercado petrolero nacional; dos de capital estadounidense y otra de origen Inglés. Pero lo particular de la industria petrolera mexicana fue que su financiamiento se realizó en un principio con capitales de inversionistas como Doheny y Pearson, quienes lograron juntar recursos mediante la incorporación de socios accionistas. Después con el tiempo estos empresarios petroleros obtuvieron deuda con los bancos de sus países de origen y lograron propiciar la autosuficiencia financiera de sus empresas con el petróleo explotado.

En 1910 el Estado usufructuaba un pequeño porcentaje de la producción de petróleo en México, alrededor del 0.2% del valor mercantil de la producción. Ante la necesidad de recursos y la posibilidad de obtenerlos del petróleo, el Gobierno de Francisco I. Madero introdujo una nueva tasa de 20 centésimos por tonelada. Es evidente que la instrumentación de mayores impuestos a la industria trajo consigo la inconformidad y molestia de las empresas petroleras.

Entre 1911 y 1921, la producción de petróleo en México alcanzó notable desarrollo, pues se llegó a ocupar el tercer lugar en la producción mundial en algunos años, después de Rusia y Estados Unidos, todo ello a pesar del conflicto revolucionario ocurrido por esa época, que implicaba inestabilidad política deterioro económico nacional y tensiones diplomáticas con Estados Unidos.

En 1911, año en el que se alcanzó un nivel de producción de 12,552,798 barriles, se envió el primer cargamento de petróleo mexicano hacia Estados Unidos en un barco de vapor que salió del puerto de Tampico, Tamaulipas hacia el puerto de Sabinas Texas con una carga de 30.2 miles de barriles de petróleo. Este evento fue relevante pues fue la entrada de nuestro país a la primera etapa del “boom” petrolero en el mundo. En efecto, con la producción masiva de automóviles y la detonación de la primera guerra mundial y su elevada demanda de combustibles para mover el armamento y equipo bélico, se propició que el grueso de la producción nacional de petróleo y de algunos derivados se dirigiera hacia el mercado exterior, básicamente Estados Unidos y después a Europa.²

La existencia de abundantes reservas de petróleo en la zona del Golfo de México (la denominada Faja de Oro y del Panuco y la Istmo Tabasco-Chiapas), de costos de producción bajos (en la mayoría de los casos no era necesario el bombeo para que brotase el crudo y los costos de la mano de obra eran reducidos) y las facilidades otorgadas por el Gobierno posibilitaron el desarrollo de este mercado

² “ Las compañías que enviaban mayores volúmenes al exterior eran la Huasteca Petroleum Company, en primer lugar, y en segundo lugar, El Aguila,. Seis de las quince exportadoras (Interocean Oil Co., Pierce Oil Corporation, Standard Oil de Nueva York, Compañía Metropolitana de Oleoductos, Union Oil Company de California y Standard Oil Co. de Nueva Jersey) no producían, sino que tan sólo se dedicaban a la refinación, compra y venta al exterior. Véase, Ibíd, Pemex, Pág. 81.

de exportación. Es evidente que el grueso de los ingresos de divisas obtenidos por la venta del petróleo benefició fundamentalmente a los extranjeros, quienes hasta mediados de la década de los treinta empezaron a fijar su atención en el abastecimiento del mercado interno.³

Las condiciones de explotación de petróleo y de exportación significaron para las empresas el que únicamente se invirtiera en la infraestructura requerida para explotar, transportar (buques tanque y oleoductos) y refinar el petróleo, por lo que no se generaba un gran efecto multiplicador sobre la economía, que como se señaló atravesaba dificultades económicas por efectos de la Revolución. Además como sucede normalmente, aquellas compañías que contaban con mayores recursos tenían la capacidad de generar fuertes ganancias derivadas de su mayor integración productiva, que incluso, les permitía realizar la compra de petróleo a las empresas que únicamente tenían capacidad de producción.

Por su parte, el papel del Estado en la segunda década del siglo XIX fue el de facilitar la producción y refinación de petróleo mediante el otorgamiento de exenciones fiscales y la expropiación o facilitación de terrenos para el desarrollo de la actividad. Uno de los beneficios obtenidos por el propio Gobierno de dichos recursos fue la citada patente, a la que se le incorporó en 1912 el decreto que estableció un impuesto especial del timbre sobre el petróleo crudo producido a razón de 20 centavos por tonelada (diez centavos por dólar), el cual fue asumiendo distintas modificaciones y estuvo sujeto a notables presiones por parte de los petroleros extranjeros, particularmente estadounidenses.

En 1917 un hecho trascendió en la industria del petróleo mexicana; la promulgación de la actual Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en la que se reformó el artículo 27 estableciendo que la Nación es la dueña del subsuelo y que sólo se podrán hacer concesiones a particulares o empresas, situación que generó enormes descontentos entre los inversionistas extranjeros y llegó a plantearse como un conflicto de intereses entre los gobiernos de México, Estados Unidos e Inglaterra.

En los esfuerzos por obtener mayores recursos, en 1917 el Gobierno de Carranza decretó un nuevo impuesto al valor de 10% sobre todas las exportaciones de petróleo. Pero eso no fue todo, el 19 de febrero de 1918, el Ejecutivo decreto un impuesto de 5% sobre la producción total. Esta situación, junto con las modificaciones al Artículo 27 de la Constitución fueron los más importantes argumentos de conflicto entre las compañías petroleras y el Estado mexicano.

En los años veinte del siglo XX, la producción petrolera en México disminuyó en comparación de los niveles alcanzados en la década anterior. Después de alcanzar un nivel máximo de 193.4 millones de barriles en 1921 -ubicándose como

³ "Hacia 1933 sólo cuatro de 186 empresas registradas en la Secretaría de Economía Nacional surtían al mercado mexicano: El Aguila, la Huasteca, la Pierce Oil Co. y la California. Ibíd, Pemex, pág. 393.

el segundo productor mundial del petróleo-, se observaron descensos continuos llegándose a producir únicamente 39.5 millones de barriles en 1930.

En los años 1920 y 1921, el PIB de Estados Unidos cayó de manera notable, situación que desincentivó la producción de petróleo en México en años siguientes, toda vez que ese país era el principal destino de las exportaciones del hidrocarburo mexicano. Al evento anterior, se sumó el menor interés de los inversionistas petroleros internacionales por destinar sus recursos a México ante la aparición de otras regiones con mayor potencial y mejores condiciones de explotación, particularmente en Venezuela y el Medio Oriente y, por su puesto, los conflictos con la propiedad de la tierra que mantenían las empresas con el Estado mexicano.⁴

En efecto, dado que nuestro país realizó modificaciones a la Constitución en el Artículo 27, las empresas petroleras extranjeras decidieron reducir sus inversiones ante la imposibilidad de mantener un control total sobre las operaciones, pues ya no podían disponer libremente de los hidrocarburos existentes en el subsuelo, por lo que tuvieron que invertir recursos para ampararse y realizar cabildeos ante las autoridades locales y federales y solicitar el apoyo constante de sus gobiernos (Estados Unidos y Gran Bretaña).⁵ No obstante, en ningún momento hubo restricción para que los petroleros extranjeros remitieran sus ganancias hacia su país de origen, aún a pesar de la deuda externa que pesaba sobre el país y que representaba una carga financiera notable para el Estado.

Otro factor que desincentivó la inversión en la industria petrolera nacional fue que la producción de los pozos decayó, debido a su agotamiento en algunos casos y en otros a su irracional explotación. También influyó el bajo crecimiento del consumo interno del petróleo derivado del lento proceso de recuperación económica en la etapa posrevolucionaria.

Por su parte, las condiciones políticas de esos años eran de inestabilidad. En el Gobierno del General Obregón (1920-1924) se realizaron aún levantamientos armados, pero particularmente pesaron las serias confrontaciones con Estados Unidos, que llevaron por algunos años al desconocimiento norteamericano del régimen Obregonista. Con la llegada del General Plutarco Elías Calles, el Gobierno buscó fortalecer la economía nacional, mediante el apuntalamiento de las finanzas públicas y negociando nuevas condiciones de pago de la deuda externa. Sin embargo, la posible reelección de Obregón, el conflicto cristero y las tensiones con el Gobierno norteamericano continuaron afectando el clima político

⁴ Las empresas petroleras encontraron grandes facilidades en Venezuela en el régimen de Juan Gómez (1908-1935), pues era posible adquirir grandes extensiones de tierras para la explotación petrolífera y se facilitaba la construcción de toda obra de infraestructura aún a costa de los intereses particulares.

⁵ Los conflictos entre empresas petroleras y el gobierno mexicano fueron constantes por efecto de la aplicación del artículo 27 de la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos. De hecho, en varias ocasiones el gobierno norteamericano presionó al mexicano para aceptar las condiciones de las empresas petroleras, llegando incluso a cuestionarlo y hasta declararle la guerra. Tanto el presidente Obregón como Calles afrontaron este problema. Fue hasta 1927, con la reforma a la Ley del Petróleo de 1927 que se observó un alivio a éstas tensiones.

nacional. Evidentemente que una de las razones del enfrentamiento del Gobierno mexicano con el estadounidense tenía su origen en la defensa de los intereses de las empresas petroleras privadas de ese país.

Con la menor actividad de la industria petrolera en esos años veinte, el Gobierno redujo sus ingresos por el cobro de impuestos de manera notable.⁶ Uno de los efectos de ello fue la imposibilidad de apuntalar la industria petrolera. Aún a pesar de que el General Obregón impulsó la explotación de petróleo a partir de Ferrocarriles Nacionales, creó un Departamento del Petróleo y realizó inversiones para tratar de abastecer su consumo, el control de la producción y exportación del hidrocarburo en México continuó en manos de inversionistas extranjeros.

Después de las confrontaciones existentes entre los Gobiernos de México y Estados Unidos, este último logró que en 1928, si bien las empresas tenían la obligación de solicitar concesiones confirmatorias, se eliminara todo límite de tiempo respecto a su vigencia garantizando que los derechos respectivos quedasen libres de cualquier afectación futura, es decir se reconocía implícitamente que los recursos del subsuelo continuaran siendo de las empresas petroleras que adquirieron terrenos antes de la entrada en vigor de la Constitución de 1917. Además, el gobierno eliminó el impuesto que la administración de Carranza impuso en 1918.

No obstante su disminución, el grueso de la producción de petróleo hacia finales de la década de los veinte era llevado a cabo por un pequeño grupo de empresas Estadounidenses (algunas filiales de la Standard Oil) e inglesa (del grupo Royal Dutch Shell).

La disminución en la producción de petróleo en México durante los años veinte no tenía necesariamente limitaciones financieras, más bien los factores asociados al entorno de la industria limitaron su crecimiento en el país. De hecho aunados a los factores internos, se observaban desordenes en el mercado petrolero internacional hacia finales de la década citada, pues las empresas petroleras internacionales tuvieron que firmar los acuerdos de Achnacarry con el objeto de inducir orden en el mercado.⁷

Con la llegada de las crisis de 1929 en Estados Unidos, país dominante en el mundo, la demanda internacional de petróleo se contrajo. Esto representó un golpe adicional a la industria petrolera nacional, que realizaba alrededor del 65% de las exportaciones al mercado norteamericano.

⁶ En 1922 el gobierno obtuvo 280 millones de pesos por impuestos cobrados en la industria petrolera, en tanto que en 1927 ya no recibió ni 20 millones de pesos. *Ibíd.*, Pemex, página 204.

⁷ En septiembre de 1928, se firmaron los acuerdos de Achnacarry entre las compañías Standard Oil de Nueva Jersey, Royal Dutch Shell y la Anglo Iranian (precedente de la British Petroleum). Adicionalmente, fue necesaria la elaboración de acuerdos multilaterales para regular la producción de las zonas más importantes de producción de petróleo fuera de los Estados Unidos.

En la década de los años treinta, la industria petrolera en México vivió notables cambios que culminaron con su nacionalización en 1938. Su nivel de producción fue aumentando paulatinamente pasando de 39.5 millones de barriles (MMb) en 1930 a 44.0 millones de barriles (MMb) en 1940.

Las dificultades económicas derivadas de la crisis de 1929 tocaron fondo en 1932 en México, por tanto, los niveles de producción de petróleo continuaron disminuyendo en los primeros dos años del decenio de los treinta.

A partir de 1933 la economía norteamericana retomó su crecimiento económico impulsado por las políticas económicas de tipo keynesianas, en las que el Estado amplía su participación en las actividades económicas e incrementando de paso el poder político del gobierno federal.⁸ Ello trajo consigo controversias y alejamiento del Ejecutivo Federal con las grandes empresas transnacionales no sólo porque este trato de someterlas a la competencia, sino por que éstas no estaban de acuerdo con la mayor participación del Estado en la economía.

Una política similar de mayor intervencionismo del Estado en la economía fue seguida por el Gobierno de Cárdenas.⁹ En particular en materia de la industria del petróleo se buscaba reanimarla mediante la participación de inversionistas nacionales, el Gobierno y las empresas ya existentes. Entre 1935 y 1937, la producción de petróleo creció 18.2%, 2.1% y 14.3%, respectivamente, lo que reflejaba la recuperación de la economía mundial y del consumo nacional.

Por otra parte, un hecho importante se fue gestando a partir de 1931, después de la introducción de la nueva Ley Federal del Trabajo; la creciente organización de los obreros en sindicatos y organizaciones y su paulatina estrechez con el Partido Nacional Revolucionario y con el Gobierno. De manera particular, este evento fue un factor determinante en la nacionalización de la industria petrolera nacional pues permitió que el Gobierno del General Lázaro Cárdenas contara con el respaldo adecuado para llevar a cabo tal medida, además del apoyo de los obreros y campesinos.

La creciente fortaleza del sector obrero y de su organización en centrales y grupos de presión¹⁰ les permitió mayor capacidad de negociación contra las empresas petroleras, las cuales en muchas ocasiones trataron de neutralizar las acciones de los obreros mediante negociaciones con el Gobierno o introduciendo elementos desestabilizadores que rompieran con los líderes vinculados con los organismos cúpula.

⁸ Franklin D. Roosevelt asumió la presidencia de Estados Unidos en 1933 e implantó su política económica conocida como New Deal.

⁹ Véase Lázaro Cárdenas, Plan Sexenal, Partido Revolucionario Institucional, Comisión Nacional Editorial, México, 1932.

¹⁰ El papel protagónico que fue obteniendo el sector obrero estuvo influenciado por eventos internacionales que legitimaban la necesidad de contar con mayores beneficios para los trabajadores a través de la inherencia del Estado y de las difíciles condiciones de vida en que realizaban sus actividades los obreros mexicanos. De hecho, en esos años se crearon la Confederación de Trabajadores Mexicanos (CTM) y a la Confederación Nacional Campesina (CNC).

En la industria petrolera se registraron entre 1931 y 1937 un total de 47 sindicatos: 17 en la zona de Tamaulipas, San Luis Potosí y norte de Veracruz; 11 en el Distrito Federal y 18 en Tabasco y sur de Veracruz. Para 1935, algunos de estos sindicatos se unieron en uno sólo dando origen al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM), mismo que se consolidó hasta 1936 debido a las diferencias entre dos grupos de sindicatos que pretendían el control de la organización, los congresistas y convensionistas.

Con la mayor presencia acumulada por los obreros, las demandas de mejores condiciones de trabajo fueron constantes en los primeros años de la década de los treinta, particularmente de 1936 a 1938 en donde se sentaron las bases de disputa que influyeron en buena medida en la determinación de la nacionalización de la industria petrolera.

En un informe que preparó la Comisión de Peritos¹¹ que examinó la situación de las empresas petroleras ante los conflictos con los trabajadores, se dan elementos notables que caracterizaban a la industria petrolera nacional. Entre los puntos más relevantes se señalaban que aunque la producción de petróleo fue incrementándose paulatinamente, sobre todo por los campos productores de Poza Rica, el agotamiento de muchos pozos de la llamada Faja de Oro se registraba de manera simultánea.¹² Para 1936, 18 grupos empresariales internacionales participaban en las actividades en la industria petrolera mexicana.¹³ Eran las grandes corporaciones las que controlaban la producción pues sólo dos grupos (Royal Dutch Shell y la Standard Oil Co. of New Jersey) controlaban casi tres cuartas partes del total.

El consumo interno hacia 1936 era aún limitado, pues se ubicaba en 18 millones de barriles de petróleo siendo que en 1928 había sido de 11 millones de barriles. Por lo anterior, el grueso del mercado se encontraba en las exportaciones que representaban alrededor del 61% de la producción total.

Una de las grandes conclusiones obtenidas por la citada Comisión de Peritos era que las empresas petroleras obtenían notables utilidades y habían conseguido años atrás el retorno de sus capitales de manera sobrada. También señalaba algunas de las artimañas empleadas por las compañías petroleras en la adquisición de terrenos y concesiones para la explotación de los hidrocarburos. Además, se concluyó que las condiciones de trabajo en general no favorecían a los empleados y obreros y que las empresas estaban siendo injustas con las

¹¹ La Comisión de Peritos fue designada por el gobierno a fin de dar solución al conflicto entre empresas petroleras y el Sindicato de Petroleros de la República Mexicana (STPRM) en 1936.

¹² Hacia 1936, se tiene que el 45% de los distritos productores se localizaron en Poza Rica, 19% en Pánuco y el Istmo y sólo 17% en Faja de Oro. *Ibid.*, PEMEX, La Industria petrolera en México,... Pág. 352.

¹³ Estos grupos contaban con una o más empresas y eran Royal Dutch Shell, Standard Oil Co. of New Jersey, Standard Oil Co. of New York, Standard Oil Co. of California, Cities Service of New York, Continental Oil Co., Consolidated Oil Co. Of New York, Gulf Oil Corp of Penn, The Texas Co., Intercontinental Petroleum Corp. Of New York, Seaboard Oil Co. Of Delaware, Kern River Oil Fields of California, South Penn Oil Co. American Foreign Oil Co. y la Agencia General de Petróleo Nacional propiedad del gobierno.

retribuciones al personal, sobre todo en comparación con las condiciones existentes en Estados Unidos o en otras industrias en el país.

En suma en la década de los treinta el financiamiento de la industria petrolera continuaba siendo apoyado por los inversionistas extranjeros, pues esfuerzos de consolidación de una industria nacional eran poco exitosos como más adelante se señalará.

3. 2 Antecedentes de la Empresa Petrolera Mexicana.

Un esfuerzo adicional para crear una industria petrolera con perfil nacional se llevó a cabo en 1925, en la administración del General Calles, quien creó el Control de Administración del Petróleo Nacional (CAPN). Este organismo que tuvo su precedente en el Departamento del Petróleo, perteneciente a Ferrocarriles Nacionales (arriba mencionado), se les asignó terrenos para explotar los hidrocarburos en 1926. Realizó inversiones pequeñas en la etapa de refinación (en una pequeña planta de procesamiento adquirida en la cuenca del río Pánuco). Sin embargo, la poca eficiente administración, la carencia de personal y recursos técnicos y económicos arrastraron al CAPN a serios problemas financieros en 1930.

La empresa que sustituyó al CAPN fue la compañía Petróleos de México, S. A. (Petromex), que surgió el 28 de diciembre de 1933 por acuerdo del presidente Abelardo L. Rodríguez, quien promovió la constitución de una sociedad para que el Estado mexicano, junto con inversionistas privados nacionales, ampliara su participación en la industria petrolera, a fin de incidir sobre la oferta, participara en el abastecimiento de los hidrocarburos y los precios del mercado.

Con la constitución de Petromex, el Gobierno buscaba “regular el mercado interno del petróleo y productos derivados, asegurar el abastecimiento del país en general y especialmente las necesidades del gobierno y de los ferrocarriles Nacionales de México”.¹⁴ Por lo anterior, sus actividades estaban dirigidas a un amplio campo del sector petrolero, como la exploración, explotación, refinación, transporte, distribución y almacenamiento.

Petromex se constituyó con un capital social de 20 millones de pesos divididos en dos tipos de acciones en las que únicamente podrían participar; las Serie “A” en la que Gobierno aportó el capital con el activo del CAPN, y las de las Serie “B” que se integraría con aportaciones líquidas de particulares.

El proyecto resultaba atractivo para los particulares, pues por un lado se contaba con un mercado seguro, representado por la demanda de combustible por parte de Ferrocarriles Nacionales, y por otro la administración de la compañía se otorgaba a la propia iniciativa privada. El único condicionante se refería a que el

¹⁴ *Ibíd.*, PEMEX, La Industria petrolera en México,... pág. 306.

Gobierno contará con el 40% de los votos del Consejo de Administración y de las Asambleas con el objeto de promover un desarrollo ordenado de la industria petrolera nacional.

El 12 de septiembre de 1934 quedó constituida la empresa Petromex, día en que celebró su primera Asamblea General de Accionistas, siendo Primo Villa Michel el primer gerente general de la compañía por siete meses, pues fue relevado por el ex-presidente Pascual Ortiz Rubio, quien fue designado por el presidente Lázaro Cárdenas.

Aunque Petromex, logró algunos avances no trascendió al igual que el Control de Administración del Petróleo Nacional (CAPN), pues no contó con el apoyo de la iniciativa privada nacional, pues del total de acciones en circulación únicamente el 6% era propiedad de dichos accionistas, correspondiendo el resto al Gobierno o entidades vinculadas con el mismo (cuadro No. 3.1). Tampoco contaba con equipo y material adecuado para realizar los trabajos de exploración y en algunos de casos de la explotación y el transporte del crudo, por lo que tenía que depender de los servicios e infraestructura de las empresas petroleras extranjeras o compañías asociadas a éstas y en algunos casos en condiciones no propiamente favorables a Petromex.

Aunque Petromex realizó algunas actividades en refinación y transporte de hidrocarburos, la falta de capital y la baja de producción fueron otros elementos que afectaron su desempeño. De hecho, su nivel de producción sólo alcanzó a representar un 2% del total de petróleo producido en México en esos años.

Cuadro No. 3.1
**ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL DE
PETROLEOS DE MÉXICO, S.A. (Petromex)**

ACCIONISTA	Número de Acciones	Valor de las Acciones en miles de pesos
Gobierno federal	63,059	6,305
Ferrocarriles Nacionales de México	20,000	2,000
Nacional Financiera, S.A.	15,139	1,513
Inversionistas privados	6,287	629
Total	104,485	10,448

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, La Industria Petrolera Mexicana, Una Crónica I, México, 1988.

Los escasos avances logrados por Petromex, y una serie de conflictos sindicales, evidenciaron la necesidad del Gobierno de Cárdenas de fortalecer a la industria petrolera con mayor impulso. Por lo anterior, el 30 de enero de 1937, se decretó la constitución de la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN), como un organismo público con personalidad jurídica dependiente del Ejecutivo. Sus objetivos básicos eran muy similares a los de Petromex, sin embargo, se le incorporó la función de regular el mercado interior y la exportación de petróleo y derivados, asegurando el abastecimiento de éstos energéticos al país, y a los

Ferrocarriles Naciones en particular. Este último elemento fue de gran trascendencia pues reconoce la importancia estratégica de suministrar energía al país, y las implicaciones que ello tiene sobre la economía en su conjunto.

Los escasos avances logrados por Petromex, y una serie de conflictos sindicales, evidenciaron la necesidad del Gobierno de Cárdenas de fortalecer a la industria petrolera con mayor impulso. Por lo anterior, el 30 de enero de 1937, se decretó la constitución de la Administración General del Petróleo Nacional (AGPN), como un organismo público con personalidad jurídica dependiente del Ejecutivo. Sus objetivos básicos eran muy similares a los de Petromex, sin embargo, se le incorporó la función de regular el mercado interior y la exportación de petróleo y derivados, asegurando el abastecimiento de éstos energéticos al país, y a los Ferrocarriles Naciones en particular. Este último elemento es de gran trascendencia pues reconoce la importancia estratégica de suministrar energía al país, y las implicaciones que ello tiene sobre la economía en su conjunto.

El patrimonio de AGPN, cuyo primer gerente general fue el Ingeniero Manuel Santillán, fueron los bienes muebles e inmuebles de Petromex y los terrenos de reservas petroleras adjudicados a AGPN y “los que fueren otorgados en el tiempo por el Estado”. El mayor apoyo otorgado por el Gobierno a AGPN propició que la empresa alcanzara un nivel de producción de 3.8% del total nacional, es decir casi el doble de la contribución alcanzada por su antecesora Petromex. La AGPN tampoco duro mucho tiempo, pues en 1940 se fusionó con Petróleos Mexicanos (PEMEX).

3.3 El financiamiento de la industria petrolera mexicana desde su nacionalización hasta mediados de los setenta.

Ante la problemática que se registraba en la industria petrolera, y la visión oportuna del General Lázaro Cárdenas y su gobierno, el 18 de marzo de 1938, el Estado expropió la propiedad de todas las empresas que operaban en el país.

Con la nacionalización de la industria petrolera mexicana, se inició la conformación de Petróleos Mexicanos (Pemex). En su calidad de propiedad del Estado logró obtener el consenso social para salir de todos los problemas que surgieron cuando las compañías petroleras que operaban en el país decidieron boicotearla.

Así, la reciente empresa nacional tuvo que construir una base gerencial que organizara la información contable, legal, administrativa, entre otra y que le diera viabilidad. Es evidente que la escasa experiencia con la que se contaba en la industria generó retraso en la conformación de la información financiera. A ello se añadió la necesidad de contar con recursos suficientes para invertir en la industria y poder recuperar y sostener los niveles de la exploración y producción.

De la misma manera, en los aspectos operativos Pemex enfrentó problemas de aprovisionamiento de equipo, herramienta y materiales en general, no obstante la

industria no se detuvo. Con improvisaciones e innovaciones, la compañía logró proveer oportunamente la demanda del mercado interno, aunque con costos de operación más elevados. En materia de distribución de los productos, en el interior del país y del mercado de exportación, también se registraron incidentes que causaban mayores costos de operación y limitaron su capacidad de generación de ingresos.¹⁵

Se gestaron además, presiones económicas y políticas a las que fue sujeta la industria petrolera nacional por el efecto del bloqueo de las empresas a las que se les expropió, lo cual no sólo limitó su capacidad de crecimiento, sino que eventualmente impuso dificultades para que el gobierno mexicano obtuviera recursos en los mercados financieros internacionales, que se encontraban más interesados en el proceso de reconstrucción de la posguerra.

Para evitar el cese de operaciones en la industria después de 1938, Pemex tuvo que realizar inversiones por 145.5 millones de pesos. La base para financiar estas inversiones fueron los ingresos propios y las aportaciones del gobierno federal por 60 millones de pesos. Estos últimos se contabilizaron en el patrimonio de la empresa, pero generaron la obligación de Pemex de pagar un 3% anual al Estado. Dos aspectos relevantes en esos primeros años de operación de la empresa Paraestatal fueron la canalización de recursos hacia gastos que no tenían nada que ver con la operación directa del negocio o que implicaban un subsidio a la economía nacional. En el primer caso, la compañía registró gastos en actividades sociales como construcción de hospitales, centros deportivos, casas, entre otros, llegando el caso de invertir en puentes y en carreteras. En el segundo, mantuvo bajos los precios de los petrolíferos en comparación con los registrados en los Estados Unidos.¹⁶ Evidentemente, que los factores anteriores limitaron la disponibilidad de recursos empleados para las actividades operativas.

Con la aparición de la segunda guerra mundial los ingresos de Pemex se afectaron más pues ya no se pudo comercializar con Europa, quedando la alternativa de Estados Unidos, país de origen de muchas empresas expropiadas. Las exportaciones totales, que sumaban 15.5 millones de dólares en 1941, cayeron más de 50% el año siguiente.

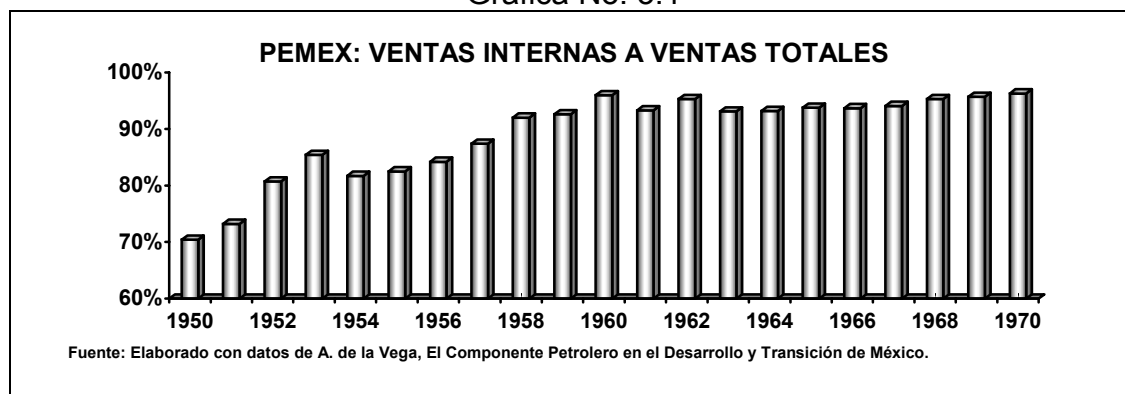
Con la perspectiva de menores ventas al exterior (gráfica No. 3.1) y en manos del Estado, la industria petrolera nacional ligó su desarrollo a la limitada capacidad de este para poder aportar los recursos para su crecimiento, con el consiguiente efecto negativo sobre la inversión y la agudización de los vicios acumulados. Entre 1938 y 1958 no se tiene registro de que las inversiones en Pemex hayan crecido de manera importante, las fuentes de financiamiento se derivaban

¹⁵ La carencia de infraestructura para el abasto al mercado interno y el boicot en el extranjero para adquirir petróleo mexicano promovido por las empresas petroleras internacionales afectó seriamente a Pemex, quien tuvo que afrontar condiciones muy distantes a las que disfrutaban las compañías petroleras privadas.

¹⁶ Pemex dejó de percibir 30 millones de pesos en 1940 sólo por no vender sus productos al nivel de precios de Estados Unidos. Véase, Petróleos Mexicanos, Los Veinte años de la Industria Petrolera Nacional, Informes del 18 de marzo de 1938 a 1958., México, noviembre de 1958.

fundamentalmente de su operación y de algunos créditos aislados. Por ejemplo, el financiamiento internacional procedió en casos aislados de empresas que realizaron ciertas operaciones de perforación. En 1943 destacó, el empréstito otorgado por el gobierno de Estados Unidos por 10 millones de dólares para la construcción de la refinería de Salamanca.

Gráfica No. 3.1



A principios de los años cincuenta, la dirección de Pemex buscó financiar el crecimiento de la industria a través de las exportaciones, no obstante el dinámico aumento del consumo interno indujo a modificar dicha estrategia.

Hacia 1958, Pemex registró un déficit acumulado en su operación de 17.2 millones de dólares, resultado del escaso apoyo financiero del Estado y el efecto de la política impositiva de subsidios de los combustibles sobre sus finanzas. En 1959, el gobierno convirtió esta deuda en bonos al año 1999 a una tasa de 8% con ello se alivió parcialmente la situación financiera de la empresa.

La estrechez financiera de Pemex se reflejaba en que cerca del 70% de sus inversiones eran financiadas por préstamos.¹⁷ Queda claro, que el crecimiento de la empresa solo podía tener como apoyo los préstamos que el Estado obtuviera y canalizara a la compañía.

A partir de 1958, la industria petrolera nacional amplió su espectro de operación para dar impulso a la petroquímica en México. Esta actividad, intensiva en capital, propició que la Paraestatal demandara recursos financieros adicionales. Por ello, en un contexto económico internacional de crecimiento, y favorable en general en México, Pemex logró obtener financiamientos entre 1961 y 1963 de Estados Unidos y Francia.¹⁸

Durante la década de los sesenta, la encomienda de apoyar la política de industrialización adoptada por el Gobierno a través de precios bajos de combustibles, y el objetivo de satisfacer la oferta energética interna continuo

¹⁷ G. Philip., Oil and Politics in Latina America, Cambridge Press 1982, pág. 338

¹⁸ F. J. Bullards, Mexico Natural Gas, Paper, Austin Texas, 1968.

limitando la capacidad financiera de Pemex. De hecho ante el rezago en sus inversiones en años anteriores, la empresa se vio en la necesidad de importar 145 y 577 miles de barriles de petróleo en 1963 y 1964, respectivamente. Estas cifras fueron marginales, pues sólo representaron el 1% y 5% de la producción total de esos años, empero eran elementos que manifestaban la insuficiencia de recursos financieros canalizados a la industria.

Pero las cosas no terminaban ahí, con el crecimiento económico y el desarrollo de la industria nacional, Pemex tenía que producir más hidrocarburos; era exigido a entregar productos petrolíferos más ligeros, así como los productos petroquímicos señalados. En efecto, durante la década de los sesenta, la industria petrolera nacional continuó apoyando el crecimiento económico nacional que alcanzó una tasa media de crecimiento anual de 6.8%, basado en el impulso de las actividades industriales, pero con un sector agropecuario que perdía su capacidad de generación de divisas como lo venía haciendo años atrás. Ello evidenció un mayor crecimiento del consumo de los petrolíferos.

La base del financiamiento de Pemex en los años sesentas fueron sus recursos internos, así como los destinados por el Estado, quién preservaba una debilidad financiera para financiar su gasto, y con ello ante la incapacidad de captar ingresos, el Estado incrementa su déficit fiscal, el cual era financiado mediante el endeudamiento interno y externo.¹⁹ En este marco Pemex obtuvo financiamientos por un poco más de 800 millones de dólares entre 1965 y 1969, consistentes en créditos revolventes, extranjeros (de bancos estadounidenses y Europeos), y en menor medida de créditos internos, así como los obtenidos de proveedores.

3.4 El financiamiento del Boom petrolero en la década de los setenta.

Los primeros años de la década de los setenta tienen la particularidad de que Pemex vuelve a recurrir a los mercados internacionales a importar petróleo, llegando a comprar en 1973 hasta 23.6 millones de barriles de petróleo crudo y adquisiciones netas de 8.6 millones de barriles de derivados del petróleo, niveles nunca antes vistos en la historia del país. Esta situación se sucedió en paralelo con el estallamiento de la crisis petrolera internacional, que se manifestaba en niveles de precios altos del crudo, como efecto de la mayor presencia de la OPEP en el mercado.

Por los años 1973 y 1974 se encontraron evidencias de la existencia de importantes reservas de hidrocarburos en el sureste del país, y particularmente de petróleo en el Cretácico de Chiapas y Tabasco. Con ello se revaluaron las reservas y se inicia un intenso programa de desarrollo financiado con el respaldo de tales reservas.²⁰

¹⁹ “...mientras que en 1958 la deuda pública representó un 102% del PIB, en 1967 ésta se elevó al 21% con casi la mitad de endeudamiento externo. Véase, René Villarreal, México 2010. De la Industrialización Tardía a la Reestructuración Industrial, Ed. Diana, México, octubre de 1988, pag. 218.

²⁰ Jorge Díaz Serrano, La privatización del Petróleo Mexicano, Editorial Planeta, México, Octubre de 1992, página 87.

Hacia 1974, México alcanzó la autosuficiencia petrolera logrando la exportación de 5.8 millones de barriles. Así, Pemex inicio una nueva etapa que se ha traducido a la fecha en la captación de divisas y la posibilidad obtener de recursos para apoyar las finanzas públicas.

En un contexto en el que el modelo de industrialización basado en la sustitución de importaciones mostraba signos de agotamiento, aparece el potencial petrolero del país que apoya un crecimiento notable de la economía igual a 7.5% en promedio anual en términos reales entre 1976 a 1981.

Al concluir el sexenio de Luis Echeverría el país enfrentó una grave crisis económica, pues la deuda externa ascendió a 19.6 miles de millones de dólares (MMd), de los cuales 2.8 MMd pertenecían al gobierno federal y 16.8 MMd al sector Paraestatal, que en su totalidad constituía el 16.2% del PIB. Sin embargo, ante la oportunidad de explotar el potencial petrolero descubierto,²¹ el Estado hizo uso de su capacidad crediticia internacional e instrumentó una estrategia de endeudamiento cuyo objetivo principal se orientó a fortalecer la capacidad de infraestructura de la industria petrolera. Uno de los principales problemas al que se enfrentaba el Gobierno fue el estructurar una estrategia de crecimiento que permitiera aprovechar la explotación óptima de los recursos energéticos citados, así como una plataforma de financiamiento adecuada.

Entre 1977 y 1982 la tasa media anual del financiamiento interno a la industria petrolera creció 70.5%, luego de haber decrecido entre 1972 y 1977 a una tasa anual de 29.4%.²² El escenario era favorable para aprovechar la coyuntura internacional del mercado petrolero ante el embargo de los países de la OPEP, lo que representó una excelente oportunidad para que el gobierno mexicano encontrara las condiciones propicias para acceder a los mercados mundiales de deuda, con sede en las naciones más desarrolladas, particularmente en Estados Unidos. De hecho, es evidente que este último país había elegido como estrategia hacer lo posible para depender en menor medida del petróleo de la OPEP,²³ y una de esta alternativa era apoyando la producción en los países con potencial petrolero como México.

En sus memorias de labores, Pemex reportó la afluencia de recursos a la empresa por más de 20 mil millones de dólares (MMd) entre 1976 y 1982 a través de distintos mecanismos, como los créditos (revolventes, externos, internos y proveedores), así como los derivados de aceptaciones bancarias sindicadas, crédito de los compradores, colocaciones de privadas de deuda y emisiones en mercado de valores. Instituciones bancarias privados internacionales de Estados

²¹ En Cantarell las prospecciones iniciaron en 1974 y en 1979 se dio la explotación del Campo Cantarell y de la sonda de Campeche.

²² Alejandro Dávila Flores, *La Crisis Financiera en México*, Ediciones Cultura Popular-IIE-UNAM-Universidad Autónoma Agraria Antonio Narro, México 1986, pág.75.

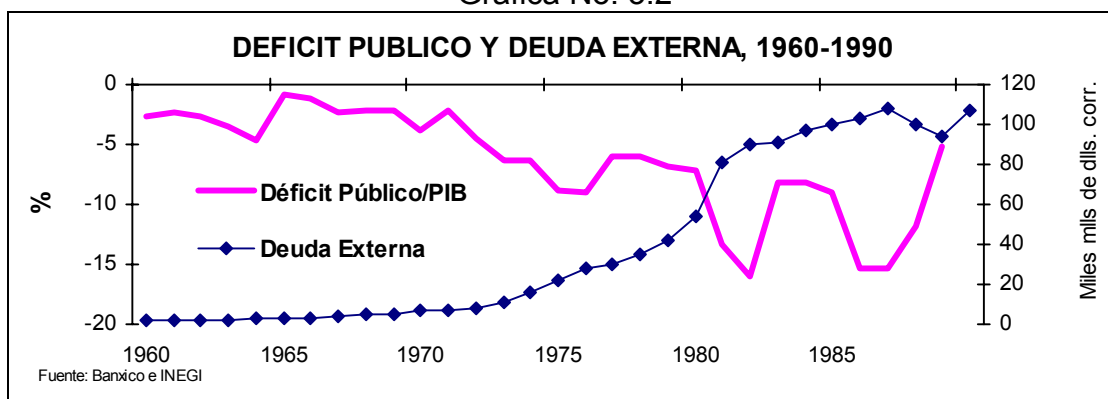
²³ Vale la pena recordar que a principios de 1973, Holanda y Estados Unidos sufrieron el corto total de las remesas de petróleo árabe debido al apoyo que brindaban a Israel.

Unidos, Francia, Japón, Italia y Canadá, así como la banca privada y de desarrollo nacional aprovecharon la oportunidad de proveer recursos al impactante crecimiento de Pemex, que evidentemente respaldaba dichos compromisos con las reservas y el notable crecimiento de la producción (ver Anexo D). Aunque ello conllevaba el problema de generación de desequilibrios en la economía (gráfica No. 3.2).

El gobierno mexicano emitió en abril de 1977 los denominados Petrobonos, que eran certificados de participación en un fideicomiso constituido por el propio gobierno federal en Nacional Financiera. Dicho fideicomiso contaba como patrimonio barriles de petróleo crudo Istmo, que el gobierno adquiría de Petróleos Mexicanos, por lo que en realidad financiaban al sector público.²⁴

A mediados de 1977 se estimaba que la situación económica de Pemex era saludable. Su deuda era de 4.8 MMd y sus activos de 10 MMd, con un flujo de ventas por exportación de 0.8 MMd. Lo anterior era favorecido por la devaluación del peso en 1976.

Gráfica No. 3.2



Pero no todo el endeudamiento contraído por el país se derivaba del impulso a la industria petrolera. El dinamismo económico y el proceso de agotamiento del modelo de industrialización, demandaban recursos para financiar el crecimiento, lo que llevó a presionar a la balanza de pagos al alcanzar niveles históricos de 6.1% en relación al PIB en 1980. Las actividades más dinámicas fueron las ligadas a la importación de bienes intermedios y de capital, tales como las comunicaciones, maquinaria y equipo eléctrico, de la industria automotriz y química, entre otras, así como las ramas pertenecientes al sector hidrocarburos. Todo ello en un contexto de inflación y tasas de interés crecientes en México, (Cuadro No. 3.2), además de un favorable desempeño de la economía mundial en prácticamente la segunda

²⁴ Los inversionistas que compraron los Petrobonos obtenían "derechos" sobre el petróleo ligero de exportación nacional, por lo que además de los intereses recibidos, tenían la posibilidad de contar con una ganancia derivada de la reevaluación del precio del petróleo "adquirido". Más información consultar. Martín Marmolejo, Inversiones, práctica, metodología, estrategia y filosofía, IMEF, México 1989, páginas 305-320.

mitad de la década de los setenta, particularmente de la estadounidense que incrementó su PIB entre 1976 y 1979 a una tasa media anual superior al 4.0%.

El destinar recursos a la industria petrolera en la segunda mitad de la década de los setenta propició entre otros resultados: El que la producción mexicana de petróleo pasara de 156.9 miles de barriles por día en 1970 a 844.2 mmbd en 1981; la participación del PIB petrolero pasara de representar de 3.2% a 6.4% en el PIB total; el número de empleados en la Paraestatal se elevó de 71,062 a 122,826 personas; las reservas de hidrocarburos se incrementaron de 5,568 a 72,008 miles de barriles de petróleo equivalente; las exportaciones petroleras pasaron de representar 15.2% a 67.0% del total de ventas al exterior (gráfica No. 3.3).²⁵ Pero era tan favorable el ambiente que se propuso el internacionalizar las operaciones de Pemex. De hecho se compraron acciones de la empresa petrolera española Repsol y se propuso realizar inversiones en Estados Unidos.

Cuadro No. 3.2
PRINCIPALES VARIABLES ECONOMICAS
EN LOS SETENTA.
Crecimiento promedio anual

	1970-1976	1977-1981
PIB real	6.0%	8.0%
Inflación	13.7%	23.1%
Tipo de cambio	1.3%	2.3%
Tasa de interés (promedio)	10.9%	18.3%
Cuenta corriente / PIB (promedio)	-3.5%	-3.9%
Deuda externa	27.3%	27.9%

Fuente: Elaboración propia con datos de Banxico, INEGI y SHCP

El favorable desempeño del sector petrolero nacional, no fue del todo ordenado y planeado, además de no ser acompañado con una política económica inteligente que propiciara un cambio estructural en el aparato productivo nacional. De 1976 a 1981 la participación de las importaciones en la oferta total se elevó de 18.6% a 22.6% en las compras de bienes intermedios; de 42.5% a 50.7% en bienes de capital; y de 5.6% a 12.3% en bienes de consumo.²⁶ Con ello, el déficit en cuenta corriente se elevó de 2.2% del PIB a 6.1% en ese lapso. Indudablemente que los resultados de la política fiscal también fueron desfavorables, pues el déficit público casi se duplicó en el periodo citado hasta alcanzar un nivel de 13.4% del PIB, e incrementarse a 16% del PIB en 1982. Pero además, lo más crítico de ese escenario fue que la captación de recursos financieros del exterior propició que la deuda externa total más que se cuadruplicará al pasar de 15.6 miles de millones de

²⁵ De la Vega Angel, La evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México, PUE-UNAM, México 1999.

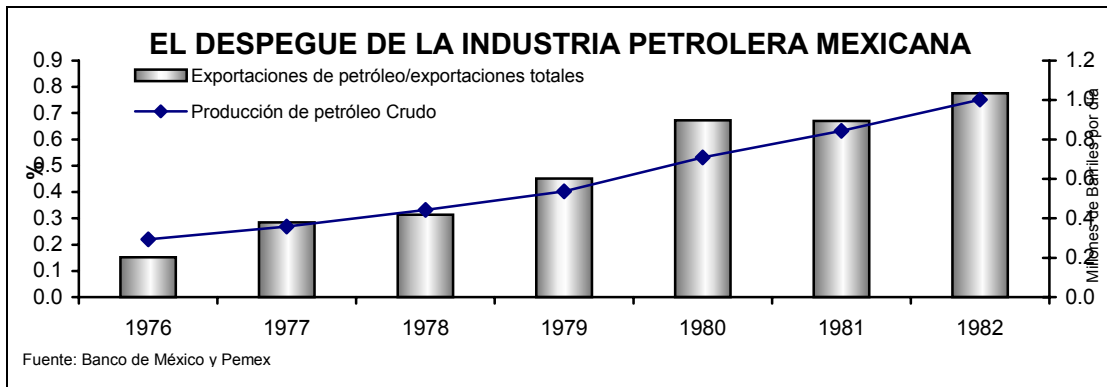
²⁶ Ibib, René Villarreal, pág. 231.

dólares a 81.0 MMd entre 1974 y 1981, básicamente como efecto del incremento de pasivos del Estado Mexicano.

En esos años, la economía mexicana apoyó su crecimiento en gran medida en el desempeño de la industria petrolera, pues se reactivó la inversión pública, los ingresos públicos, así como los derivados de las exportaciones petroleras que alcanzaron a representar alrededor del 70% de las ventas totales al exterior.

Al debilitarse el nivel de precios internacionales de petróleo, frenarse la actividad económica mundial y a elevarse las tasas de interés en Estados Unidos, surgen notables eventos que dan origen a una crisis de liquidez nacional y que llevan a la deuda externa del país a niveles sin precedente. El problema fue más agudo debido al elevado déficit fiscal que se registraba en esos años, así como a la existencia de una estructura productiva poco competitiva enfocada hacia el mercado interno.

Gráfica No. 3.3



3.5 La crisis de la deuda y su impacto en el sector petrolero nacional; década de los ochentas.

A principios de los ochenta la situación económica internacional mostraba un comportamiento endeble. El PIB de nuestro principal socio comercial, Estados Unidos, decreció en los primeros tres años. La inflación mostraba un ritmo descendente de 13.5% en 1980 a 6.2% en 1982, pero había sido acompañada de tasas de interés altas.

Este panorama tuvo un impacto importante en la endeble economía mexicana. Los elevados déficits fiscales, en cuenta corriente y el endeudamiento externo propiciaron un ambiente desfavorable para los inversionistas y la fuga de capitales, misma que se agudizó con la privatización de la banca.²⁷ La estrecha

²⁷ La crisis de liquidez y los vicios existentes en el sector financiero motivaron a la nacionalización de la banca el 1 de septiembre de 1982, situación que minó aún más la confianza de los inversionistas nacionales e internacionales.

liquidez interna propició la devaluación del tipo de cambio, inflación, y en general, desequilibrios en el aparato productivo nacional.

Pero además, lo anterior se agudizó con los conflictos al interior del gabinete desde 1981 como resultado de la carrera por la presidencia. La posible postulación del Director General de Pemex (Ing. Jorge Díaz Serrano), que había acumulado una amplia influencia, por el notable impulso logrado a la industria petrolera nacional y su cercana relación con el presidente, se tradujo en errores en el manejo de la política de comercialización internacional del llamado oro negro, pues “La exportación descendió de 1 millón 300 mil barriles diarios a 300 mil barriles”.²⁸

El difícil escenario que se presentaba al final de la administración del Presidente José López Portillo implicó la posibilidad de declarar una moratoria de la deuda externa, que era apoyada por ciertos grupos políticos en el país y por algunas naciones de América Latina donde también se reflejaban los signos de debilidad económica.

A partir del sexenio de Miguel de la Madrid Hurtado, los esfuerzos de política económica estuvieron respaldados por los lineamientos planteados por el Fondo Monetario Internacional como condición para subsanar los problemas de liquidez. En general, la política económica se enfocó a restablecer el equilibrio macroeconómico, mediante la instrumentación de medidas de políticas económicas ortodoxas que tenían como base la contención de la demanda agregada, el ajuste fiscal, reformas a la política comercial y la disminución del déficit en cuenta corriente.

En materia de política comercial, particularmente desde 1985, la economía se fue abriendo a la competencia internacional, dejando a un lado la política de sustitución de importaciones empleada por gobiernos anteriores, para pasar a medidas de promoción de las exportaciones.

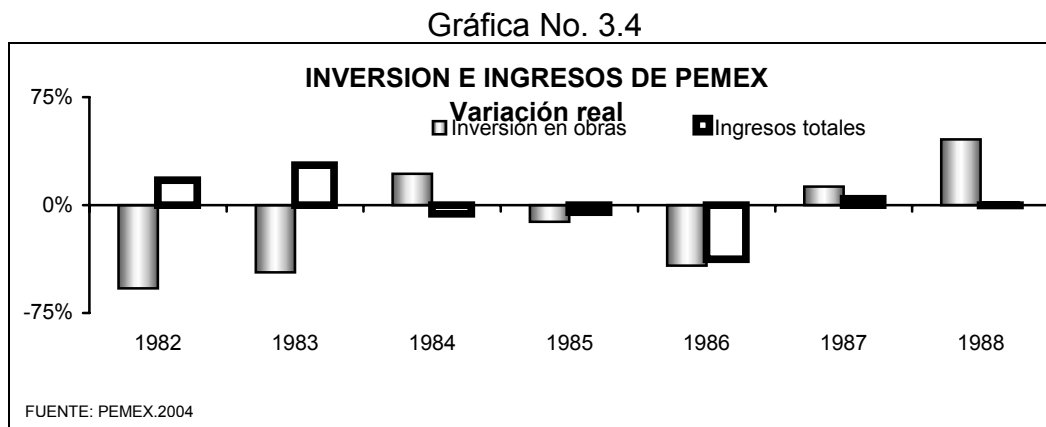
El ajuste fiscal implicó notables disminuciones en el gasto corriente y en inversión, e incluyó la reducción, fusión o liquidación de más de 700 empresas que eran propiedad del gobierno. En materia de ingreso, se mejoró la recaudación gracias entre otros factores a las modificaciones a la política de precios y tarifas del Sector Público, llevándolos a niveles más elevados con el objeto de disminuir subsidios. De esta manera de un déficit de 16% en relación al PIB en 1982, el gobierno logró niveles de 8.2%, 8.1% y 9.0% en 1983, 1984 y 1985, respectivamente.

La reducción en el gasto público fue notable. En 1982, el gasto programable cayó 24% en términos reales y 9.3% en 1983. Sin embargo, el ajuste más agudo se observó en el gasto de capital que disminuyó sucesivamente 35.5%, 25.5% y 8.2% en términos reales en 1982, 1983 y 1984. A su vez, el costo financiero de la deuda

²⁸ Op. cit, Jorge Díaz Serrano, página 96-97.

pública implicó que el gobierno destinara más recursos al pago de intereses de sus compromisos financieros internos y externos.

La industria petrolera fue de las afectadas por el notable impacto de la crisis en las finanzas públicas. El nivel de inversión en obras de la Paraestatal disminuyó 57.8% en 1982 y otro 46.7% en 1983, siendo las actividades más afectadas la adquisición de materiales, construcción e ingeniería, en ese orden. Todo ello pese a que los ingresos totales de la empresa observaron un crecimiento en ese bienio (gráfica No. 3.4).



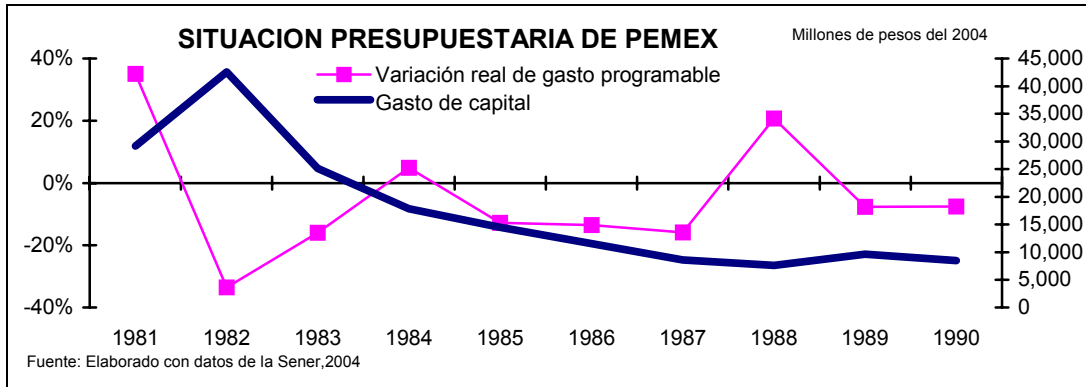
En 1982, la situación financiera del Sector Público era muy complicada. Sus ingresos disminuyeron 11.3% en términos reales, siendo los más afectados los del gobierno federal que hicieron lo propio en 23.0%. Ello a pesar de los notables ajustes al alza en los precios y tarifas del sector público, y en particular a los energéticos. Hacia 1983 y 1984, los ingresos públicos aumentaron en términos reales, pese a la caída en la recaudación tributaria, apoyados en buena medida por el alza de los ingresos petroleros, producto de los altos precios internacionales de petróleo, así como al crecimiento en los impuestos al consumo. Este desempeño en los ingresos públicos ocurrió en conjunción con el citado ajuste del gasto, mismo que era presionado por el costo de la deuda –que absorbió el 34.2% del gasto del Sector Público-. La disminución del gasto y el repunte de los ingresos públicos propiciaron una baja en el déficit del sector público de los 16% del PIB en 1982 –arriba citados- a 8.1% en 1984. Debe señalarse que la reducción del gasto del sector público afectó fundamentalmente el nivel del gasto inversión gubernamental, y en particular de Pemex (gráfica No. 3.5).

Hacia 1985 la situación no cambió, los precios internacionales del petróleo empezaron a disminuir de manera notable, lo cual se agudizó en 1986 –cuando los precios llegaron a 11.84 dólares por barril.²⁹ Indudablemente, las finanzas públicas se vieron nuevamente afectadas, pues a pesar del alza en el monto de los impuestos a la renta, las contribuciones petroleras disminuyeron más de 45%.

²⁹ Los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo disminuyeron de 13.3 mil millones de dólares en 1985 a tan sólo 5.6 mil millones de dólares en 1986, algo así como un 6.7% del PIB.

Este golpe a las finanzas públicas se tradujo en nuevas disminuciones en los recursos destinados a Pemex, que no observaron aumento en términos reales hasta 1988.

Gráfica No. 3.5



El balance de la política económica seguida en el sexenio de Miguel de la Madrid dio como resultado el nulo crecimiento económico entre 1982 y 1987, inflación elevada, inestabilidad cambiaria, altas tasas de interés, empero una paulatina disminución en la presión del déficit fiscal y en cuenta corriente, pero se conservó la dependencia del sector petrolero, la carencia de ahorro en la economía y la carga de la deuda externa (Cuadro No. 3.3).

En el contexto de una situación económica nuevamente complicada, con los precios internacionales de petróleo aún deprimidos, llega al poder Carlos Salinas. Esta administración instrumentó un nuevo programa de ajuste económico, que tuvo la particularidad de incluir un pacto con los obreros y los empresarios. El incremento en la recaudación del IVA y de los ingresos no tributarios fortaleció los ingresos del sector público, y junto con el ajuste en el gasto público, disminuyó el déficit en relación al PIB.

En esos años Pemex atravesaba por una situación complicada derivada del escenario que se vivió en el país en esa década que se manifestaba en un gigantismo e ineficiencia de su operación, así como por el inadecuado manejo de sus excedentes y precios de sus productos. Por lo anterior, el gobierno mexicano instrumentó una serie de medidas que tenían como objetivo "la reestructuración de Petróleos Mexicanos a través de:

- a) La privatización de la petroquímica básica a través de una constante reclasificación de los petroquímicos básicos a secundarios.
- b) La creación de una empresa comercializadora de las exportaciones e importaciones de los productos petroleros (PMI, Comercio Internacional);
- c) La creación de divisiones en sustitución de las Subdirecciones y con el encargo de operar como líneas integrales de negocio;
- d) Las medidas contra la relación corporativa con el sindicato petrolero y,

e) La flexibilidad y la disciplina laboral consagradas en el contrato colectivo de trabajo...”³⁰

Cuadro No. 3.3
PRINCIPALES VARIABLES MACROECONÓMICAS EN LOS OCHENTA

Año	PIB		INPC	TIPO DE CAMBIO		CUENTA CORRIENTE		DEUDA EXTERNA TOTAL		DÉFICIT PÚBLICO	
	Variación real	Millones de Dólares		Variación	Fin Per. Pesos x dólar	28 DIAS %	% del PIB	Millones de Dólares	% del PIB	Millones de Dólares	% PIB
1980	9.2	205,774	29.8	0.0233	22.5	-5.1	54,420	26.4	-336	-7.12	
1981	8.5	264,197	28.7	0.0262	30.8	-6.1	81,000	30.7	-866	-13.39	
1982	-0.5	191,749	98.8	0.0963	45.8	-3.1	90,103	47.0	-1,660	-15.95	
1983	-3.5	156,292	80.8	0.1436	59.1	3.7	91,339	58.4	-1,541	-8.21	
1984	3.4	184,297	59.2	0.1920	49.3	2.3	96,601	52.4	-2,505	-8.10	
1985	2.2	195,573	63.7	0.3682	63.2	0.4	100,361	51.3	-4,535	-9.04	
1986	-3.1	135,406	105.7	0.9151	89.5	-1.0	103,480	76.4	-12,686	-15.41	
1987	1.7	148,492	159.2	2.2097	103.1	2.9	107,783	72.6	-31,000	-15.25	
1988	1.3	181,658	51.7	2.2810	62.6	-1.3	100,088	55.1	-48,734	-11.81	
1989	4.1	221,381	19.7	2.6410	45.6	-2.6	94,443	42.7	-28,455	-5.22	
1990	5.2	261,254	29.9	2.9454	35.0	-2.9	107,416	41.1	-26,914	-3.66	

Fuente: Elaborado con datos de Banco de México

Es en 1988, cuando se registró un incremento en el gasto corriente y de capital de Pemex. En ambos casos superiores al 20%, situación que alivió parcialmente a la empresa que en los años anteriores había observado bajas en los recursos asignados por el gobierno.

Afortunadamente, para 1989 los precios internacionales del petróleo comenzaron a repuntar y aparecen algunos resultados del programa económico implementado, mismo que se apuntaló con las negociaciones para reestructurar la deuda externa –culminada en 1990- y los lineamientos planteados en el sentido de desregular la actividad económica y promover la mayor participación de la iniciativa privada. Sin embargo, este panorama no se reflejó en el presupuesto de Pemex en ese 1989.

Así durante los ochenta el financiamiento a Pemex mostró un comportamiento contrastante. Entre 1980 y 1982 la empresa logró obtener recursos en los mercados financieros nacionales e internacionales. Sin embargo, de 1983 a 1986 una parte importante de las operaciones consistió en renegociación o reestructuraciones de deuda, solo en casos aislados se accedió a operaciones de financiamiento (Anexo D).

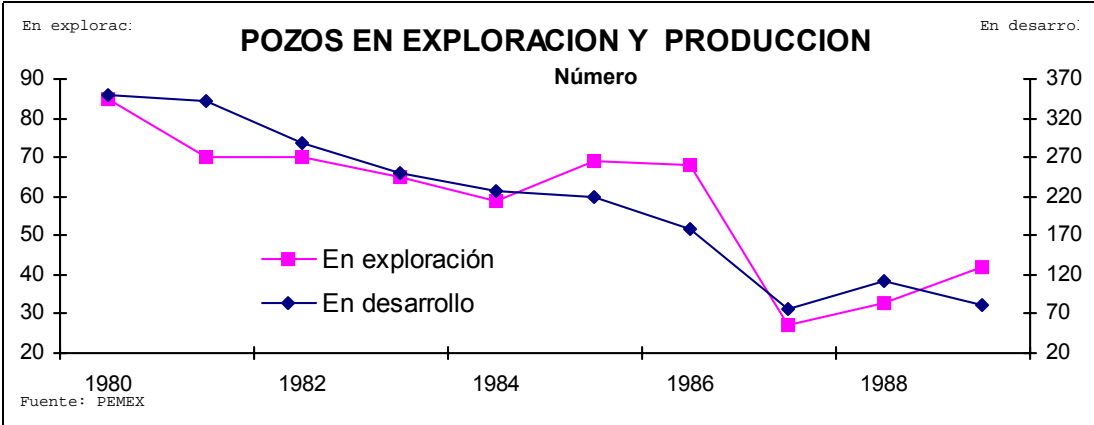
³⁰ Francisco Colmenares, Pemex: Crisis y Reestructuración. Documentos de Análisis y Prospectiva del Programa Universitario de Energía, Facultad de Economía, México, 1991.

El año de 1987 fue también un año difícil para la economía nacional, de bajo crecimiento, alta inflación y presiones sobre las finanzas públicas. Pemex no obtuvo suficientes recursos del Gobierno y recurrió a realizar operaciones de financiamiento bancario. Como la emisión de bonos en el mercado de valores de Tokio en 1985.

En 1988, Pemex contó con recursos financieros por 921.1 millones de dólares, aliviando parcialmente la situación de la falta de recursos de años anteriores. Esta tendencia de captación de recursos de financiamiento se preservó en 1989 a través de la emisión de papel comercial y créditos de la banca comercial.

En suma, el no destinar recursos suficientes a Pemex durante la década de los ochenta dio como resultado que: El nivel de reservas probadas de hidrocarburos disminuyera 7% entre 1982 y 1989; el número de pozos en exploración y explotación disminuyera (gráfica No. 3.6); la producción de petróleo crudo se estancará al igual que la de gas natural. No obstante, la producción de derivados de petróleo se incrementó. La producción de petrolíferos pasó de 425 millones de barriles en 1980 a 505.0 y 539.9 en 1985 y 1989 respectivamente. Destacaron los incrementos en la fabricación del gas LP, residuales y gasolinas (cuadro No. 3.4).

Gráfica No. 3.6



Cuadro No. 3.4
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y DERIVADOS
 Millones de barriles

Año	Producción de Crudo	Producción de Petrolíferos	Gas licuado	Gasolinas	Diesel	Residuales	Gas natural */
1980	708.6	425.0	43.8	120.0	89.4	119.1	3,630
1981	844.2	471.1	49.6	131.7	98.5	133.3	4,061
1982	1,003.1	443.5	44.0	126.7	85.6	135.3	4,246
1983	981.2	467.0	56.5	129.6	81.7	134.0	4,054
1984	1,024.3	505.0	57.1	132.7	85.3	160.1	3,753
1985	986.7	518.9	61.0	133.6	89.7	170.6	3,604
1986	912.6	504.6	66.9	135.3	88.5	155.0	3,431
1987	955.0	519.7	70.3	138.5	84.8	162.0	3,498
1988	945.4	522.1	75.7	140.7	75.5	159.5	3,572
1989	917.2	539.9	79.5	143.7	85.5	161.3	3,652

*/ En miles de millones de pies cúbicos.

Fuente: Petróleos Mexicanos

3.6 Evolución del Financiamiento de la Industria Petrolera Nacional, 1990-2004.

3.6.1 El entorno económico de la industria petrolera nacional, 1990 al 2004.

En la actualidad, el desempeño de la economía mundial se caracteriza por la creciente tendencia hacia la globalización de las actividades de comercio y producción, así como por el amplio movimiento de capitales de inversión y de portafolio. Este proceso ha sido impulsado por las políticas de libre comercio y ha tenido como base los notables desarrollos tecnológicos alcanzados en los campos de las comunicaciones, informática, transporte y la industria, entre muchos otros desarrollos; ha sido un mecanismo de expansión de los mercados para las empresas de mayor tamaño y capacidad tecnológica, cuya residencia básicamente está en las naciones más industrializadas; tiene la característica de orientar a cada nación a buscar los mecanismos de integración a la economía mundial, bien sea desarrollando sus ventajas competitivas o bien ofreciendo las condiciones para estimular las inversiones. Sin embargo, dicho proceso de globalización, también ha posibilitado la concentración de la riqueza en el mundo, particularmente en las naciones más industrializadas y ha propiciado una polarización política que ha llevado a crear un ambiente de inseguridad y de confrontación principalmente entre Estados Unidos y sus aliados, y de estos con algunas naciones del Medio Oriente.

El desempeño de la economía mundial en los noventa fue positivo en general, pues el Producto Interno Bruto (PIB) creció a una tasa media anual cercana a 3%

en un entorno de inflación a la baja. Los países de la Organización Económica para la Cooperación y el Desarrollo (OCDE) comandaron dicho incremento en la actividad productiva, y en particular los Estados Unidos. Este dinamismo en el crecimiento mundial se basó en el fortalecimiento del comercio internacional que aumento más de 6% en promedio anual en esa década, como efecto de la agudización del proceso de apertura comercial y económica en el mundo, generando un ambiente propicio para el desarrollo de los mercados, como fue el caso del mercado de los hidrocarburos.

Sin embargo, a partir del segundo semestre del año 2000 la economía mundial mostró signos de debilidad, principalmente como efecto de los problemas en los sectores de alta tecnología, la sobre valuación en el precio de los activos financieros y el elevado nivel de endeudamiento de las familias en Estados Unidos, situación que se agudizó con los ataques terroristas del 11 de septiembre del 2001 y las consabidas invasiones norteamericanas a Afganistán (2002) e Irak (2003).

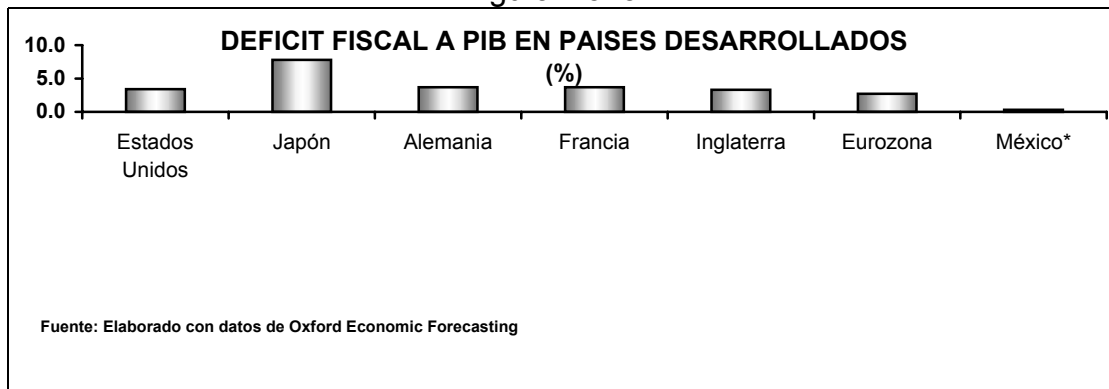
Las medidas instrumentadas por los Estados Unidos para incentivar su economía a principios de la década actual, consistieron en una política fiscal de mayor gasto público, principalmente en materia bélica para mejorar la seguridad nacional, y en la disminución de la carga impositiva, que se han traducido en la ampliación del déficit fiscal.³¹ Esta política fiscal se combinó con una política monetaria de bajas tasas de interés, instrumentada desde el año 2001, que se generalizó en las principales plazas financieras del mundo. En estas circunstancias, se alentó la posibilidad para que las empresas incrementaran su apalancamiento en los mercados de deuda y las familias aumentaran su consumo, propiciándose condiciones para retomar el crecimiento económico.

Ante la debilidad económica en las naciones más desarrolladas –y en Estados Unidos- y los problemas de inseguridad para llevar a cabo el intercambio comercial internacional, la actividad económica en las naciones en desarrollo se vio afectada. Lo notable del impulso económico en algunos países se ha basado en el papel activo del sector público, que implica déficits fiscales amplios (gráfica No. 3.7). De esta manera, el ritmo de crecimiento también disminuyó en los primeros años de la década en América Latina, pero mantuvo su dinamismo en algunas naciones de la Ex-URSS, China y del Sudeste Asiático.

En ese contexto, la economía mexicana mostró un crecimiento promedio anual de 3.3% durante la década de los noventa, en un marco de mayor apertura, desregulación de los mercados y pérdida de participación del Estado en las actividades productivas, pero sobre todo con notables problemas de liquidez a mitad de esa década.

³¹ Recuérdese que el gobierno de Bill Clinton había saneado las finanzas públicas, al grado de lograr superávit fiscal.

Figura No. 3.7



Así, entre 1990 y 1994, el Producto Interno Bruto aumentó a una tasa media anual de 3.5%, como efecto de un conjunto de acciones tomadas en materia de política económica y de política, entre las que sobresalieron: las medidas adoptadas en los años previos como el programa de ajuste económico acordado con el Fondo Monetario Internacional y la concertación de los acuerdos políticos económicos denominados “Pactos”;³² la renegociación de la deuda pública externa en 1990, que permitió disminuir la presión de esos pasivos sobre la economía nacional; se implementaron acciones para propiciar el equilibrio en las finanzas públicas –en 1991 el déficit fiscal fue de 1.4% del PIB³³; se instrumentó una política de desregulación económica, que alentó en esos años la participación de la iniciativa privada y la desincorporación del Estado en la actividad económica; el proceso de apertura económica al exterior, particularmente el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en 1994, que permitió el dinamismo de la actividad maquiladora (cuadro No. 3.5). Lo anterior, dio como resultado la paulatina recuperación de la confianza en el país, que a su vez, propició tanto la llegada de inversión extranjera directa que fluyó de manera notable a los sectores financiero y manufacturero, como de portafolio, así como una leve repatriación de capitales. Sin duda la conjunción de esos factores alentó el mejor desempeño económico, que en años previos había sido magro, empero tales medidas no fueron acompañadas con políticas de cambio estructural.

El desempeño de la economía nacional se vio afectado por el denominado “error de diciembre” de 1994, que resultó en una de las crisis de liquidez más severas de este tiempo. Esta crisis fue originada por la inadecuada toma de decisiones ante los problemas estructurales acumulados en los años previos,³⁴ ello en un año en que se presentaron una serie de conflictos políticos nunca antes vistos en el país, como la aparición del EZLN, el asesinato del candidato a la presidencia y del

³² Se concertaron un conjunto de “Pactos”, principalmente entre 1988 y 1994, siendo el primero el “Pacto de Solidaridad Económica”.

³³ Este déficit fiscal no incluye la deuda contingente, como se explica más adelante.

³⁴ En la administración de Salinas se permitió la apreciación del peso y la amplia importación de bienes y servicios. Ello redundó en un fuerte incremento en el déficit en la cuenta corriente, que llegó a ubicarse en cerca de 30 mil millones de dólares, es decir cerca de 7% del PIB. A su vez, se permitió un desempeño desordenado del sector bancario, y un inadecuado manejo de la desincorporación de las empresas públicas, entre otros factores explicativos.

secretario general del partido gobernante Luis Donald Colosio y Francisco Ruiz Massieu.

En la segunda mitad de la década de los noventa, la actividad productiva se recuperó al crecer a más de 5% en promedio anual apoyada por un crecimiento en las exportaciones, las maquiladoras y un mejor desempeño del consumo, pese a que en 1998 la crisis asiática y la baja en los precios internacionales del petróleo incidieron negativamente sobre el comportamiento de los agentes económicos.

Entre el 2000 y el 2004, la actividad productiva en México registró un bajo crecimiento económico, situación que ha propiciado una pérdida de capacidad de la economía para generar empleos, estimular la inversión y fortalecer el ahorro nacional. A lo anterior, se añadió la agudización de los problemas estructurales, tales como la carencia de una política industrial que articule de manera óptima la estructura productiva o la falta de una reforma fiscal que disminuya la dependencia de los ingresos petroleros, entre muchos otros.

En general, la política económica instrumentada desde inicios de la década de los noventa a la fecha ha profundizado la atención para disminuir la inflación, mediante un equilibrio en las finanzas públicas y una política monetaria restrictiva (cuadro No. 3.5). Así a principios de los noventa, los precios mostraron un comportamiento descendente desde niveles de más de 25% a inicios de la década a 7% en 1994. No obstante, después de la crisis de diciembre de 1994 la inflación se disparó alcanzando 52% en el año siguiente. Afortunadamente en los años sucesivos ha mostrado un comportamiento descendente llegando a niveles debajo de 4% anual en el 2005, sobre todo por efecto de la agudización de la competencia en el mercado interno originada por la apertura económica a la que se ha sujetado el aparato productivo nacional.

En los noventa se gestaron acciones que indujeron condiciones de mercado en la economía, particularmente en lo relativo a la liberalización del sistema financiero, la venta de empresas estatales³⁵ y a orientar a la economía nacional a la competencia internacional con el consabido costo social que ello ha implicado. Una de las medidas adoptadas, incluso desde finales de los ochenta, fue la liberalización de las tasas de interés. Aún a pesar de que tendieron a disminuir en los primeros cuatro años de los noventa de 35% en 1990 a 14.1% en 1994, estas tuvieron un alza abrupta en 1995, para después mostrar una tendencia cíclica pero descendente hacia 1999, pues fueron empleadas como mecanismo de estímulo para fomentar el ahorro interno y evitar presiones sobre el mercado de cambios. A partir del año 2000, las tasas de interés han preservado ruta a la baja llegándose a ubicar en niveles mínimos históricos por abajo del 5% en el 2003 y luego repuntar

³⁵ Si bien existen algunas empresas privatizadas que operan con éxito, como Teléfonos de México, hay otro grupo de ellas que ha desaparecido, cambiado de dueños –de nacionales a extranjeros-, pero sobre todo, para continuar operando han tenido que ser rescatadas por el gobierno. La lección de lo anterior, es que no necesariamente la privatización de las empresas públicas puede significar su sustentabilidad, más bien es necesario encontrar esquemas conjuntos Estado-privados que permitan apoyar a las compañías privatizada y circunscribirlas en el contexto de una política industrial, muy necesaria para otras empresas privadas, o bien apoyar las empresas públicas para alentar su crecimiento sostenido.

en 2004. Banco de México ha estado empleando la política monetaria mediante operaciones de mercado abierto y el uso de “cortos monetarios” para inducir cambios en el nivel de tasas de interés.

En tanto, la política cambiaria de inicios de los noventa hasta el error de diciembre de 1994 fue de tipo de cambio controlado. A partir de esa fecha, la política cambiaria ha sido básicamente de libre flotación del peso, y aunque ha sido caracterizada por la sobrevaluación del peso en gran parte del período, también ha sido cierto que desde el año 2002 las autoridades monetarias nacionales indujeron una política cambiaria más acorde con los intereses de los exportadores nacionales.

Cuadro No. 3.5
PRINCIPALES VARIABLES ECONOMICAS EN MÉXICO, 1990-2004

	PIB Real (%)	INPC (% fin per.)	Tipo de Cambio Pesos/dólar*	Déficit en cta corriente/PIB (%)	Tasa desempleo (%)	Deuda Externa/PIB (%)
1990	5.2	29.9	2.9	-2.9	2.8	41.1
1991	4.2	18.8	3.1	-4.7	2.7	37.6
1992	3.5	11.9	3.1	-6.7	2.8	32.2
1993	1.9	8.0	3.1	-5.8	3.4	32.2
1994	4.5	7.1	5.3	-7.0	3.6	32.9
1995	-6.2	52.0	7.6	-0.5	6.3	57.7
1996	5.1	27.7	7.9	-0.7	5.5	47.0
1997	6.8	15.7	8.1	-1.9	3.7	37.1
1998	4.9	18.6	9.9	-3.8	3.2	38.0
1999	3.7	12.3	9.5	-2.9	2.5	34.6
2000	6.6	9.0	9.6	-3.1	2.2	25.6
2001	-0.3	4.4	9.1	-2.8	2.5	23.2
2002	0.7	5.7	10.3	1.1	2.7	21.6
2003	1.5	4.0	11.23	0.6	3.3	22.0
2004	4.5	5.2	11.26	0.3	3.8	20.7

Fuente: Elaboración con datos de Banxico e INEGI.

A su vez, el proceso de apertura económica fortaleció el intercambio comercial con el mundo, y particularmente con Estados Unidos con la firma del TLCAN. El total del comercio efectuado de México con el mundo paso de 82.3 MMd en 1990 a cerca de 386 MMd en el 2004. Este desempeño se llevó a cabo en un contexto en el que la balanza en cuenta corriente mostró comportamientos contrastantes. En efecto, a diferencia de lo acontecido en los primeros años de los noventa en el que llego a representar un déficit de hasta 6.7% del PIB, se ha ubicado en niveles razonables en los últimos ocho años –el nivel más alto de 1995 a la fecha se observó en 1998 con 3.8% del PIB-. La recuperación paulatina en la confianza en México derivada de la baja del riesgo país propició la afluencia de capitales del exterior en forma de inversión extranjera directa, misma que se complementó con

el creciente ingreso de las remesas de nacionales en el extranjero, y sobre todo en los años recientes con los favorables ingresos de divisas por las ventas internacionales de petróleo. Con lo anterior, se ha contribuido a evitar problemas de liquidez en el país y permitido el fortalecimiento del nivel de las reservas internacionales que al cierre del 2004 superaron los 60 MMd, pero además, reducir el peso de la deuda externa total que pasó de representar casi el 60% del PIB en 1995 a 20.7% en el 2004.

3.6.2 El Financiamiento de la Industria Petrolera Nacional, 1990-2004.

En el contexto de un desempeño económico contrastante y de los problemas estructurales de las finanzas públicas, a continuación se realizará el análisis del entorno financiero nacional en el que Pemex ha realizado sus operaciones de captación de recursos financieros entre 1990 y el año 2004, con el objeto de caracterizar su modelo de financiamiento empleado.

Es importante señalar, que el gobierno federal le asigna a Pemex los recursos financieros para su gasto corriente y de inversión. En efecto, cada año, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público sanciona el presupuesto anual de Pemex, así como su programa de financiamiento. A su vez, el Gobierno lo incorpora como parte de su proyecto presupuestal integral, mismo que es aprobado por el H. Congreso de la Unión cada año. Aprobado el presupuesto, Pemex tiene que financiarlo por medio del ingreso generado por sus operaciones y con sus actividades de financiamiento. Evidentemente, que el monto de recursos asignados en el presupuesto le permitirá contar con mayor capacidad de gasto, sin embargo su disponibilidad no se realiza a principios de año y en una sola exhibición, sino más bien se va ministrando a lo largo del ejercicio fiscal preponderantemente en función de los requerimientos financieros del Gobierno federal, y previa negociación con la SHCP,³⁶ que no necesariamente coinciden con los de Pemex. Pero además, ante la baja capacidad de gasto de inversión del Estado, los montos de recursos asignados han sido insuficientes para posibilitar un crecimiento sostenido de la empresa.

Como se apuntó en el capítulo anterior, después de la crisis de 1982 y hasta prácticamente 1987, la limitada capacidad financiera de Pemex, y de las finanzas públicas, impidió la realización de operaciones de captación de recursos empleando los mecanismos tradicionales de financiamiento. Ello obligó a Pemex a realizar principalmente operaciones de reestructuración, renegociación y renovación de deuda en los mercados financieros internacionales, misma que se llevo a cabo por lo general en condiciones más onerosas. Es en 1987 cuando Pemex recurre nuevamente a otro tipo de operaciones, básicamente empleando líneas de crédito, préstamos directos y en menor medida a través de operaciones

³⁶ Lo común es que los recursos asignados en el presupuesto anual, se suministren por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en función de los requerimientos de las entidades u organismos descentralizados a lo largo del año, tratando que exista una distribución del mismo en dicho periodo, siempre y cuando no existan contingencias que limiten la disponibilidad de recursos del gobierno Federal.

de arrendamiento, disminuyendo ligeramente el costo financiero del financiamiento obtenido. Sin embargo, Pemex no acudió a realizar emisiones públicas en el mercado de valores -el que por cierto fue sacudido por una caída notable en el nivel de precios de las acciones en ese 1987-.

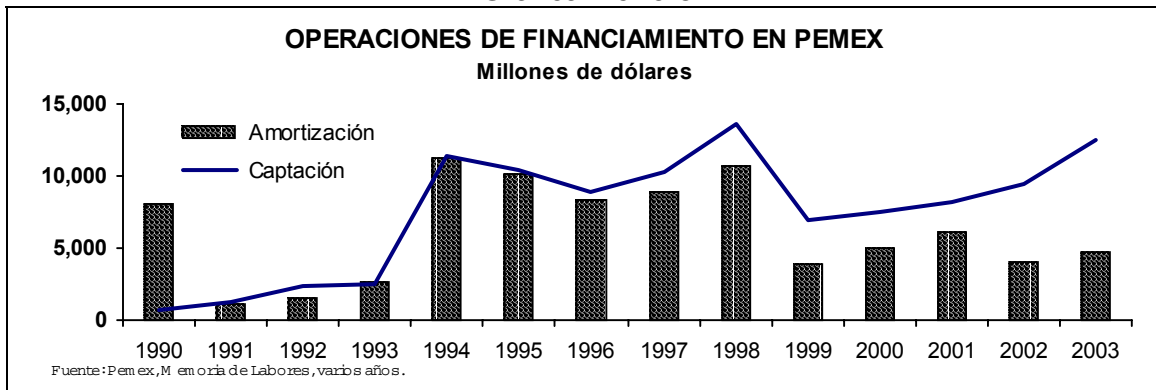
En 1988, año de elección presidencial, se gestaron las condiciones para ajustar la economía en el marco de los lineamientos planteados por el Fondo Monetario Internacional y se firmaron los denominados "Pactos" entre el gobierno, la iniciativa privada y los trabajadores. Pero ante las dificultades financieras del gobierno, que registró un déficit público de 11.8% del PIB, Pemex tuvo que recurrir a los mercados financieros internacionales a contratar montos mayores de deuda bancaria, pero manteniendo las líneas de crédito previamente negociadas. La posibilidad de captar recursos en el mercado financiero nacional, se mantuvo limitada, por la insuficiencia de ahorro interno y por la política monetaria instrumentada en esos años, basada en el uso de los coeficientes de liquidez.

A partir de 1989, la situación económica en el país mejoró paulatinamente, alentada por la instrumentación de medidas de mayor apertura económica y la promoción de un esquema de desregulación de las actividades en manos del Estado, mismas que fueron complementadas con la renegociación de la deuda pública externa en 1990. En ese 1989, Pemex retornó a captar mayores recursos en el mercado nacional a través de contrataciones de crédito en el sistema bancario nacional, año en el que esas instituciones se perfilaban para su privatización. Sin embargo, la principal fuente de sus recursos fue el mercado financiero internacional: líneas de crédito comprador y créditos bancarios internacionales. En efecto, las operaciones de financiamiento realizadas por Pemex en ese 1989 ya reflejaban la mejor perspectiva de la economía nacional. Después de muchos años de no hacerlo, la compañía realizó una serie de ofertas primarias de valores en el país de papel comercial; logró captar recursos del mercado japonés (a través del proyecto petrolero del Pacífico) y consiguió una sustitución de pasivos, no obstante el grueso de las operaciones de financiamiento continuó realizándolas en el mercado financiero internacional a través de las líneas de crédito y crédito comprador (ver Anexo D).

Uno de los beneficios de la citada renegociación de la deuda externa en 1990 fue cosechada parcialmente por Pemex. El gobierno federal llevó a cabo la capitalización de la deuda reestructurada que la petrolera estatal le debía, por un monto de 7,577 Md (gráfica No. 3.8). Sin embargo, dicha capitalización no fue definitiva, pues a pesar de que se aumentó el número de certificados de aportación en poder del Estado, se acordó como condición que Pemex pagara al Gobierno rendimientos mínimos garantizados equivalentes al servicio de la deuda que fue capitalizada parcialmente -es decir el monto del capital e intereses- hasta el año 2006. Dicha capitalización alivió la situación financiera de Pemex, pues no solo mejoró su apalancamiento, que se ubicó en 1990 en uno de los niveles más bajo de su historia, sino le disminuyó la carga financiera de la deuda al diferirla para años posteriores, aunque no la eliminó. Las operaciones de financiamiento,

involucraron nuevas emisiones de papel comercial en el mercado de valores nacional, pero lo más relevante fue que la empresa regresó a emitir bonos a los mercados financieros en Europa y Estados Unidos a plazos de cinco años y a llevar a cabo colocaciones privadas también en el mercado estadounidense, que no realizaba desde 1978.

Gráfica No. 3.8



La mejoría paulatina en la economía, se observó en el sistema financiero nacional desde principios de los noventa hasta antes de la crisis financiera de diciembre de 1994. Este proceso se realizó en el contexto de la desregulación económica, lo que incluyó la autonomía del Banco de México.³⁷ La recuperación de la confianza por los distintos agentes económicos tuvo como base los mayores espacios otorgados a la iniciativa privada, sobre todo la ligada al Gobierno, que se benefició con la privatización de las empresas públicas. Este ambiente de confianza fue apoyado por la política económica instrumentada, la citada renegociación de la deuda externa y la expectativa de continuar el proceso de apertura económica nacional. Una de las consecuencias de ese ambiente de confianza se reflejó en el mejor desempeño del ahorro financiero, que se fue fortaleciendo año con año hasta llegar a representar el 44.5% de Producto Interno Bruto en 1994, luego de ubicarse en niveles mínimos de 27.8% del PIB en 1988.

En particular, el éxito en la instrumentación de una política monetaria a partir de 1988 y las adecuaciones al marco legal en las actividades financieras en los años subsecuentes, propiciaron que poco a poco los intermediarios financieros asumieran una participación más activa en los mercados del crédito. Ello dio origen a una mayor intermediación de la banca y sentó las bases para impulsar el mercado del crédito. Lo anterior coexistía con una relativa disponibilidad de recursos en la economía, por efecto del saneamiento financiero del sector público que se fortaleció con los ingresos obtenidos por la venta de las empresas Paraestatales, la llegada de inversión extranjera, la paulatina repatriación de capitales y la menor carga financiera derivada del servicio de la deuda externa

³⁷ El gobierno promovió una nueva Ley del Banco de México, lo que otorgó a esta institución las facultades necesarias para regular el crecimiento de su crédito y así procurar la estabilidad de los precios. Con esta medida se formalizaba una "separación" entre los intereses del gobierno y del Banco Central.

pública. Con ello, la disponibilidad de recursos en la economía posibilitó la compra de las empresas públicas,³⁸ y en particular de los bancos por los particulares, quienes por cierto aceleraron las actividades de crédito sin evaluar el riesgo implícito de esas operaciones y buscando retornos elevados de sus inversiones en esas empresas intermediarias.³⁹

Las actividades del mercado de valores también fueron una fuente importante de recursos de financiamiento para las empresas. Se aceleraron las emisiones primarias en el mercado de capitales y en el de dinero, incluso algunas empresas mexicanas lograron realizar colocaciones en las bolsas de valores de otros países. El gobierno amplió la gama de valores emitidos, pues además de los Certificados de la Tesorería de la Federación, colocó un mayor volumen de otros instrumentos de cobertura (principalmente, los Ajustabonos y Tesobonos), así como los de mayor plazo (Bondes).

En suma, entre 1991 y parte de 1994, las condiciones para el financiamiento de Pemex en los mercados financieros nacional e internacional fueron, en general, favorables. En ese contexto, Pemex continuó la emisión primaria de bonos en el exterior, que combinó con colocaciones de papel comercial en Estados Unidos y emisiones de Eurobonos, así como con contrataciones directas con los bancos, básicamente para reemplazar las líneas de crédito de aceptaciones bancarias a fin de abatir el costo del financiamiento.

En ese periodo destacaron los siguientes eventos que beneficiaron a la Paraestatal: Se logró incrementar el plazo de vencimiento de la deuda, llegándose a colocar valores hasta 30 años; se instrumentó una nueva forma de financiamiento en Pemex denominada venta de derechos de cobro, consistente fundamentalmente en operaciones de bursatilización de las cuentas por cobrar, y se obtuvieron apoyos de los gobiernos de Estados Unidos, a través de un paquete de garantías del Eximbank para respaldar operaciones de financiamiento, y líneas de crédito del gobierno canadiense. En 1992 y 1993, también destacó la creciente relevancia de las operaciones de financiamiento que Pemex llevó a cabo en México, mismas que de montos marginales pasaron a representar el 18 y 15% de sus operaciones de financiamiento total. Tal era la aceptación de la empresa en los mercados financieros internacionales y nacionales que en 1993 la calificadora de valores Standard & Poor's le otorgó el grado de inversión a una de las emisiones de la Paraestatal, misma que fue reconfirmada el año siguiente por la calificadora de valores nipona Japan Rating Agency.⁴⁰

No obstante, ante los problemas económicos acumulados desde los primeros años de la década de los noventa, tales como el importante déficit en la cuenta corriente, la sobrevaluación de la moneda y los problemas políticos, el riesgo del

³⁸ Reacuérdesse las privatizaciones de Telmex, Bancos, Fertimex, entre otras.

³⁹ Para más información al respecto, consúltese: Romo R. Daniel, *La Banca Mexicana, 1989-2005*, Instituto Politécnico Nacional, México, 2002.

⁴⁰ Pemex, *Memoria de Labores, 1994*, página 63.

país se elevó de manera notable a fines de 1994. Los mercados financieros se vieron severamente afectados, propiciándose una importante fuga de capitales y la devaluación del peso.

Con la llegada de la crisis de diciembre de 1994, la disponibilidad de recursos para el financiamiento de las actividades económicas se redujo por efecto del elevado nivel de endeudamiento acumulado por las empresas y familias, así como del impacto derivado de la devaluación del peso frente al dólar. Los intermediarios financieros enfrentaron condiciones difíciles, que los llevo en los años posteriores, en unos casos a ser rescatadas por el FOBAPROA (después IPAB), y en otros a fusionarse e incluso a desaparecer.

Las autoridades impusieron un programa de ajuste económico, al tiempo que consiguieron apoyos financieros internacionales para abatir el problema de liquidez en la economía en el primer semestre de 1995.⁴¹ El programa de ajuste afectó la disponibilidad de recursos en el Sector Público, y en particular de Pemex. Uno de los principales factores que vivió la petrolera estatal fue la necesidad de incrementar la demanda de recursos financieros al exterior, como medida para paliar la carencia de recursos financieros en el Sector Público, aún a pesar de registrar un endeudamiento neto inferior a los 200 Md durante ese 1994. En efecto, la empresa realizó operaciones de captación de financiamiento por 11,458 Md y amortizaciones por 11,269 Md, es decir más de cuatro veces superior a las realizadas en el año previo. Como en los ochenta, la estrategia de renovaciones de deuda fue una de las principales estrategias de financiamiento empleadas por la compañía, así como la contratación de líneas de aceptaciones bancarias.

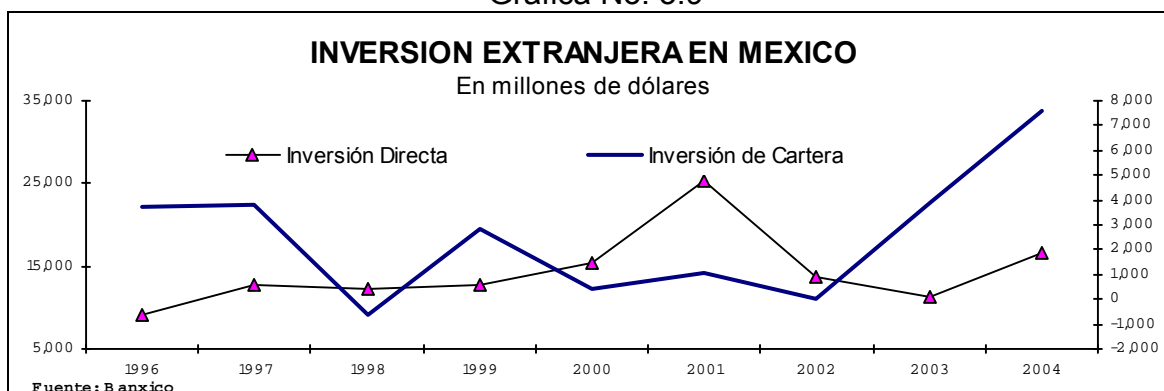
El proceso de recuperación del mercado financiero nacional desde 1995 fue complicado por los problemas de liquidez internacional y la endeble situación financiera de los distintos agentes económicos. El empleo adecuado de las políticas monetaria, cambiaria y fiscal en ese 1995, así como la administración de los plazos de pago de la deuda externa, la recuperación de los precios de petróleo de exportación y un prudente nivel de reservas internacionales acumulado, permitieron disminuir la vulnerabilidad de la economía y evitar una nueva crisis en el año siguiente.

A su vez en 1995, y más por mantener el proceso de apertura económica y desvinculación del Estado de las actividades productivas, se permitió la participación de los privados en el transporte, distribución, almacenamiento, exportación e importación de gas natural, dejando al sector público el monopolio de la producción y las ventas de primera mano. Con esa medida, el financiamiento de la industria petrolera en México quedó también en manos de los particulares.

⁴¹ Las operaciones derivadas del Paquete de Apoyo Financiero otorgado a México por organismos internacionales (Fondo Monetario Internacional, BID y Banco Mundial) y por las autoridades financieras de los Estados Unidos y Canadá sumaron una cifra de alrededor de 50 mil millones de dólares.

Entre 1996 y el 2004, el Sector Público logró mantener disciplina en su política fiscal, lo cual contribuyó a eliminar presiones sobre los precios y otorgaron un mayor margen de maniobra a las finanzas públicas.⁴² Se exceptuó el año de 1998, en donde la fuerte caída en los precios internacionales del petróleo implicó una disminución de los ingresos obtenidos a través de PEMEX, y el consiguiente ajuste en el gasto público. No obstante, que los indicadores reportados por el gobierno denotaban una sana situación financiera, la realidad de las cosas era que el Estado estaba incrementando notablemente sus compromisos financieros, debido a los rescates bancarios, carreteros y otros conceptos que no contemplaba en sus indicadores de desempeño, esto es, se estaba agudizándose la problemática de la Deuda Contingente.

Gráfica No. 3.9



De la misma forma, entre 1996 y el 2004 el sistema financiero nacional estuvo enmarcado por una política monetaria orientada a abatir la inflación mediante una política restrictiva, a través del control de los límites al crédito interno neto de Banco de México, la aplicación de “cortos” y de operaciones de mercado abierto. Así, la principal fuente de crecimiento de la base monetaria fue la acumulación de los activos internacionales, tanto por emisiones de deuda, como de créditos de instituciones financieras en los mercados internacionales, pero sobre todo de la llegada de la inversión extranjera, principalmente de la directa (gráfica No. 3.9). De esa manera, el ahorro financiero se fortaleció al incrementarse de 28% a 48.6% con relación al PIB de 1995 al 2004, siendo los principales factores de apoyo: el incremento en la captación de la banca, la colocación de valores gubernamentales y la paulatina emisión primaria de títulos de renta fija de empresas privadas en los mercados financieros los factores que determinaron este comportamiento.

A pesar del aumento del ahorro financiero, no se gestó un proceso de crecimiento del crédito. El sistema financiero nacional vivió un proceso de saneamiento financiero en el que los inversionistas internacionales fueron adquiriendo la

⁴² Dentro de este tipo de operaciones, destaca la amortización anticipada en agosto de 1996 de 7 mil millones de dólares al Departamento del Tesoro de los Estados Unidos, deuda que formaba parte del Paquete de Apoyo Financiero otorgado al gobierno federal durante 1995. De hecho el gobierno federal adelantó el pago por la totalidad del adeudo remanente que se tenía entonces con el Tesoro de los Estados Unidos en 1996.

propiedad accionaria de esas instituciones, algunas de las cuales fueron fusionadas y otras desaparecidas. Ello limitó notablemente la capacidad de otorgamiento de financiamiento en la economía nacional, y primordialmente la de los bancos (cuadro No. 3.6) hasta el 2004. De hecho, la fragilidad financiera de la banca dio como resultado que el nivel del financiamiento total otorgado a las empresas y familias por el sector no bancario se elevara y el del sector bancario disminuyera su participación y su volumen. En su lugar, el financiamiento a las unidades económicas tuvo como base el apoyo de los non Banks, el endeudamiento externo y otras formas de financiamiento como los proveedores.⁴³ Pero aún a pesar de haber logrado un nivel adecuado de capitalización desde el 2002, las instituciones bancarias han participado parcialmente en el mercado de crédito, pues el grueso de su captación lo han canalizado a financiar la deuda interna pública o a operar como ahorrador institucional en el mercado de valores en lugar de dirigirlo a la actividad productiva.

Así, entre 1996 y el 2004, las condiciones de otorgamiento de crédito a la economía nacional se vieron limitadas, por lo que la alternativa de búsqueda de recursos para Pemex se centró en los mercados financieros internacionales, lo que fue respaldado en gran medida la política del gobierno federal en materia de deuda externa. En efecto, su saldo como porcentaje del PIB se mantuvo estable en esos años, con la ventaja de que se ampliaron sus plazos de vencimiento y reducido su costo, lo cual ha generado una mejor perspectiva de liquidez del país, y por supuesto, de los emisores estatales como Pemex.⁴⁴

En este contexto, el presupuesto asignado en materia de inversión a Pemex en 1996 fue de los más elevados en los doce años previos. Sin embargo, la dificultad financiera del Sector Público obligó a la Paraestatal a realizar operaciones de captación de financiamiento por cerca de 9,000 Md, pese a lograr un desendeudamiento neto de 579 Md. Pero la base de dicho endeudamiento continuó siendo, más aún por la situación financiera interna, los mercados financieros internacionales, y en particular las renovaciones de las líneas de papel comercial, líneas al comercio exterior, aceptaciones bancarias y créditos revolventes, que constituyeron el 60% de la captación bruta de recursos. El resto correspondió a operaciones nuevas, básicamente del mismo perfil.

Debe advertirse, que entre 1993 y 1996, la demanda de recursos de financiamiento de Pemex tuvo como característica moderados endeudamientos netos (gráfica No. 3.10), principalmente por la disponibilidad de los recursos presupuestales canalizados por el Estado y los compromisos previamente adquiridos por la empresa.

⁴³ A partir de la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, la contratación de deuda externa por parte del sector privado no bancario ha sido ascendente.

⁴⁴ Durante la década de los 90's, la deuda pública externa de largo plazo promedió 95.4% del total de la deuda externa bruta, mientras que el restante 4.6% constituyó deuda de corto plazo. En general, la estructura de la deuda se mantuvo bastante estable durante todo este periodo.

Cuadro No. 3.6
CAPACIDAD DE FINANCIAMIENTO TOTAL EN LA ECONOMIA
 Cifras en miles de millones de pesos de dic. 2004

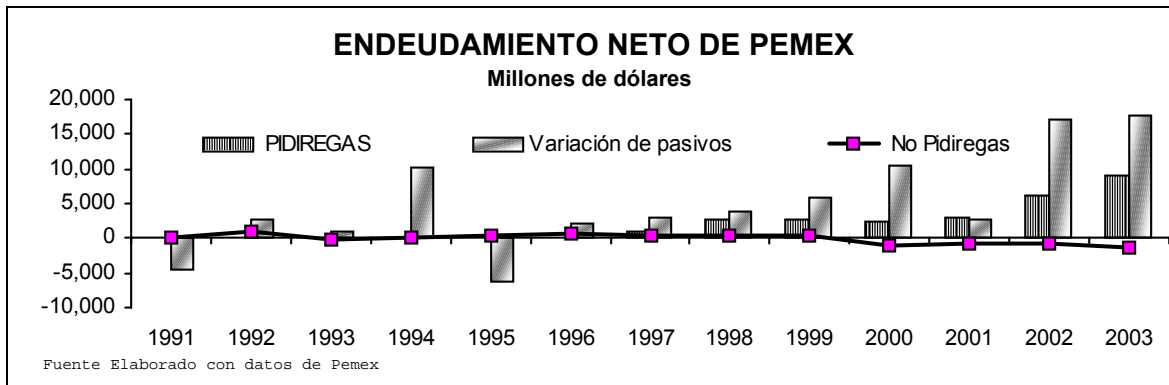
AÑO	BANCARIO		NO BANCARIO		FINANCIAMIENTO TOTAL		
	Monto	Variación	Monto	Variación	Monto	Variación	%/PIB
1994	2,426	N . D.	1,480	N . D.	3,906	N . D.	69.3%
1995	2,296	-5.4%	1,509	1.9%	3,804	-2.6%	70.5%
1996	1,910	-16.8%	1,175	-22.1%	3,085	-18.9%	55.9%
1997	1,624	-15.0%	1,123	-4.4%	2,747	-10.9%	47.8%
1998	1,447	-10.9%	1,360	21.1%	2,806	2.1%	46.7%
1999	1,195	-17.4%	1,190	-12.5%	2,385	-15.0%	38.7%
2000	1,013	-15.3%	1,377	15.7%	2,389	0.2%	35.6%
2001	874	-13.7%	1,338	-2.8%	2,212	-7.4%	33.1%
2002	864	-1.1%	1,307	-2.3%	2,172	-1.8%	31.7%
2003	813	-5.9%	1,431	9.5%	2,244	3.3%	31.1%
2004	876	7.7%	1,572	9.9%	2,448	9.1%	32.1%

N.D. No disponible

Fuente: Elaboración propia con datos de Banco de México

En 1997, el presupuesto de inversión de Pemex aumentó en términos reales. Pero además fue apuntalado con la introducción de los Pidiregas, creados como un mecanismo para financiar y desarrollar obra pública. La filosofía básica de los Pidiregas es la de promover la realización de esquemas de proyectos de infraestructura que pudieran ser financiados a partir de los recursos generados por la comercialización de los bienes y servicios obtenidos de los propios proyectos.⁴⁵

Gráfica No. 3.10



En ese 1997, Pemex tuvo que recurrir a los mercados financieros internacionales a captar los recursos necesarios, mismos que sumaron más de 10,000 Md sin modificar la base de sus fuentes de financiamiento de años anteriores, aunque incursionando con mayor fuerza en la emisión primaria de bonos bancarios. Lo peculiar de parte de esas emisiones fue que se realizaron a largo plazo (10 y 30

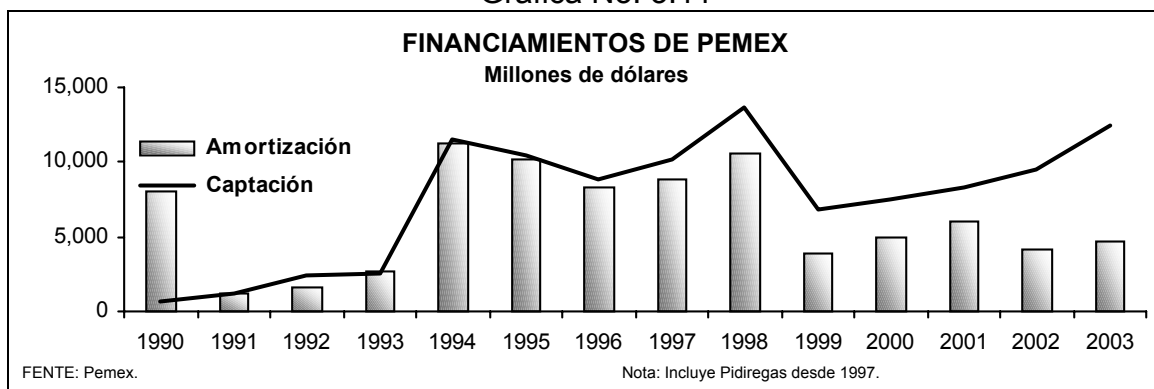
⁴⁵ Un análisis más amplio se desarrollará en el capítulo siguiente de esta investigación. (V.4. Fuentes de financiamiento de Pemex).

años), obteniéndose buenos resultados en términos del monto colocado, no así del costo de la emisión si se compara con la de otras empresas petroleras de países desarrollados por el riesgo país implícito en la calificación de la deuda, que fue de BB+ (Fitch y Standard & Poor's) y Baa3 (Moody's).

Con la crisis asiática, la tendencia descendente de los precios internacionales del petróleo entre 1998 y parte de 1999, los mercados financieros internacionales se vieron afectados, por lo que la petrolera estatal mexicana tuvo que recurrir de nueva cuenta a líneas de crédito al comercio exterior y a los créditos bancarios como base de su financiamiento. Sin embargo, a principios de 1999, Pemex volvió a emitir, a través del Pemex Finance Ltd, un programa de notas respaldadas por ventas futuras de petróleo por un monto 1,500 Md en los mercados financieros internacionales.⁴⁶ Además, hacia el segundo semestre de ese mismo año, la compañía colocó bonos bancarios y papel comercial y sentó las bases para instrumentar una estrategia de diversificación de sus emisiones, en un contexto de crecimiento en los precios internacionales del petróleo.

Cabe señalar que en 1998, la solicitud de recursos para financiar las operaciones de Pemex nuevamente se elevó a 12,650 Md, en virtud de los problemas financieros que registraron las finanzas públicas ante la pérdida de la captación de los ingresos petroleros, pero además de los montos atraídos en el marco del esquema Pidiregas, que representaron cerca del 14% del total (gráfica No. 3.11).

Gráfica No. 3.11



Hacia el año 2000, en un entorno contrastante de crecimiento económico nacional e internacional y de nerviosismo ante las alzas en las tasas de interés en Estados Unidos, Pemex continuó diversificando sus fuentes de financiamiento de deuda en los mercados internacionales. En ese año electoral, la empresa buscó recursos para financiar sus actividades empleando más instrumentos, con el propósito de

⁴⁶ Uno de los mecanismos empleados por Pemex para captar recursos desde finales de diciembre de 1998 ha sido a través del Pemex Finance Ltd. La operación de esta empresa consiste en adquirir ciertas cuentas por cobrar existentes de PMI para petróleo crudo, así como ciertas cuentas por cobrar que PMI generaría en el futuro relacionado con petróleo crudo, con los recursos colocados en instrumentos de deuda en los mercados internacionales. Al cierre del 2002 el monto de recursos captado a través de dicho esquema sumó 4,200 mmd. Véase, Pemex, Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles, México, Octubre del 2003, página 137.

alcanzar un adecuado perfil de amortizaciones y flexibilidad de plazos, de los cuales sólo menos de un diez por ciento fue a través de emisiones de bonos en Europa y Estados Unidos.⁴⁷ Una situación similar aconteció en el año 2001, sin embargo, una característica de esos años fue que la contratación de deuda para el esquema Pidiregas continuó creciendo. De hecho, entre 1998 y el año 2001, la parte de los recursos captados para financiar proyectos Pidiregas sumaron más de 11,000 Md.

Pero en el 2002, el gobierno de Fox decidió fortalecer la inversión en Pemex derivada del esquema Pidiregas, manteniendo prácticamente sin cambio los montos asignados bajo el esquema de la inversión presupuestal. Este cambio buscó duplicar los recursos canalizados a la creación de infraestructura en el sector hidrocarburos, por lo que se tuvo que recurrir a contratar adicionales recursos de financiamiento en los mercados internacionales en ese y los años subsecuentes (2003 y 2004).

Debe advertirse, que Pemex consigue una mejor calificación como emisor de deuda en el año 2001, lo cual reforzó su política de disminuir el costo de su fondeo, aprovechando las bajas tasas de interés y los altos precios internacionales del petróleo, pero sobre todo le permitió incrementar la vida media de la deuda documentada, evitar riesgos –los costosos– refinanciamientos de deuda, disminuir el costo de la contratación, incrementando los pasivos contratados a tasa fija,⁴⁸ y particularmente, consolidar la diversificación de las fuentes de financiamiento con el propósito de reducir su riesgo por concentración en pocos mercados y propiciar una dispersión de sus pasivos entre más inversionistas. De hecho, y después de varios años de operar marginalmente en México, en el 2003 la empresa diseñó un programa de financiamiento en el mercado doméstico, a través de la emisión de Certificados Bursátiles emitidos por el Fideicomiso Maestro F/163 establecido en BankBoston, S.A. y con la garantía de Petróleos Mexicanos para el financiamiento de los proyectos Pidiregas por un monto total de 20 mil millones de pesos.⁴⁹

Las operaciones de financiamiento entre el 2002 y el 2004 han estado sujetas a distintas circunstancias que han sido bien sorteadas por Pemex, toda vez que en el grueso de las operaciones de deuda la empresa no ha visto incrementado la percepción de mayor riesgo por parte de sus acreedores. En efecto, en septiembre del 2002, la Securities and Exchange Commission (SEC) de EU demandó un ajuste de parámetros para esquemas de inversión y la inclusión de diversos costos,⁵⁰ lo

⁴⁷ De acuerdo a la Memoria de Labores del 2000, Pemex contrató una amplia gama de operaciones de financiamiento (Líneas al Comercio Exterior, créditos comprador, créditos directos (a tasas variables y a corto plazo), papel comercial, aceptaciones bancarias, crédito a la exportación y emisión de bonos).

⁴⁸ Para el 31 de diciembre de 2003, la proporción de deuda a tasa variable fue de aproximadamente el 44% del total. Pemex, Prospecto de Colocación de CPO's –actualización a diciembre 2003. http://www.pemex.com/files/content/ra_031231.pdf.

⁴⁹ Pemex tuvo una buena aceptación de esa colocación "... recibió posturas de inversionistas por un monto de 40 mil millones de pesos en su programa de colocación de certificados bursátiles, lo cual representó casi tres veces más que el monto anunciado de 15 mil millones de pesos..." El Universal online Ciudad de México, Miércoles 24 de marzo de 2004.

⁵⁰ "Petróleos Mexicanos ajustará el cálculo de reservas probadas de petróleo y gas natural, para apegarse a los lineamientos de Securities and Exchange Commission (SEC), y poder colocar sus bonos entre inversionistas de Estados Unidos. En el caso de petróleo se reducirán de 25 mil millones de barriles, calculados con el esquema de Society Petroleum

cual afectó la información financiera desde el año 2000 incrementando sus pérdidas, pero sin cambio en la calificación asignada a sus emisiones de deuda. Pues al contrario, desde las emisiones de ese 2002, dichas calificaciones de la deuda aumentaron a BBB- (Fitch y Standard & Poor's) y Baa1 (Moody's) en comparación a las registradas en diciembre del 2001, tal como se apuntó en los párrafos anteriores.

Asimismo, la búsqueda de recursos financieros se ha enfrentado al creciente endeudamiento de Pemex, que ha llevado a que en el 2004, de cada peso de activo la empresa reporte un pasivo de 0.943 centavos, también sin afectar su calificación de emisor de deuda, y aún cuando los planes de inversión futura son agresivos.⁵¹

Además, el grueso de los recursos que debe captar la Paraestatal debe realizarse en los mercados internacionales, lo cual implica enfrentar a diferentes proveedores de recursos, emisión de distintos instrumentos y tipo de moneda captada, así como propiciar plazos de pago adecuados la empresa. Factores, que si bien dispersan el riesgo entre los "stakeholders" que apuestan sus recursos en la compañía, deben contextualizarse en el marco de la operación en un país en desarrollo, como es el caso de México y de un mercado petrolero internacional con precios volátiles.

Se han planteado algunas alternativas de financiamiento para impulsar la industria petrolera nacional, y en particular a Pemex. Entre estas destacan la posibilidad de canalizar los fondos del Sistema para Ahorro el Retiro que administran las Sociedades de Inversión de las 13 Afores existentes en el país (Siefores)⁵² y llegan a representar el 11.3% de Producto Interno Bruto (PIB) al cierre del 2004. Sin embargo, esta alternativa sólo tiene la posibilidad de asegurar fondos en calidad de préstamo a Pemex, es decir como deuda de la compañía, lo cual sin duda está sucediendo dado que la Paraestatal ofrece valores en el mercado mexicano e internacional en donde las Siefores tienen permitido adquirir los citados activos financieros de Pemex. Otra alternativa podría ser mediante la participación el capital accionario de la Paraestatal, lo cual está prohibido por la Ley.

Engineers y World Petroleum Congress, a 18 mil millones, 28 por ciento, menos..." Véase, El Financiero, "Cambio de criterios para medir reservas de gas y petróleo harían bajar stocks", Martes, 10 de septiembre de 2002.

⁵¹ Más información al respecto se analizará en el capítulo V.

⁵² El monto de recursos que administran dichos fondos de inversión ascendió al cierre de junio del 2004 a 423.5 mil millones de pesos (37.2 mil millones de dólares) y llevan el registro de 232.3 mil millones de pesos (20.4 mil millones de dólares) de las subcuentas de vivienda Véase el Periódico el Universal el día 22 de julio del 2004.

Conclusiones

Se ha mostrado que la acumulación del capital en la industria petrolera nacional en sus orígenes estuvo ligada a las facilidades que el Estado ofreció a los inversionistas privados para desarrollar sus operaciones. En etapas primitivas, el financiamiento de los trabajos en la industria tuvo como base los fondos propios y préstamos bancarios. En la medida que se fue encontrando petróleo -y exportando hacia los Estados Unidos, principalmente-, se generó un importante flujo de efectivo y utilidades que apoyaron a las empresas privadas a incrementar sus operaciones, ello a pesar de que el país se batía en una guerra civil interna.

Con la instrumentación de adicionales impuestos para acaparar una mayor proporción de la renta petrolera y los cambios constitucionales de 1917, se estrecharon atrás las ventajas otorgadas a las petroleras privadas. Ello desincentivó sus trabajos desde los inicios de los años veinte del siglo pasado y limitó su crecimiento, pero los mecanismos de financiamiento se preservaron, por la rentabilidad de las operaciones realizadas.

El Estado Mexicano trató de involucrarse en la industria petrolera impulsando empresas propias con el fin de asegurar el abasto interno y participar directamente de la apropiación de la renta petrolera desde 1295. En general, la incapacidad financiera del Estado impidió la capitalización de dichas compañías hasta prácticamente la nacionalización de la industria, que fue soportada con recursos del Gobierno y endeudamiento con las compañías afectadas. Evidentemente, lo anterior y el bloqueo a la industria petrolera recién estatizada, limitó la canalización de recursos financieros a Pemex, quien tuvo como base de financiamiento los recursos propios generados por la venta de sus productos al mercado interno, capitalizaciones aisladas del gobierno y niveles bajos de endeudamiento hasta inicios de los setenta.

Después se gestó el “Boom” petrolero ante el descubrimiento de importantes reservas de petróleo el sureste del país. El desarrollo de la industria en esos años fue básicamente financiado con la contratación de deuda pública, sobretodo del exterior. En ese periodo se desarrolló ampliamente la infraestructura de Pemex en condiciones de precios internacionales de petróleo elevados. Se aprovechó la disponibilidad de reservas descubiertas y se logró obtener notables incrementos en la producción de petróleo, así como la implementación de una plataforma de exportación que se ha mantenido ligeramente al alza a la fecha. No obstante, inadecuadas políticas económicas, la baja de los precios internacionales del petróleo y las dificultades económicas mundiales derivaron en una crisis de liquidez nacional en 1982, lo cual se conjugó con el empleo de estrategias poco efectivas de manejo de Pemex y un manejo ineficiente de los recursos asignados. Ello fincó un precedente sobre el desarrollo posterior de la empresa, llegándose a ligar su desempeño al de las finanzas del Estado que por esos años padecieron notables problemas financieros.

De 1982 a 1987, el financiamiento de Pemex se centró en los limitados recursos aportados por el gobierno, así como a una serie de operaciones de refinanciamiento y reestructuraciones realizadas por la empresa, que fueron complementadas con aisladas transacciones de endeudamiento internacional. A partir de 1988, el gobierno logró destinar un mayor presupuesto a la empresa, que en condiciones de recuperación económica, complementó su demanda de fondos con adicional endeudamiento.

Entrados la década de los noventa, México pudo sortear parcialmente sus problemas estructurales acumulados enfocándose a disminuir el desequilibrio en las finanzas públicas, ajustando su gasto público y realizando la renegociación de la deuda externa. No obstante, se preservaron algunas medidas de política económica y decisiones políticas que originaron la conservación de los desequilibrios en el sector externo y una severa crisis de liquidez a finales del año 1994 y parte de 1995.

Pemex se reestructuró organizacionalmente durante los primeros años de los noventa, pero siguió padeciendo de la carencia de recursos financieros en el marco de la consecución de una política fiscal equilibrada. Además, a partir de 1994, el régimen fiscal de “transición” impuesto a la Paraestatal, estableció condiciones más gravosas para la empresa que le limitaban la disponibilidad de sus recursos.

En ese escenario, la Paraestatal, que se había beneficiado financieramente de la citada reestructuración de la deuda pública externa, contó con recursos presupuestales limitados, pero pudo acceder a mejores condiciones y una mayor diversificación en la contratación de su deuda que le autorizaba el Estado.

Los efectos de la crisis económica nacional de diciembre de 1994 los recibieron en mayor medida las finanzas del sector público. Casos como los rescates bancario y carretero, así como la consecución de una política fiscal equilibrada, conllevaron a un bajo crecimiento del gasto público, pero principalmente del ligado a las actividades de inversión pública desde esos años noventa. Por lo anterior, el Estado adoptó el uso del esquema Pidiregas en el sector energía a fin de coadyuvar a impulsar la formación de capital en la generación de energía eléctrica y en el sector hidrocarburos, y por supuesto en Pemex.

A pesar de la recuperación de los precios internacionales del petróleo desde el 2000, la orientación de la política fiscal ha sido de preservar su equilibrio, por lo que la base del crecimiento de infraestructura de la Paraestatal se constituyó en el uso de los Pidiregas. Ello ha originado la canalización de menores recursos presupuestales a Pemex y un creciente empleo de endeudamiento a través del esquema Pidiregas, que ha llevado a la empresa a una situación financiera endeble.

En la medida en que la deuda siga siendo el eje de apoyo del desarrollo de la empresa y que no exista una disposición de Estado a otorgar mayores recursos a la Paraestatal, sobre todo en el caso de la existencia de excedentes petroleros, el deterioro financiero se preservará, y el modelo de financiamiento adoptado tenderá a limitar el desarrollo de la empresa petrolera estratégica más importante de este país.

En suma, los principales elementos encontrados en el análisis apuntan a que la industria petrolera nacional ha sido fundamental para México, pues ha contribuido desde distintos aspectos al desarrollo nacional y ha sido vital en el abasto energético de Estados Unidos desde los ochenta. De manera particular, desde su nacionalización Pemex ha sido el vehículo mediante el cual el Gobierno ha promovido sus apoyos a la industria y contribuido a superar las crisis económicas y apoyar el desarrollo económico, no obstante después de 1982 su avance se ligó al desempeño de las finanzas públicas y al manejo de la política económica. Ello trajo consigo la insuficiencia de recursos financieros para la inversión en la paraestatal y la necesidad de adoptar una estrategia de financiamiento basada en el endeudamiento denominada Pidiregas, que aunque se reconoce inmediatamente en el balance en la empresa, se registra como pasivo contingente para el gobierno mexicano.

CAPITULO 4. CONSIDERACIONES SOBRE EL FINANCIAMIENTO E INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL.

En el capítulo anterior, se estudio el marco general de la problemática enfrentada por la industria petrolera, y por Pemex en las décadas de los ochenta y noventa. En este capítulo, se ampliará el análisis sobre el rol de la política fiscal y su grado de maniobra sobre el presupuesto de la paraestatal. En particular, se estudian los problemas estructurales enfrentados en materia de finanzas públicas a fin de evaluar su margen de maniobra hacia el desarrollo de actividades productivas, como el gasto de inversión en Pemex. Ello con el objeto de ilustrar los factores que como parte del sector público inciden sobre el crecimiento de la paraestatal.

Asimismo, se hace una evaluación de los recursos empleados en Pemex en materia de inversión con el objeto de evaluar su desempeño, dimensionar los efectos de la limitada canalización de recursos por parte del Estado e identificar el impacto que la adopción de los Pidiregas ha tenido. Con ello, se ilustrará lo contrastante del apoyo gubernamental a la inversión productiva en la industria petrolera, así como las deficiencias gestadas en algunas actividades como la exploración, refinación y petroquímica.

Del mismo modo, se estudian las fuentes de financiamiento empleados por Pemex, dado el margen de maniobra que el presupuesto público le proporciona, con el fin de obtener conclusiones sobre su desempeño, características y estructura.

Finalmente, se contextualiza el papel de las empresas privadas en la industria petrolera nacional y los principales mecanismos de financiamiento empleados.

4.1 La política fiscal y su grado de maniobra sobre el presupuesto de Pemex.

México, como la gran mayoría de naciones en vías en desarrollo, es un país con déficit de ahorro interno, situación que redundando en la búsqueda de recursos en los mercados internacionales para incrementar su capacidad de inversión.

Durante mediados de los setenta el gobierno mexicano fue un importante captador de deuda, lo que permitió el contar con recursos para financiar el crecimiento económico registrado en esos años. En los ochenta, el endeudamiento gubernamental se enfocó a paliar los problemas de liquidez derivados de las crisis de 1982 y 1986.

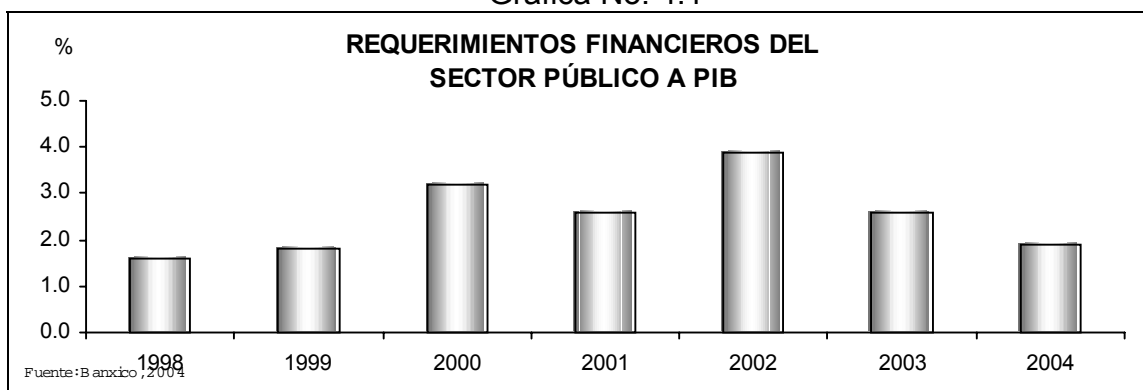
Sin embargo, desde inicios de los noventa el gobierno modificó su estrategia de endeudamiento, pues en lugar de contratar recursos en los mercados financieros internacionales se ha enfocado a obtenerlos en mayor medida en el mercado financiero interno. Esta situación se ha llevado a cabo en el marco de la

instrumentación de una supuesta política fiscal equilibrada, pues no considera el nivel de la deuda contingente asociada a los vicios acumulados en los sistemas de pensión públicos, pero sobre todo por los rescates bancarios y de los proyectos carreteros propiciados por las ineficientes administraciones de los inversionistas privados.¹

Los compromisos de deuda adquiridos en el pasado, más los originados por los programas de rescate del capital privado (FICORCA, FOBABROA –ahora IPAB-, rescate carretero, entre otros), así como las pasivos laborales creados en el tiempo, han estado compitiendo con la atención de las demandas sociales, pues es prioritario pagar estas deudas adquiridas para contar con la credibilidad en los mercados de deuda nacional e internacional (gráfica No. 4.1).²

El manejo equilibrado en las finanzas públicas se ha ejecutado en un contexto de la redefinición del rol del Estado en la economía, particularmente en su relación con la actividad productiva que en años anteriores a 1990 realizaba. En efecto, al optar por desincorporar sus empresas, el Estado Mexicano se ha enfocado a realizar funciones de gobierno y mantener las condiciones de estabilidad política y social. En particular, ha dado prioridad a la canalización de recursos financieros para atender los problemas de seguridad, salud y educación.

Gráfica No. 4.1



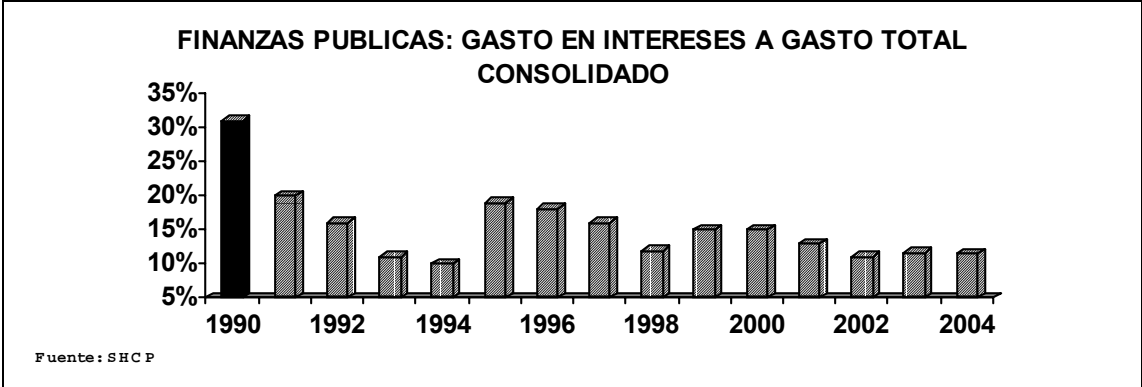
Aunque la tendencia del gasto en intereses ha disminuido en general en los noventa –sobre todo respecto a los ochenta-, en virtud de la baja en las tasas de interés (gráfica No. 4.2), es claro que el crecimiento de la deuda pública interna, los compromisos de los pasivos externos y la denominada deuda contingente son elementos que han tenido influencia en la disponibilidad de recursos públicos.

¹ La deuda contingente o Requerimientos Financieros del Sector Público, agrupa a la deuda pública presupuestaria, a los recursos para financiar a los sectores privado y social, a los requerimientos financieros del Instituto de Protección al Ahorro Bancario (IPAB), a los proyectos de inversión pública financiada por el sector privado (Pidiregas), los requerimientos del Fideicomiso de Apoyo para el Rescate de Autopistas Concesionadas (FARAC) y los Programas de Apoyo a Deudores.

² “El principal es la deuda contingente derivada de los pasivos de Pemex, Pidiregas, estados, pensiones y rescates bancario y carretero, que son una bomba de tiempo, pues conservadoramente representan 50 por ciento del PIB.”, periódico el Financiero, “Deuda Contingente, bomba de Tiempo”, 10 de junio del 2004.

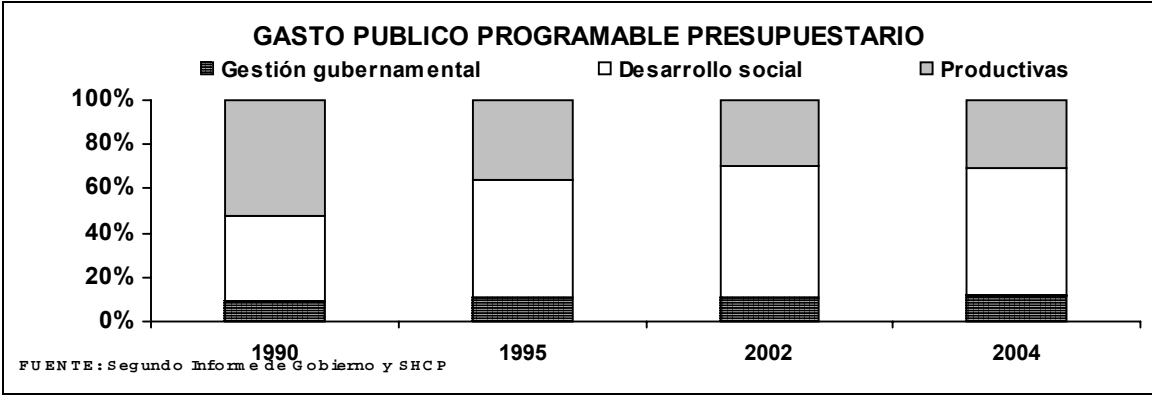
Empero, atender las demandas sociales y mantener la estabilidad del sistema financiero pagando puntualmente sus compromisos de deuda es sólo una parte de las actividades que el Estado mexicano debe realizar, pues también tiene que alentar el desarrollo de todas y cada una de las actividades en las que aún participa (banca, sector energético, aviación, etcétera.), por lo cual requiere contar con los recursos financieros suficientes y que le han obligado a modificar la conformación de su gasto.

Gráfica No. 4.2



De esta manera, el Estado ha registrado un cambio en la estructura de su gasto público presupuestario, puesto que le ha otorgado mayor importancia en los años recientes al gasto social y de gestión gubernamental que al destinado a la actividad productiva. Así, en 1990 el gasto presupuestario destinado a actividades sociales representó el 38.2% del gasto total presupuestario pasando a 60.1% en el 2002 y 57.9% en el 2004. Mientras el dirigido a las actividades productivas (inversión) disminuyó su contribución del 52.3% a 26.6% y 30.7% en 1990, 2002 y 2004, respectivamente. Por su lado, el gasto para gestión gubernamental ha pasado de 9.4% a 11.1% y 11.5% (gráfica No. 4.3).

Gráfica No. 4.3

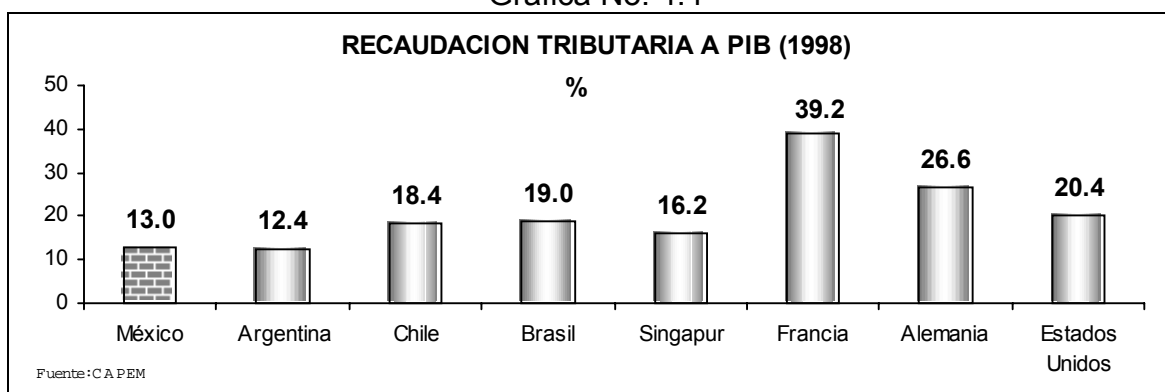


La política fiscal ha sido fundamental en la determinación de la política de gasto. Ello es así porque al reducirse el déficit público, el mecanismo de estímulo para incrementar el gasto público únicamente se produce con el aumento de los ingresos públicos.

Pero el gobierno se enfrenta a una serie de vicios acumulados que obstaculizan su capacidad de captación de ingresos. En efecto, la incapacidad del Estado por cambiar estructuralmente su recaudación es uno de los problemas a superar en la economía nacional.

En comparación con otras naciones del mundo, México presentó en 1998 uno de los más bajos niveles de recaudación tributaria con relación al PIB (gráfica No. 4.4). A excepción de Argentina, países como Brasil, Chile y Singapur son más eficientes recaudando impuestos. El reto entonces es alcanzar no sólo los niveles de éstos países, sino el de los desarrollados, para contar con mayor capacidad de gasto público.

Gráfica No. 4.4



Además de la baja eficiencia recaudatoria, el esquema fiscal vigente está sustentado en las contribuciones de Pemex al gobierno federal, que han variado desde un promedio de 25.6% en los primeros cuatro años de la década de los noventa a 36.1% en el 2004. Dichas contribuciones de Pemex al erario público, a su vez, se ven afectadas por la volatilidad de los precios internacionales de petróleo, como se describirá en el capítulo 5.

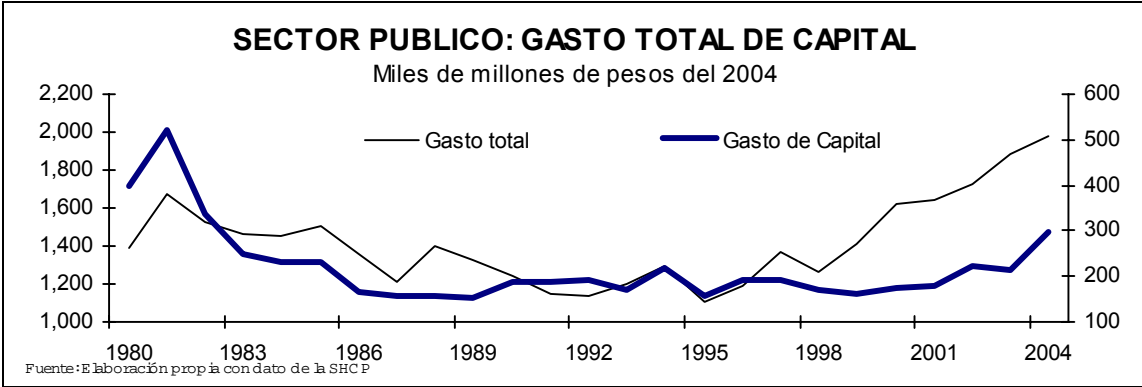
Los esfuerzos realizados por el gobierno federal para propiciar una reforma estructural al régimen fiscal han sido magros, y se han dirigido a paliar algunas situaciones contingentes, como pasó con el aumento del Impuesto al Valor Agregado en 1995. En el 2001 el H. Congreso de la Unión mexicano aprobó un nuevo marco tributario que buscaba aumentar los ingresos del sector público en alrededor de 61 MMp. Aunque, se manifestaron algunos cambios en el beneficio parcial en la recaudación gubernamental, de ninguna manera se trató de una reforma fiscal integral que impactara notablemente sobre el aumento de los ingresos públicos, pues no se llevó a cabo una agresiva recaudación en el sector

informal de la economía, ni se realizó un esfuerzo eficiente por captar recursos de actividades en donde existen prácticas de evasión, entre otras medidas. Incluso, en algunos casos los contribuyentes se ampararon, lo que neutralizó en el efecto recaudatorio esperado. Aunque mucho se ha discutido sobre la posibilidad de retomar el tema de la reforma fiscal en el año 2003 y 2004, lo cierto es que dicha medida se ha diferido por falta del consenso de los miembros del Congreso -y los partidos ahí representados- y el Ejecutivo Federal. Incluso, por iniciativa de algunos gobernantes de los Estados reunidos en la denominada CONAGO se promovió una reforma que se “negoció” con el gobierno federal y municipal pero que sin embargo no fue tomada en cuenta por el Congreso.

Otra fuente de obtención de recursos del Estado ha sido los precios y tarifas de los bienes y servicios que provee. En el caso de los precios de los bienes públicos, se tiene poco margen de maniobra, pues en general se han eliminado los subsidios que sobretodo antes de los noventa se otorgaron. En el tema de las tarifas de los servicios públicos ocurre algo similar, pero se observan mayores dificultades de recaudación por efecto de la burocracia, la carencia de adecuados procedimientos y la agudización de la corrupción.

En virtud de que no se ha potenciado el crecimiento de los ingresos, el nivel de gasto público se mantuvo sin cambios importantes en la década de los noventa (gráfica No. 4.5). El gasto público total alcanzó un mínimo histórico en 1992 cuando el gobierno decidió emplear la citada política de equilibrio fiscal y prácticamente no mostró cambios importantes hasta el año 2000. Sin embargo, el aumento en las contribuciones de Pemex y el crecimiento de la recaudación tributaria, propiciaron un incremento en los ingresos del Estado, y por ende también del gasto público que se elevó a una tasa media anual de 5.1% entre el año 2000 y el 2004.

Gráfica No. 4.5



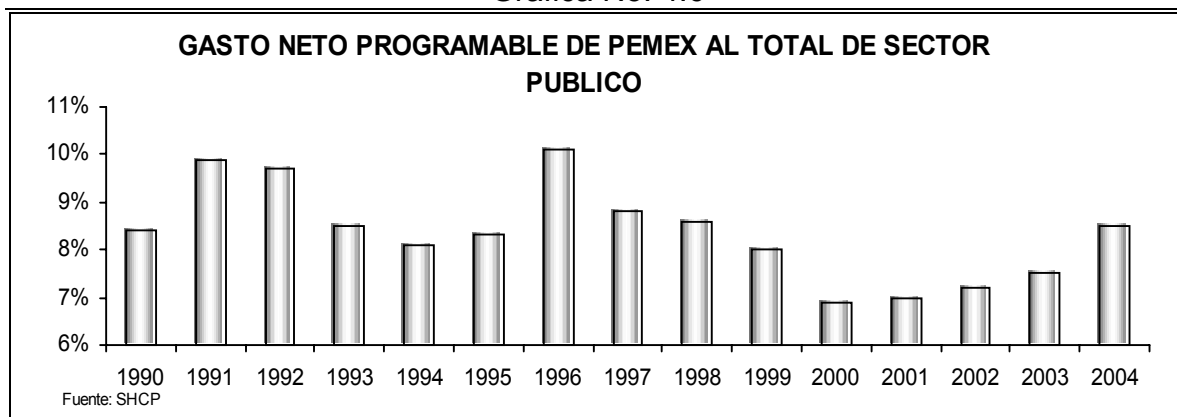
Pero lo política fiscal restrictiva instrumentada, tiene como lastre los compromisos de la llamada deuda contingente que aunque bien ha tendido a la baja como proporción del PIB,³ limita la disponibilidad de recursos para el gasto público.

En este contexto, el sector energético es una de las actividades en las que el Estado participa y que mayores recursos financieros demanda, no sólo para preservar un suministro adecuado de energía con estándares internacionales de calidad y precios competitivos en el corto plazo, sino para asegurar las inversiones necesarias que permitan la oportuna oferta de los energéticos en el futuro.

En un entorno en que el que las finanzas públicas están restringidas por la política fiscal y el nivel de la deuda contingente, la disponibilidad de recursos para invertir en el sector productivo, y en particular en Pemex es limitada. En la gráfica No. 4.6, se ilustra la tendencia descendente del gasto neto programable que el gobierno le ha asignado a la empresa petrolera estatal. Resaltan los niveles observados del año 2000 al 2003, que son inferiores al promedio de la década de los noventa. Lo anterior, se explica porque se ha acudido al esquema denominado Pidiregas para apuntalar el crecimiento de la petrolera estatal mexicana, que más adelante se discutirá. En el 2004, los excedentes petroleros posibilitaron un repunte en el citado indicador.

En suma, derivado de los problemas estructurales en materia de recaudación fiscal en nuestro país, el gobierno tiene la necesidad de captar los recursos excedentes que se generan en el sector energético, particularmente en la industria petrolera, para fortalecer y equilibrar sus finanzas. Pero ante el esquema estructural del gasto público, han privilegiado actividades de perfil no productivo y la decisión de los grupos en el poder, lo que a su vez ha detonado canalizar recursos limitados para el desarrollo de Pemex y del sector energético en general.

Gráfica No. 4.6



³ Al cierre de 1999, tales requerimientos representaron el 3.2% del PIB, en tanto en 2004 sólo 2.1% del PIB.

4.2 Evolución de las Inversiones en Pemex.

Desde su nacionalización, el nivel de inversiones en la industria petrolera ha estado en función de distintas circunstancias asociadas del desempeño económico, político y social de México.

De 1938 hasta mediados de los setenta. En esa época la industrialización basada en el modelo de sustitución de importaciones se constituyó en el motor del crecimiento económico. Las inversiones en la industria petrolera buscaron la autosuficiencia en la oferta de hidrocarburos, situación que era lograda de manera adecuada ante condiciones para extracción y transformación de los hidrocarburos tecnológicamente accesibles y soportados por el conocimiento y habilidades de los técnicos mexicanos.

De mediados de los setenta a 1982. En ese lapso, la inversión en la industria petrolera observó un crecimiento promedio anual de 29%, alcanzando a representar el 37.8% de la inversión total del sector público en 1982. Comprendió prácticamente todas las actividades de la cadena productiva (exploración, producción, refinación y petroquímica). Ello ante la oportunidad de incrementar el potencial de desarrollo y capitalizar la oportunidad de explotar los hidrocarburos. Los objetivos fundamentales en ese periodo fueron: i. Atender la creciente demanda interna de productos petrolíferos y petroquímicos. ii. Obtener divisas adicionales a fin de apoyar el desarrollo del país. iii. Transferir recursos excedentes al sector público en bien de otras actividades económicas y sociales. iv. Impulsar mediante su propia acción y sus efectos multiplicadores sobre otras ramas productivas.⁴ En esos años, la empresa pasó de tener como base de sus operaciones el comercio internacional en vez del mercado interno.

De 1982 a la fecha. Periodo en el que se preservó el perfil exportador del petróleo, pero se canalizaron niveles poco significativos de inversión hasta finales de los noventa. Así, desde la crisis de 1982, la industria petrolera nacional contó con limitados recursos para la inversión, mismos que se canalizaron principalmente para desarrollar algunos proyectos estratégicos, operativos o que se derivaban de inversiones realizadas en años anteriores –antes de 1981-.

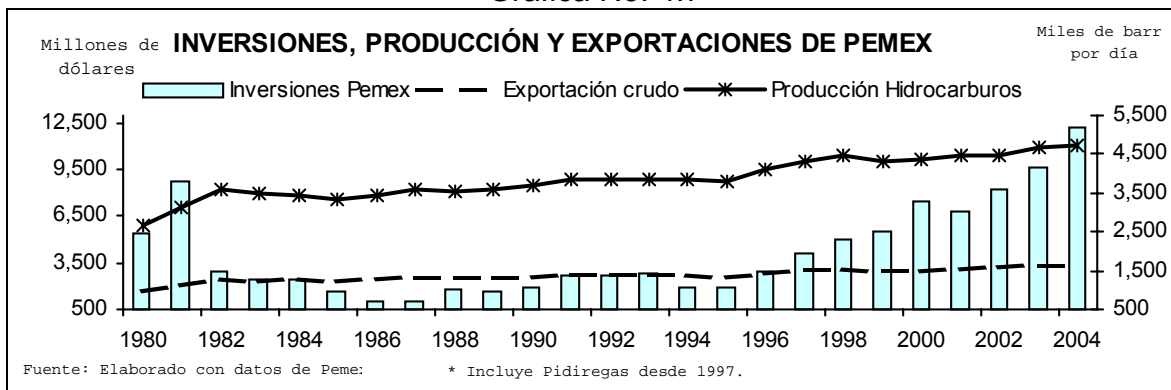
Las dificultades en las finanzas públicas llevaron a reducir el nivel de inversión presupuestal en Pemex drásticamente en la década de los ochenta. En efecto, el monto invertido en 1981 fue de 8.6 MMd, lo que contrastó con los 15 MMd del periodo 1982-1989, esto es una disminución media anual de 7.9% en términos de dólares, situación que se reflejó en un estancamiento en el nivel de producción de hidrocarburos y de volúmenes de exportación de petróleo, entre otros resultados operativos.

⁴ Pemex, Informe del Director General, del 18 de marzo de 1982.

En los noventa, la canalización de inversiones a la industria petrolera nacional no mostró cambios importantes en términos de los montos reales. En los primeros seis años de ese decenio, si bien la tasa media de crecimiento anual de las inversiones en Pemex fue de 7.3% en términos de dólares, sólo se canalizaron 17 MMd, es decir sólo el doble del nivel registrado en el año de 1981.

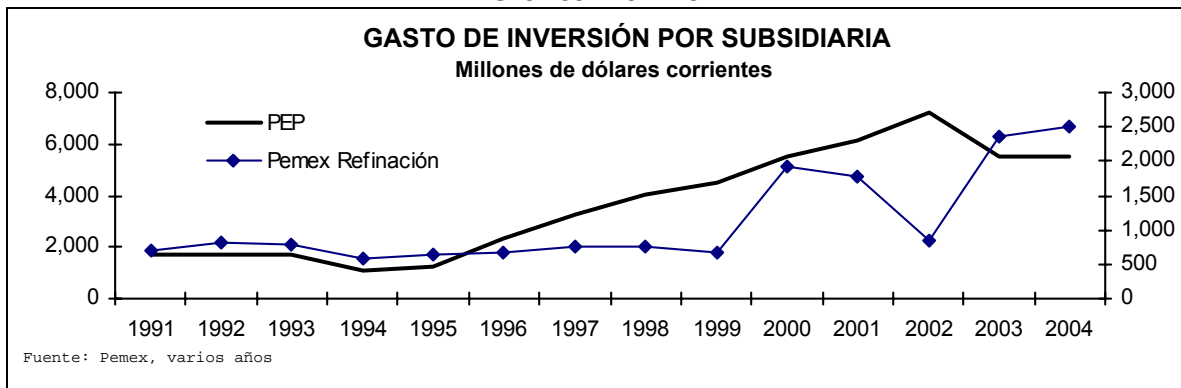
Con la introducción del esquema Pidiregas en Pemex durante 1997, se reactivaron parcialmente las inversiones en la empresa, pues éstas pasaron de 4.2 a 11.8 MMd entre 1997 y 2004, esto es un crecimiento medio anual de 16.1% en términos de dólares, siendo los años de 2002 a 2004 en los que se canalizaron los mayores montos (Gráfica No. 4.7), pues el promedio anual se ubicó en más de 10 MMd.

Gráfica No. 4.7



La política gubernamental de limitar la participación del Estado en la economía desde inicios de los ochenta a la fecha ha llevado a que Pemex contará con una limitada disponibilidad de recursos, mismos que se canalizaron al desarrollo de las actividades primarias del petróleo y de su refinación a través de Pemex, Exploración y Producción y Pemex Refinación (gráfica No. 4.8).

Gráfica No. 4.8



Inversiones en Exploración y Explotación

En los setenta, los descubrimientos del potencial petrolero de México alentaron el crecimiento de las inversiones en las actividades *upstream*. Como nunca, se llevó a cabo una importante derrama de recursos de inversión en la explotación de petróleo, que derivó en la creación de una base de infraestructura que soporta la actividad de la industria nacional de los hidrocarburos en la actualidad. No sólo se incorporaron reservas de hidrocarburos, las cuales pasaron de 11,160.9 millones de barriles de 1976 a 72,000 millones de barriles en 1982, sino se logró un notable incremento de la producción de petróleo de 469 mil barriles por día a 1,372 mil barriles de petróleo por día en ese lapso.

Sin embargo con la crisis de 1982, el ritmo de inversiones en exploración y producción disminuyó su ritmo de crecimiento. Así, entre 1983 y 1989 el presupuesto de inversión, se canalizó a fortalecer las operaciones de exploración en los campos con potencial y el desarrollo de campos e infraestructura de transporte, principalmente en la Sonda de Campeche, Tabasco y parte de Veracruz.

Entre 1991 y 1999, PEP concentró el 68.3% del total de inversión realizada por la empresa. En los años subsecuentes dicha tendencia se agudizó. La participación de las E&P llegó a representar un poco más del 90% del total invertido en el 2004.

Los proyectos más importantes en exploración y producción continuaron siendo los desarrollados en los ochenta más las operaciones efectuadas en el Golfo de México y en la cuenca de Burgos. Resalta los montos destinados a: Cantarell para mantener la producción de crudo pesado; en la Cuenca de Burgos y en el denominado Programa Estratégico de Gas para producir un mayor volumen de este combustible y “disminuir” el nivel de importaciones; así como los montos destinados en el Delta de el Grijalva en donde se buscaba fortalecer la oferta de crudo ligero (Anexo F). Sin embargo, el rasgo característico desde los noventa fue la escasa canalización de recursos a las actividades de exploración, situación que limitó la explotación del petróleo en los campos nuevos como los existentes en costa fuera. Tampoco se realizaron esfuerzos para ampliar la infraestructura de explotación hacia nuevos campos, pues se privilegió la actividad en los ya existentes.

En el año 2002, se incorporaron 22 proyectos programados al amparo del esquema Pidiregas que se enfocaron a incrementar la producción, destacándose el Ku-Malob-Zaap, el cual se prevé será uno de los yacimientos que podría reemplazar el declive que presentará Cantarell a partir del año 2007 o 2008.

Una parte del gasto de inversión está ligado al riesgo exploratorio, el cual ha sido poco impulsado en Pemex, siendo los años recientes en los que se ha puesto más atención, toda vez que los esfuerzos de inversión se canalizaron a la producción de petróleo y a la refinación. Así, los gastos de inversión en exploración pasaron

de un 11% de los gastos de inversión de PEP en 1999 a alrededor un 20% en 2004 y se proyectan aumentos adicionales en los años subsecuentes debido a la necesidad de la empresa por aumentar su tasa de reposición de reservas.⁵

Inversiones en Refinación

La inversión en la capacidad de refinación se ha dirigido a proveer la oferta nacional y a abastecerse de las importaciones de petrolíferos cuando la capacidad de refinación es insuficiente.

Entre 1976 y 1982, la elaboración de productos refinados se incrementó de 733.1 a 1,200.8 miles de barriles por día. El monto de recursos invertidos permitió sentar las bases del actual sistema de refinación. En el resto de los años ochenta, el ritmo de crecimiento de la creación de infraestructura también se vio afectado, siendo el principal destino de tales inversiones la construcción de algunas plantas en Tula y ciertas ampliaciones de las refinerías de Salina Cruz, Cadereyta, Madero y Minatitlán.

En los noventa, se realizaron inversiones en las seis refinerías, para la ampliación y en algunos casos su reconfiguración, así como para la reubicación de plantas de almacenamiento. Dichas inversiones, se orientaron al mejoramiento de la calidad de combustibles, reconvertir las plantas para procesar mayor proporción de crudo Maya, reducir la producción de combustóleo y orientar sus operaciones a la elaboración de productos de mayor valor. En esos años se registró el cierre de la refinería de Azcapotzalco, misma que no se reubicó a otra ciudad de la república, como podría ser algún poblado del Pacífico del país.

En particular, en 1997 se iniciaron los trabajos del Programa de Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinerías cuyo objetivo ha sido hacer frente a los cambios previstos en la composición de la demanda de productos petrolíferos – mayor demanda de gasolina y gas natural en lugar de combustóleo-, procesar una mayor cantidad de crudo pesado y dar cumplimiento con las normas ambientales, además de la modernización de equipos, el incrementar la capacidad en materia de destilación catalítica y térmica, hidrotratamiento, alquilación, isomerización e incorporación de la coquizadora en Cadereyta (cuadro No. 4.1).

De 1997 al 2003 se invirtieron 125 Mmp constantes de 2003 (10 MMd) que han sido insuficientes para desarrollar la infraestructura de Pemex Refinación al ritmo que demanda el mercado interno.⁶ Ello ha contribuido a incrementar las importaciones de petrolíferos con un impacto deficitario en la balanza comercial (grafica No. 5.1) de importación de petroleros.

⁵ Op. Cit. Pemex, Plan de Negocios, 2002-2010.

⁶ Secretaría de Energía, Prospectiva de los Petrolíferos, 2003-2012, México 2003, página 16.

Cuadro No. 4.1
REFINACION EN MEXICO: CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

	1999	2000	2001	2002	2003
Destilación atmosférica de crudo	1,525.0	1,559.0	1,559.0	1,540.0	1,540.0
Destilación al vacío	757.1	774.8	773.8	768.4	768.4
Destilación catalítica y térmica	368	375	375	395.5	395.5
Reducción de viscosidad	141	141	141	141	141
Reformación de naftas	226	268.8	268.8	301.3	301.3
Hidrotratamiento	748	808	848	987.1	987.1
Alquilación e isomerización	120.7	109	109	115.9	115.9
Coquización	-	-	-	-	100

Fuente: Pemex, Prospecto de Colocación de CPO's –actualización a diciembre 2003. * http://www.pemex.com/files/content/ra_031231.pdf.

Inversiones en Gas y Petroquímica

En los ochenta, las inversiones en materia de explotación de hidrocarburos conllevaron el incremento en la producción de gas natural, primordialmente al asociado al petróleo. Sin embargo, el limitado consumo interno y el escaso estímulo para exportarlo, motivaron un reducido interés por invertir en infraestructura para su racional explotación. En efecto, dado que el principal producto de negocio en Pemex era el petróleo, el gas natural se quemaba o se reinyectaba a los pozos productores en el mejor de los casos. En esa década, se construyó infraestructura para el transporte de gas natural, y se instalaron plantas para su tratamiento en Salina Cruz, Cactus y Ciudad Pemex, entre otras (cuadro No. 4.2).

En Pemex Gas y Petroquímica Básica se registraron inversiones para construir infraestructura para la comercialización y transporte de gas natural durante los noventa. En particular, se observó un crecimiento de las inversiones al incluirse las relativas al esquema Pidiregas, debido fundamentalmente a cambio en la política energética que impulsaba el consumo del gas natural. Así, entre 1997 y el año 2000 se canalizaron 1.6 mil millones de dólares para contribuir a abastecer el aumento de la demanda de gas natural como insumo en el sector eléctrico. Entre 2001 y 2003 estas inversiones disminuyeron su ritmo de crecimiento, alcanzando una cifra de 947 millones de dólares, canalizadas básicamente hacia plantas criogénicas e infraestructura de transporte (gráfica No. 4.9).

Pemex Petroquímica

En tanto, la petroquímica ha sido la actividad de la industria petrolera nacional que mayores limitaciones de inversión ha padecido, un tanto por lo estrecho de los presupuestos asignados a Pemex y otro tanto por el interés de algunos grupos de políticos por propiciar que los privados controlen esa actividad. Lo contrastante, es que la carencia de inversiones en la petroquímica ha propiciado que el país se

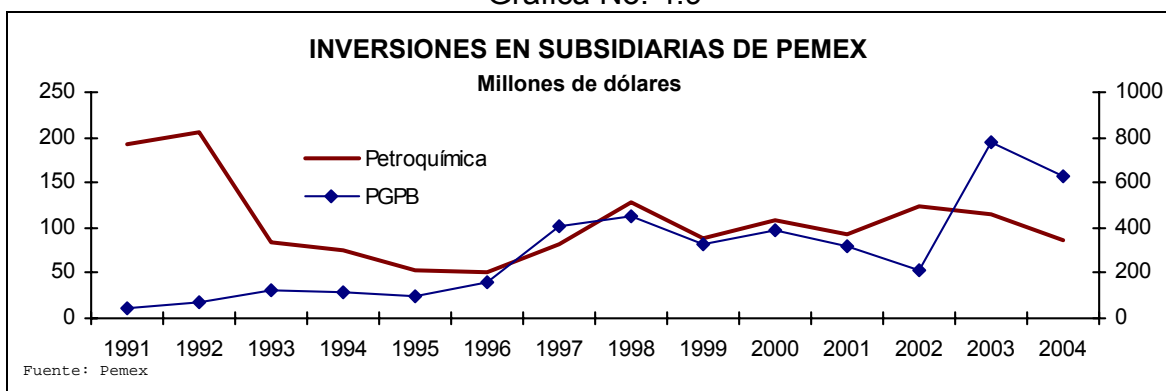
constituya en proveedor de materias primas en lugar de incorporarle valor agregado a tales hidrocarburos para obtener mayores márgenes de utilidad.

De esta manera, las inversiones realizadas en petroquímica durante los ochenta se constituyeron en Cadereyta y la Cangrejera, así como en algunas plantas para la producción de etano, metano y acrilonitrilo, entre las más importantes.

Los recursos destinados a la inversión en petroquímica en los noventa fueron limitados a programas operacionales y a algunas plantas en Morelos y Pajaritos, Veracruz, pero la característica principal fue de muy bajas inversiones, mismas que se explican por el deseo del gobierno de propiciar su desincorporación estatal. En particular en 1991, el total de inversiones sumó 192 Md, alcanzando su nivel mínimo en 1995 con 50 Md y pasando a 127 Md en el 2003, es decir un nivel inferior al de inicios de la década de los noventa. Como se apuntó en los párrafos anteriores ello ha significado un sensible deterioro del nivel de producción, pero lo más preocupante es que siendo un país exportador de petróleo crudo se tenga la necesidad de realizar importaciones netas de esos productos por alrededor de 4 MMd anuales.

El gobierno ha tomado algunas medidas para alentar la participación de la iniciativa privada en esa actividad,⁷ pero con resultados magros –lo que es por cierto incomprensible cuando una gran parte de los sectores de la iniciativa privada demandan “oportunidades de inversión”-.

Gráfica No. 4.9



Pemex Petroquímica ha ido debilitándose paulatinamente desde el sexenio del presidente Carlos Salinas, cuando se reclasificaron diversos productos en petroquímica básica y secundaria con el propósito de estimular la participación privada en la elaboración de petroquímicos.⁸ Sin embargo, el resultado no fue el

⁷ Se han realizado algunos intentos por incorporar inversión privada en la petroquímica no básica, pero el más reciente ocurrió en septiembre de 1998 cuando se licitó el 49% del capital social de la Petroquímica Morelos, S. A. de C. V., pero que se declaró desierto por la falta de interés.

⁸ Las condiciones del decreto emitido por el gobierno de Salinas, establecían la conservación de 51% del capital y el control de estos complejos por parte de Pemex Petroquímica, reservándose a Petróleos Mexicanos la propiedad de los ductos y sus equipos e instalaciones.

esperado, por lo que el presidente Ernesto Zedillo en enero de 1997 decidió que Pemex Petroquímica se escindiera en siete empresas filiales, para lo cual se desincorporaron del régimen de dominio público de la federación los inmuebles que constituían los complejos de Tula, Escolín, Camargo, Cosoleacaque, Cangrejera, Morelos y Pajaritos. El objetivo también fue propiciar la participación de los privados sin resultado alguno. Ante la carencia de resultados de incorporar a los privados en la producción de la petroquímica ligada a Pemex, el gobierno de Vicente Fox aprobó en septiembre del 2004 la fusión de las siete filiales y su integración a Pemex Petroquímica, una de las subsidiarias de Pemex con el objetivo de propiciar su eficiencia.

El objetivo del gobierno para impulsar la petroquímica es concretar una alianza estratégica con alguna empresa privada, en la que la Paraestatal tendrá una participación minoritaria, para la construcción de un nuevo complejo petroquímico denominado El Fénix.⁹

Cuadro No. 4.2
PRINCIPALES TRABAJOS DE INVERSION DE PEMEX
EN LOS OCHENTA Y NOVENTA

Década	E&P	Refinación	Gas	Petroquímica
Ochenta	⇒ Evaluación del potencial petrolero en Campeche y Tabasco ⇒ Desarrollo de campos	⇒ Construcción de algunas plantas en Tula y ampliaciones en Salina Cruz y Cadereyta, Madero y Minatitlán.	⇒ Inversión en infraestructura para comercialización y transporte de gas natural en el centro sur del país. ⇒ Inversiones en plantas en Salina Cruz, Cactus y en Cd. Pemex, entre otras.	⇒ Se invirtió en algunas plantas en Cadereyta, la Cangrejera y en plantas para la producción de etano, metano y acrilonitrilo.
Noventa	⇒ Evaluación del potencial petrolero en Campeche, Golfo de México, Tabasco y Veracruz. ⇒ Incorporación de reservas en Sonda de Campeche, Tabasco y Veracruz y Burgos	⇒ Paquete ecológico ⇒ Ampliación de refinерías ⇒ Ampliaciones en las 6 refinерías. ⇒ Reconfiguración de Tula, Cadereyta y Madero. ⇒ Relocalización de plantas de almacenamiento.	⇒ Inversión en infraestructura para comercialización y transporte de gas natural en el país. ⇒ Programas operacionales en medio ambiente, infraestructura de producción y ahorro de energía	⇒ En una planta de propileno Morelos y en Pajaritos Veracruz. ⇒ Programas operacionales

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, Memoria de Labores, varios años.

Finalmente, vale destacar que una de las bases de operación de Pemex se constituye por la red de infraestructura de transporte que también tuvo su impulso durante el “boom” petrolero, pero que ante las restricciones presupuestales desde los ochenta a la fecha padece problemas de mantenimiento y cuenta con algunas

⁹ La primera fase comprende la construcción de una planta con una capacidad de producción de un millón de toneladas de etileno y 1.9 millones de toneladas de derivados, con una inversión de mil 800 millones de dólares. La segunda fase establece la creación de una planta de aromáticos, con capacidad de producción de un millón de toneladas de estos productos. La inversión es de 800 millones de dólares para sustituir 750 millones de dólares anuales en importaciones. Periódico la Jornada, “Acumula Pemex Petroquímica pérdidas equivalentes a 60% de sus activos”, 18 de octubre del 2004.

deficiencias en su capacidad para operar adecuadamente. Al amparo de la limitada canalización de recursos en materia de inversión en creación de infraestructura en materia de gas, desde 1995 el gobierno decidió impulsar la participación de los privados en el transporte, almacenamiento y distribución del gas.

4.2.1 Los Pidiregas y la Inversión

El esquema de los Pidiregas es una de las principales estrategias que el gobierno Mexicano ha instrumentado para realizar inversiones en la industria eléctrica y petrolera nacional desde mediados de los noventa. Su concepción es que son obras de propiedad pública ejecutada y financiada por particulares, las cuales se van pagando y amortizando en un periodo de tiempo.

La idea básica de los Pidiregas es la de promover la realización de proyectos de infraestructura que pudieran ser financiados a partir de los recursos generados por la comercialización de los bienes y servicios obtenidos de los propios proyectos.

El argumento gubernamental para emplear el esquema Pidiregas se asocia con la limitada disponibilidad de recursos por parte del gobierno y con su alineación con una equilibrada política fiscal. No obstante, el endeudamiento derivado de ese esquema se contabiliza como deuda contingente y no como parte de la contabilidad de la deuda pública, lo cual oculta el valor total de los compromisos del Estado Mexicano.

Para aprobar un proyecto al amparo del esquema Pidiregas¹⁰ se siguen los siguientes pasos:

- i. Pemex identifica un proyecto como Pidiregas¹¹ y el gobierno federal aprueba y autoriza los gastos relacionados con su desarrollo por el sector privado.
- ii. Las compañías del sector privado, en coordinación con Pemex, construyen y entregan el proyecto a la propia empresa Paraestatal.
- iii. Pemex con la autorización del gobierno federal, hace el pago a los contratistas para recibir el proyecto terminado y entonces registra como pasivo la cantidad principal total del endeudamiento en el que se incurrió para financiar el proyecto. Teóricamente, hasta que se genera flujo de efectivo derivado de la operación del proyecto a financiar, el gobierno comienza a contabilizar los pasivos correspondientes al ejercicio fiscal en curso. El pasivo restante se difiere para los años subsecuentes dependiendo de los esquemas negociados.

¹⁰ Idem Pemex, Prospecto de Colocación del Programa de Certificados Bursátiles, Octubre del 2003.

¹¹ El esquema Pidiregas fue diseñado a raíz de la crisis financiera de mediados de los noventa para involucrar a la iniciativa privada en la construcción de infraestructura del Estado Mexicano, pero además de que el gobierno se endeude sin la necesidad de cumplir con los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional en materia de deuda y participación privada.

Los Pidiregas usados por Pemex se han clasificado en dos categorías:

- Los denominados de inversión directa, en los que las entidades públicas asumen la obligación directa y firme de adquirir ciertos activos productivos construidos a su satisfacción por empresas privadas.
- Los denominados de inversión condicionada, que incluyen proyectos en los que la adquisición de los activos, que son de propiedad privada, es producto de la materialización de alguna eventualidad contemplada en un contrato de suministro de bienes o servicios, como es el caso del suministro de nitrógeno para la recuperación mejorada en Cantarell.

La construcción de infraestructura al amparo del esquema Pidiregas permite evaluar proyectos específicos, justificarlos y desarrollarlos. De hecho, a cada proyecto se le estima un análisis financiero que permite tomar decisiones aparentemente más racionales, pues no consideran evaluaciones que incluyan análisis de riesgo. No obstante, independientemente de que Pemex reciba a su satisfacción las obras en materia de contratos Pidiregas, la Paraestatal debe pagar oportunamente el principal e intereses y demás accesorios a los proveedores de los recursos para los proyectos Pidiregas.

Los ingresos que generen los proyectos Pidiregas durante la vigencia de sus financiamientos, se destinarán al pago de las obligaciones fiscales atribuibles a los proyectos, las de inversión física y costo financiero del mismo, así como de todos sus gastos de operación y mantenimiento.¹²

Pemex Exploración y Explotación es la subsidiaria que mayores recursos de inversión Pidiregas recibe. Al cierre del 2004, PEP administraba un conjunto de 78 proyectos de inversión, de los cuales 21 eran de exploración, 38 de explotación, 6 integrales y 23 de infraestructura.¹³ Los más importantes fueron Cantarell, Burgos y el Programa Estratégico de Gas que consiste en actividades en varias las regiones de Macuspana, Veracruz, Crudo Ligero, Tampico-Misantla y Sur de Burgos. Entre 1998 y el 2004, los montos asignados al amparo del esquema Pidiregas en dichos proyectos representaron el 39%, 16% y 12.2% (cuadro No. 4.3).

En cambio, los proyectos de inversión Pidiregas en Refinación se realizaron en su mayor parte del 2000 al 2003 con las reconfiguraciones citadas de Cadereyta, Madero, Tula y Salamanca, quedando pendiente Salina Cruz y Minatitlán, esta última a iniciada en el 2004.¹⁴ Por su parte, PGPB ha realizado inversiones Pidiregas en la construcción de dos plantas criogénicas. En tanto, Pemex Petroquímica no cuenta con ese tipo de proyectos Pidiregas.

¹² Véase Artículos 18 de la Ley General de Deuda Pública; 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal y 38-B de su Reglamento.

¹³ Conferencia del Dr. Luis Macías Chapa en el Foro del Gas Natural en México, organizado por Canacindra y la UNAM, el 8 de marzo del 2005.

¹⁴ Al cierre del 2004 se habían asignado dos paquetes de los seis en los que está dividido el proyecto de la refinería de Minatitlán. Pemex, "Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004", 25 de febrero del 2005.

Cuadro No. 4.3
GASTOS DE INVERSIÓN DE PEMEX Y SUBSIDIARIAS
 En millones de dólares

Subsidiaria / Proyecto de Inversión	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Pemex-Exploración y Producción (PEP)</i>							
Cantarell	1,316	1,927	2,111	2,829	2,513	2,256	2,830
Burgos	489	768	585	768	966	1,078	1,702
Delta del Grijalva	81	103	149	160	148	63	87
Programa Estratégico de Gas	-	-	-	174	923	1,772	1,797
Otros 22 proyectos	-	-	-	-	553	2,619	4,288
Total PEP Pidiregas	1,885	2,799	2,845	3,932	5,104	7,788	10,704
Inversión presupuestal	1,936	1,519	1,820	1,914	1,384	877	331
Total PEP	3,822	4,318	4,665	5,846	6,488	8,665	11,035
PEP Pidiregas /Total PEP	49.3%	64.8%	61.0%	67.3%	78.7%	89.9%	97.0%
<i>Pemex Refinación (PR)</i>							
Cadereyta	-	-	1,635	-	12	-	-
Madero	-	-	-	-	681	1,110	-
Salamanca	-	-	-	-	-	263	-
Tula	-	-	-	-	150	13	-
Minatitlán	-	-	-	-	-	-	140
Total PR Pidiregas	0	0	1,635	0	843	1,386	140
Inversión presupuestal	726	695	666	602	607	563	316
Total Pemex Refinación	726	695	2,301	602	1,450	1,949	456
PR Pidiregas /Total PR	0.0%	0.0%	71.1%	0.0%	58.1%	71.1%	30.7%
<i>Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)</i>							
Planta criogénica No. 2	90	69	-	-	-	-	-
Plantas criogénicas Mod. Reynosa	-	-	-	-	8	108	88
Total PGPB Pidiregas	90	69	0	0	8	108	88
Inversión presupuestal	338	292	378	281	177	211	168
Total PGPB	428	361	378	281	185	319	255
PGPB Pidiregas /Total PGPB	21.1%	19.0%	0.0%	0.0%	4.2%	34.0%	34.3%
<i>Pemex Petroquímica</i>							
Inversión presupuestal	120	99	104	116	150	160	109
<i>Pemex Corporativo</i>							
Inversión presupuestal	27	34	45	40	44	54	37
Total inversión Pidiregas	1,976	2,867	4,481	3,932	5,954	9,282	10,932
Total Inversión presupuestal	3,147	2,639	3,013	2,953	2,363	1,864	961
Total Pemex	5,122	5,506	7,493	6,884	8,317	11,146	11,893
Inv. Pidiregas/Inver. Total	38.6%	52.1%	59.8%	57.1%	71.6%	83.3%	91.9%

* Dato presupuestado.

1/ Se refiere a datos presupuestados.

Fuente: Elaboración con base en: Pemex, Prospecto de Colocación del Programa de Certificados Bursátiles, Octubre del 2003 y http://www.pemex.com/files/content/ra_031231.pdf.

4.2.2 Los Contratos de Servicio Múltiple.

Como se ha explicado a lo largo del trabajo, el Estado ha definido que los recursos canalizados hacia la construcción de infraestructura para la industria petrolera sean limitados, en virtud de la estructura de gasto público constituido y de la política local adoptada. Derivado de lo anterior, y por supuesto por las presiones externas¹⁵ y de algunos privados nacionales que buscan los negocios “fáciles”,¹⁶ la actual administración panista ha profundizado la cesión de oportunidades en los trabajos reservados a Pemex para que la iniciativa privada participe en las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural, mediante la creación de los controversiales Contratos de Servicios Múltiples (CSM), que difieren de los Contratos de Servicios Integrales normalmente empleados por la empresa y que consisten en la asignación de actividades diversas de un proyecto a un grupo diverso de empresas contratistas (Cuadro No. 4.4).

Cuadro No. 4.4
**DIFERENCIA ENTRE LOS CONTRATOS SERVICIOS INTEGRALES Y LOS
CONTRATOS DE SERVICIO MULTIPLES**

	Contratos de Servicios Integrales Operativos	Contratos de Servicios Múltiples
Objetivo	“Reducción de costos”	Transferencia de la operación petrolera
Duración (años)	1-3	20
Asignación de un bloque	No	Sí
Riesgo para la firma	No	Sí
Pago	Parciales, conforme avanza la obra	60 pagos a partir de la entrega de la obra
Participación en la renta	No	Sí
Origen del reembolso	Flujo caja de Pemex	Flujo de caja del proyecto
Financiamiento	Contratista	Contratista
Actividades medulares	Pemex	Contratista
Firmas interesadas	Proveedores de servicios	Empresas petroleras

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex y Rodríguez-Padilla Víctor, “Modalidades de contratación en exploración y producción de hidrocarburos”, Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, 29 enero de 2002.

Se ha tratado de defender que dichas actividades corresponden a la contratación de servicios técnicos y que sus principales características no implican la cesión de los derechos que el Estado tiene en el subsuelo,¹⁷ sin embargo eso es cuestionable. En efecto, en contravención a lo planteado en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el contratista tiene derechos exclusivos para realizar actividades de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos

¹⁵ De los organismos internacionales como el Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial con el argumento de que el mercado define mejor la distribución eficiente de los recursos, razón muy cuestionable si se consideran experiencias recientes vividas en algunos países como el caso de Argentina.

¹⁶ Es claro que existen distintos negocios en los que puede invertir la iniciativa privada nacional, pero desafortunadamente optan por los más seguros como los negocios en marcha que maneja el Estado.

¹⁷ En la actualidad, un grupo de Senadores ha interpuesto una demanda de anulación de dichos CSM, que está en curso de sentencia. En caso de que se declare su inconstitucionalidad, el contratista podrá recibir el pago de los gastos realizados.

(gas, líquidos, condensados y crudo), así como construir plantas de procesamiento de gas natural, en un área predeterminada por un periodo de hasta 20 años.

El contratista debe financiar toda la inversión de capital y los gastos de operación, por lo que Pemex no otorgará garantía alguna al contratista ni a sus prestamistas. A cambio la Paraestatal le asigna en un solo contrato todo el trabajo a realizar en los bloques definidos. De esta manera, el contratista decide cómo hacerlo, en cuanto tiempo, hasta dónde y con qué medios. Pero dado que lo que contrata Pemex es un Servicio Múltiple, dicho contratista sólo perderá su dinero si existiera un costo no recuperado después de la terminación del contrato o si no encuentra el hidrocarburo en el subsuelo. En este último caso, el contratista asume el riesgo de los resultados de la exploración, lo cual va en contra de la Constitución, pues en el artículo 25 se establece que el Estado debe tener a su cargo de manera exclusiva dos áreas estratégicas señaladas por el artículo 28: i) el petróleo, los demás hidrocarburos, y ii) la “petroquímica básica”.¹⁸

Según los CSM, el contratista no será propietario ni de las reservas que encuentre ni de los hidrocarburos que obtenga. La producción de los hidrocarburos se le entregará a Pemex para su comercialización. La única fuente de pago del contrato serán los ingresos resultantes del proyecto, es decir, se busca que dichas actividades sean autofinanciables y no mermen la capacidad financiera de la Paraestatal. Los pagos de operación y de capital¹⁹ se realizan con base en precios unitarios determinados en el contrato.

Desde el punto de vista, los contratos de servicios múltiple son diseñados como Pidiregas, pues cumplen con todas las características de requeridas para tal efecto, en particular, se promueve la construcción de infraestructura para la exploración y explotación de gas natural no asociado con los recursos financieros de las empresas contratistas de servicios.

Hasta el 2004, Pemex había firmado seis contratos que abarcan el mismo número de bloques en la zona de Burgos para obtener gas no asociado, en donde se habían comprometido recursos, tanto directos como indirectos, por 5,242 MMd y participado compañías de menor tamaño al del propio Pemex (cuadro No. 4.5). Pero, pese a lo controversial de dichos CSM, la actual administración de la empresa está considerando licitar bloques adicionales, no sólo en lo relativo a gas no asociado sino en la explotación de petróleo, lo cual podría “evitar canalizar recursos financieros por parte del Estado”, pero deja en manos de privados el potencial de beneficiarse por el desarrollo de las actividades ligadas.²⁰

¹⁸ Véase Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

¹⁹ Pago de intereses por financiamiento que realizará Pemex al contratista durante el plazo del proyecto será igual a una tasa de libor más 140 puntos aplicables al saldo insoluto del capital que se origine. Véase, www.pemex.mx.

²⁰ Véase Guaso Sergio, Presentación “Contratos de Servicios Múltiples” realizada en el CAPEM, 24 de junio de 2004 y periódico Reforma del 2 de julio del 2004.

La actual administración de Pemex ha señalado que en Burgos se han celebrado más de 1,500 contratos contra sólo 8 Contratos de Servicios Múltiples, lo cual - según la empresa- permite abatir costos administrativos,²¹ sin embargo, no se entiende plenamente el por qué Pemex tiene que realizar tantos contratos, si tiene la capacidad de llevarlos a cabo ni tampoco por qué tiene que recurrir a los CSM si la actividad es rentable *per se*.

Cuadro No. 4.5
CONTRATOS DE SERVICIOS MULTIPLES FIRMADOS EN BURGOS
2003 – 2004

Bloque	Reynosa-Monterrey	Cuervito	Misión	Fronterizo	Olmos	Pandura-Anáhuac	TOTAL
Fecha de firma	14 Nov 03	21 Nov 03	28 Nov 03	8 Dic 03	9 Feb 04	9 Nov 2004	
Compañía ganadora	Repsol	Petrobras Diavaz Teikoku	Tecpetrol IPC Techint	Petrobras Diavaz Teikoku	Lewis Energy	Industrial Perforadora de Campeche, S.A. de C. V. y Compañía de Desarrollo de Servicios Petroleros, S.A. de C. V.	
Monto del contrato (MMUSD)	2,437	260	1,036	265	344	900	5,242
Producción (MMMPC)	222	36	91	34	42	110	535
Ahorros para PEMEX (MMUSD)	392	130	179	47	57	95	900

Fuente: Sergio Guaso, Presentación "Contratos de Servicios Múltiples" realizada en el CAPEM, 24 de junio de 2004 y <http://www.pemex.com/index.cfm/action/content/sectionID/8/catID/40/subcatID/2519/index.cfm?action=content§ionID=8&catID=40&subcatID=2519>

Independientemente de la validez legal o no de los CSM, es cierto que evitarán que el Estado canalice recursos al financiamiento de la producción de los hidrocarburos y se prescindirán de pasivos adicionales para Pemex en el corto plazo, no obstante en el mediano y largo plazo la paraestatal tendrá que reconocer la deuda derivada del uso de ese esquema.

Balance de las Inversiones 1982 a 2004 en Pemex

Después de haberse realizado amplias inversiones para impulsar la industria petrolera a finales de los setenta e inicios de los ochenta, la canalización de

²¹ Idem Guaso Sergio.

recursos hacia la paraestatal ha sido poco significativa. Entre 1982 y 2004, las inversiones de Pemex sólo se incrementaron a una tasa media anual de 1.5%, nivel bajo aún considerando el impulso al gasto de inversión promovido por el gobierno del presidente Fox.²² Tal situación se ha traducido entre otros factores en:

- ◆ La pérdida en el nivel de reservas de hidrocarburos, que de 72,000 millones de barriles de petróleo equivalente en 1982 pasaron a 48 mil millones de barriles de petróleo equivalente en el 2004;
- ◆ Baja tasa de restitución de las reservas que no alcanza el 100%, la cual es una práctica reconocida como óptima en los mercados financieros internacionales.
- ◆ Un incremento de sólo 39% en el nivel de producción de petróleo crudo.
- ◆ Un aumento moderado de la capacidad de refinación de 1.2 MMbd a 1.58 MMbd, insuficiente para cubrir la demanda interna, que ha significado que el país tenga que importar petrolíferos.
- ◆ Aunque en ocasiones depende de factores influencia externos, el comportamiento de las ventas de petróleo en los mercados de exportación fue cíclico— en 1984 se exportaron 1.54 MMbd, en 1990 1.28 MMbd y 1.65 MMbd en el 2000 y de 1.87 en el 2004-, es decir, la plataforma de exportación no aumentó de manera significativa;
- ◆ El mantener prácticamente sin cambio la producción de gas natural en ese lapso, que ha provocado la necesidad de importarlo ante el elevado crecimiento de la demanda de ese hidrocarburo.
- ◆ Un deterioro severo en la capacidad productiva destinada a la petroquímica secundaria, que no sólo se ha diezmado por la política de transferencia de precios entre las subsidiarias de Pemex, sino que la falta de inversión ha motivado su obsolescencia tecnológica.
- ◆ La incapacidad para construir una red de transporte suficiente y adecuado para optimizar las operaciones, así como para evitar su deterioro que se ha traducido en accidentes que originan contaminación y daños a poblaciones.
- ◆ Un sensible detrimento en los equipos de producción y la desincorporación de algunas actividades operativas, que eran desarrolladas con los recursos disponibles pero que ahora la empresa tiene que contratar.
- ◆ Pemex ha incrementado su dependencia tecnológica, ante la carencia de voluntad política para canalizar recursos al desarrollo de investigación y tecnología.
- ◆ La incapacidad de instrumentar “mejores prácticas” operativas, técnicas y administrativas, como las empleadas por las *Oil Majors* en algunos casos.
- ◆ La vulnerabilidad para que algunos grupos de interés nacionales y extranjeros promuevan como imperiosa la necesidad de abrir espacios a la iniciativa privada en el campo de las actividades desarrolladas en la actualidad por Pemex.

²² Entre 1981 y el año 2001 el nivel de inversión en Pemex disminuyó a una tasa media anual de 1.2%.

- ◆ Participación de la iniciativa privada limitada, sujeta a mejores condiciones de rentabilidad económica y exigente de mayores espacios a los conquistados, particularmente en las actividades *upstream* y *downstream*, en vez de las actividades de mayor valor agregado del sector petroquímico y químico.

4.3 Mecanismos de financiamiento en la industria petrolera nacional.

Los esquemas de financiamiento empleados en la industria petrolera nacional se pueden clasificar en los utilizados por el Estado (Pemex) y los manejados por las empresas privadas.

4.3.1 El Financiamiento de la Industria Petrolera Estatal

Pemex cuenta con escasas alternativas de financiamiento para llevar a cabo su gasto corriente y de inversión: una es mediante la asignación presupuestal; otra es empleando los mecanismos de endeudamiento permitido por el Estado, inclusive los recursos obtenidos en el marco del esquema Pidiregas,²³ y el último a través de su flujo de efectivo.

El ciclo presupuestal de aprobación y asignación de recursos a Pemex tiene como sustento la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la aprobación del Congreso de la Unión –Cámara de Diputados-. Estas entidades evalúan tal determinación en función de los requerimientos integrales del paquete de egresos y endeudamiento de todo el sector público.

Aún aprobado el presupuesto de gasto corriente y de inversión, la canalización de recursos a la Paraestatal se realiza al amparo de un programa acordado con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. No obstante, las necesidades financieras de Pemex pueden o no coincidir con dicho programa de gasto, sea por las contingencias financieras del gobierno federal o de Pemex. Además, no necesariamente la inversión requerida o solicitada por la Paraestatal puede serle aprobada, aún cuando se derive de los Planes de Negocio Institucional, lo cual resulta poco eficiente al diferir o cancelar adquisiciones o proyectos.

De esta manera, para cumplir con el programa de gasto e inversión planeado, Pemex se obliga a contratar deuda de diversas fuentes a fin de asegurar la sustentabilidad de su ciclo financiero, mismo que debe llevar acabo mediante una adecuada administración de su liquidez, contratando endeudamiento en plazos razonables, costos, moneda y evaluando en todo momento el riesgo y considerando la evolución de sus flujos de efectivo.

²³ Las bases legales de los Pidiregas se derivan de la Ley General de Deuda Pública, La Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, así como de las circulares emitidas por la SHCP al respecto.

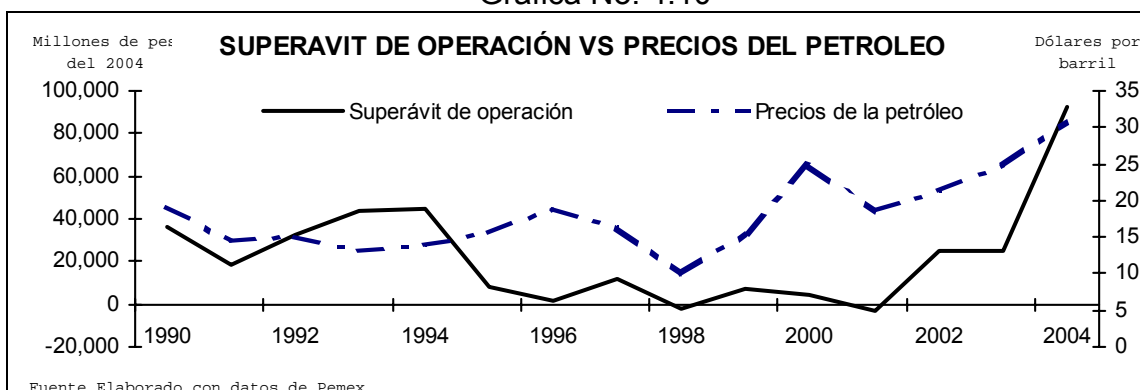
Las operaciones de financiamiento se contabilizan tanto en el balance financiero de Pemex.

En general, los mecanismos de financiamiento que Pemex ha empleado en distintas etapas de su evolución son los siguientes:

- a. Flujo de efectivo.
- b. Aportación de capital.
- c. Contratación de Deuda.
- d. Otros mecanismos de financiamiento.

a) **Flujos de efectivo generados por la operación.** Esta posibilidad esta sujeta a la capacidad de Pemex de generar ingresos, misma que varía entre otros factores del nivel de precios de la mezcla de exportación y los precios de los productos vendidos en el mercado nacional. En general, cuando se elevan los precios del petróleo el nivel del superávit primario y de operación también se incrementa (gráfica No. 4.10). Tan sólo en el año 2004, la compañía obtuvo un superávit de operación de 92,648 mmp (8,225 MMd).

Gráfica No. 4.10



En la medida en que los precios del petróleo se incrementan, el valor de lo vendido por Pemex aumenta y la capacidad de generación de efectivo hace lo propio. Una vez que realiza los adelantos de impuestos a los que se obliga en la Ley de Ingresos de la Federación,²⁴ la compañía puede disponer de montos de efectivo adicionales hasta el momento de realizar las contribuciones definitivas.

En caso que los precios internacionales de petróleo se ubiquen por abajo de la meta fijada en la ley de Ingresos Públicos de la Federación, la disponibilidad de efectivo para la empresa disminuye, lo que implica que

²⁴ Tal es el hecho de que la Paraestatal debe depositarle diariamente –y mensualmente- al gobierno federal aportaciones como adelanto de sus contribuciones fiscales.

Pemex debe restringir su gasto como sucedió en 1998. Por el contrario, si los precios internacionales del petróleo están por arriba de los planeados, entonces la empresa puede eventualmente tener acceso a una parte de esos recursos excedentes como sucedió en el 2004.

b) **Aportaciones de capital que realice el Estado.** Las inyecciones de capital por parte del Estado han sido limitadas, en virtud de sus dificultades financieras que ha padecido desde inicios de los ochenta, las cuales se han conjugado desde los noventa con la instrumentación de una política fiscal basada en un equilibrio entre el gasto y los ingresos públicos.

En 1990 se tiene registrada la última capitalización a Pemex. En efecto, el gobierno federal le inyectó recursos frescos a través de los certificados de aportación o contribución “A”, que son los títulos representativos de la propiedad del capital de la compañía. Esa operación se inscribió en marco de la renegociación de la deuda externa en 1990 y consistió en la capitalización de 7.58 mil millones de dólares de deuda externa de Pemex en Certificados de Aportación “A”, que el gobierno mexicano convirtió en Bonos Garantizados a tasa variable con vencimiento en el 2019 –Bonos Brady-²⁵. No obstante, la Paraestatal asumió el compromiso con el gobierno federal del pago anual del costo financiero -rendimiento mínimos garantizados- de dicha deuda, cuyo monto es aprobado por el Consejo de Administración de Pemex.

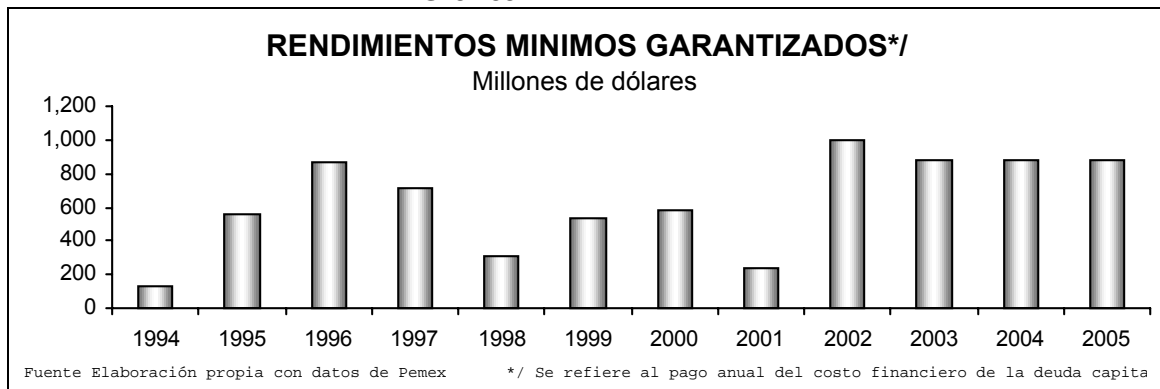
En diciembre del 1997, y en lugar de apuntar la capitalización de la empresa, el gobierno federal decidió una reducción en el patrimonio de Pemex por un monto de 12.12 mil millones de pesos, la “contraprestación” fue disminuir el pago de los rendimientos mínimos garantizados, que sólo implicarán un compromiso de pago para Pemex hasta el 2006 (gráfica No. 4.11).

Aunque no se maneja estrictamente como una capitalización, los recursos derivados del pago de impuestos por Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (ARE) se contabilizaron durante el 2004 como aportaciones al patrimonio, pero no se registraron como incremento en el número de Certificados de Contribución “A” que es el equivalente a las acciones en el caso una empresa privada.²⁶

²⁵ En marzo de 1990, el gobierno federal intercambió 7.58 mil millones de dólares de deuda externa de Pemex con los bancos comerciales internacionales por Bonos Garantizados a 30 años con tasa fija y vencimiento en 2019 y por Bonos Garantizados a tasa variable con vencimiento en 2019 (denominados Bonos Brady).

²⁶ En 2003 el ARE ascendió a 19.7 mil millones de pesos (1.7 mil millones de dólares), mientras que en el 2004 el AOI fue de 34.4 mil millones de pesos (3.1 mil millones de dólares), mismo que será utilizado para financiar inversión no Pidiregas y amortizaciones Pidiregas

Gráfica 4.11



c) La contratación de deuda.

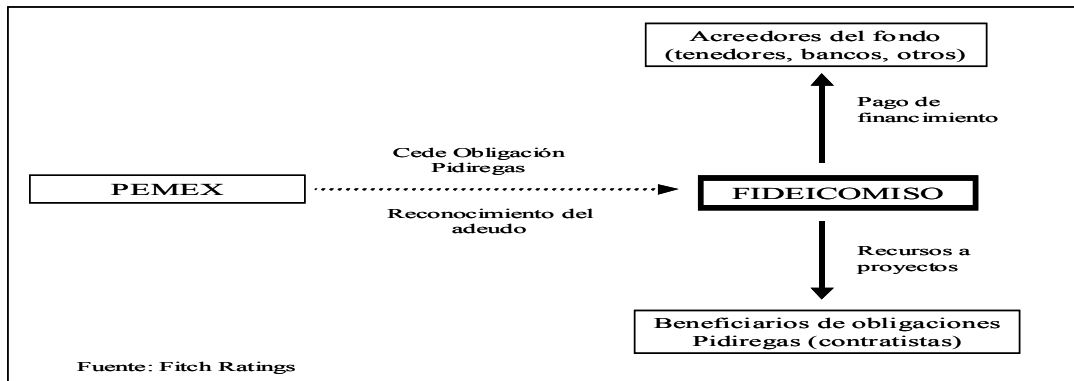
La forma más frecuentemente empleada para financiar las actividades de Petróleos Mexicanos ha sido a través de la contratación de deuda de corto y largo plazos mediante los mecanismos tradicionales: créditos bancarios, mercado de valores, empleando otras alternativas de financiamiento (arrendamiento, factoraje y proveedores), así como financiamientos contraídos bajo el esquema de Pidiregas, particularmente por los constructores de las obras inscritas es dicho esquema.

La base de contratación de deuda al amparo del esquema Pidiregas y el financiamiento de los contratistas, se planea en los lineamientos de La Ley General de Deuda Pública y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal.

El atractivo principal de este esquema es que permite ampliar el gasto público y diferir su pago en los ejercicios fiscales posteriores, lo que evita su registro como deuda pública. No obstante, bajo el esquema de los Principios Contables Generalmente Aceptados, la deuda contratada a través del Pemex Project Funding Master Trust, el Fideicomiso No. F/163 y el Pemex Finance Ltd. queda registrada en el balance de Pemex, lo que ha hecho abultado el pasivo institucional.

El principal objetivo primordial de dichos fideicomisos es la administración de recursos financieros relacionados con los Pidiregas, además de tener la facultad de contratar créditos directamente con la banca comercial o llevar a cabo la emisión de títulos en los mercados de valores (gráfica No. 4.12). Esos recursos captados por los fideicomisos son provistos a los contratistas, quienes pueden también aportar sus fondos a la etapa o proyecto Pidiregas encomendado. Los compromisos de dichos fondos se han consolidado desde 1998 en los estados financieros de Pemex.

Gráfica No. 4.12
ESQUEMA DE OPERACIÓN DEL FIDEICOMISO No. F/136



La operación del Fideicomiso No. F/136 es la siguiente: El fideicomiso paga con los recursos que se encuentran en su patrimonio las obligaciones Pidiregas cedidas. Pemex avalará el pago del principal e intereses que emita el fiduciario. El fideicomiso provee los recursos a los proyectos Pidiregas y paga sus compromisos adquiridos.

En general, Pemex ha modificado en los últimos años su política de endeudamiento en virtud de las mejores condiciones que se presentaron en el mercado financiero internacional y nacional. La disminución de las tasas de interés ha permitido reducir el costo financiero de la deuda y posibilitado la adopción de emisiones o contratación de deuda a tasas de interés fijas. Además, se ha aprovechado la ventaja de la disminución del riesgo país. Lo anterior, se corrobora porque las calificadoras internacionales de valores prácticamente tienen igualados el riesgo asignado a la Paraestatal (BBB) (Cuadro No. 4.6) y al gobierno mexicano (AAA). Con ello, la administración de Pemex ha incrementado los plazos de la emisión, y mejorado la estructura de las fuentes de financiamiento (gráfica No. 6.14). Uno de los beneficios para Pemex de tales calificaciones a sus emisiones, se ha capitalizado a través del empleo de los fideicomisos citados, los cuales han posibilitado reducir el costo del fondeo en comparación con el incurrido bajo el esquema Pidiregas adoptado en sus inicios. Ello es así porque Pemex capta recursos financieros a costos inferiores a los que se enfrentan los contratistas, lo cual permite el ahorro de recursos para la Paraestatal.

La agresiva política de endeudamiento de Pemex le ha llevado a incrementar año con año su saldo del pasivo total a través del uso de distintas fuentes de financiamiento, plazos, monedas y distintas tasas de interés (gráfica No. 4.13). De hecho, en los últimos años, ha incrementado el porcentaje de deuda documentada en los mercados nacionales a dos quintas partes del total en comparación a los internacionales; ha elevado el plazo de vencimiento de sus pasivos a 3.8 años; a 65.14% de tasa fija contra 34.86% de la flotantes y a concentrar en un 85.1% su deuda en

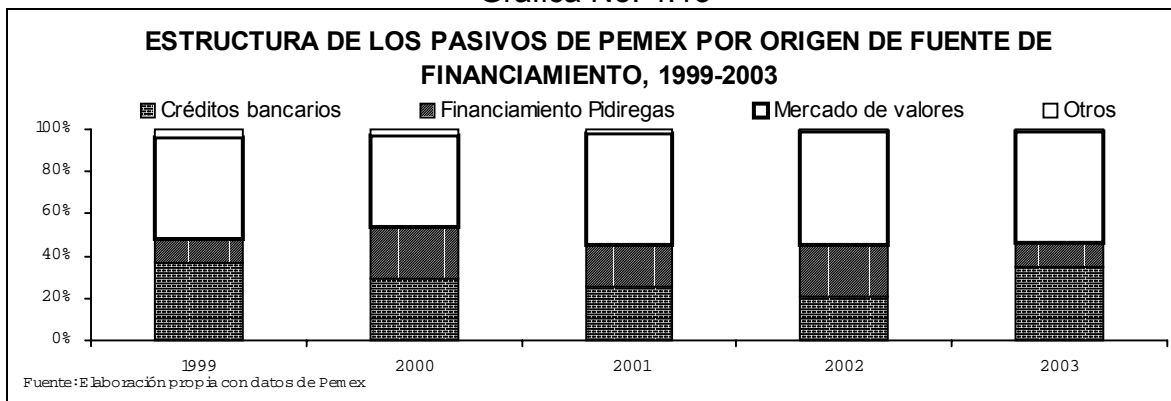
dólares, 14.66% en pesos mexicanos, 0.22% en yenes y el restante en otras monedas.²⁷

Cuadro No. 4.6
CALIFICACIONES ASIGNADAS
POR LA CALIFICADORA DE VALORES
FITCH A PEMEX

FECHAS	Emisiones locales	Emisiones Internacionales
21 JUL 1995		Ba2
10 AGO 1999		Ba1
7 JUN 2001		Baa3
15 AGO 2001	Baa1	Baa2
15 ENE 2002	BBB-	BBB-
1 FEB 2005*/	A-	BBB

*/ Corresponde a la calificación otorgada por Standard and Poor's
Fuente: Petróleos Mexicanos y Fitch

Gráfica No. 4.13



De hecho, a pesar de registrar uno de los niveles de apalancamiento más altos en la industria petrolera internacional –como se verá más adelante–, la Paraestatal continúa captando montos de deuda en los mercados financieros nacionales e internacionales, fundamentalmente por las siguientes razones:

- Aunque la deuda de Pemex no constituye una obligación del gobierno federal ni está garantizada por éste, la Ley General de Deuda Pública establece que los compromisos adquiridos por Pemex sobre su deuda externa deben ser aprobado y registrados por la SHCP. En otras palabras dichos pasivos son considerados como deuda pública del país. De esta manera, los empréstitos a Pemex mantienen el respaldo del Estado Mexicano (cuadro No. 4.7).

²⁷ Pemex, “Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004”, 25 de febrero del 2005.

- Otro elemento es la capacidad de generación de efectivo que mantiene la empresa, derivado del aumento en las ventas internas, pero sobre todo, de la tendencia alcista en los precios internacionales del petróleo que se ha registrado desde el año de 1999, y sostenido desde finales del 2001.

Cuadro No. 4.7
PERFIL DE LOS FINANCIAMIENTOS DE LA DEUDA DE PEMEX^{1/}
En millones de dólares al cierre de diciembre de cada año

Concepto	1998		1999		2000		2001		2002		2003	
Deuda n al en varias monedas	1,355	11.3	1,301	10.4	923	6.2	749	4.4	694	3.0	2,900	9.2
Reestructuración ^{2/}	439	3.7	398	3.2	351	2.4	292	1.7	224	1.0	153	0.5
Otros créditos bancarios	50	0.4	100	0.8	1,749	11.7	2,148	12.5	3,674	16.0	2,769	8.7
Bonos	5,850	48.9	5,863	47.0	6,719	45.1	8,509	49.6	11,515	50.1	16,285	51.4
Papel Comercial	222	1.9	307	2.5	447	3.0	228	1.3	433	1.9	432	1.4
Total Valores	6,072	50.7	6,170	49.5	7,166	48.1	8,737	50.9	11,948	51.9	16,717	52.8
Líneas de aceptaciones	1,107	9.3	896	7.2	880	5.9	785	4.6	785	3.4	540	1.7
Créditos al comercio exterior ^{1/}	1,350	11.3	2,035	16.3	1,395	9.4	1,490	8.7	2,150	9.3	3,323	10.5
Tot. financiamiento comercial	2,457	20.5	2,931	23.5	2,275	15.3	2,275	13.3	2,935	12.8	3,863	12.2
Créditos de compra	453	3.8	382	3.1	355	2.4	351	2.0	380	1.7	387	1.2
Arrendamiento financiero	549	4.6	496	4.0	437	2.9	319	1.9	279	1.2	254	0.8
Financiamiento de proyectos ^{1/}	591	4.9	685	5.5	1,650	11.1	2,282	13.3	2,866	12.5	4,636	14.6
TOTAL DE DEUDA	11,966	100	12,463	100	14,906	100	17,153	100	23,000	100	31,679	100

1/ Incluye operaciones de deuda contratada por el Master Trust.

2/ Se refiere a contrato de reestructuración a varios años.

Fuente: Elaboración con base en: Pemex, Prospecto de Colocación del Programa de Certificados Bursátiles, Octubre del 2003 y de 2003.

c.1) Contratación de deuda bancaria. Pemex acude al financiamiento bancario nacional e internacional, a través del uso de líneas de crédito, aceptaciones bancarias, crédito a la exportación, revolventes, préstamos garantizados y créditos comprador, así como mediante la contratación de préstamos directos.²⁸

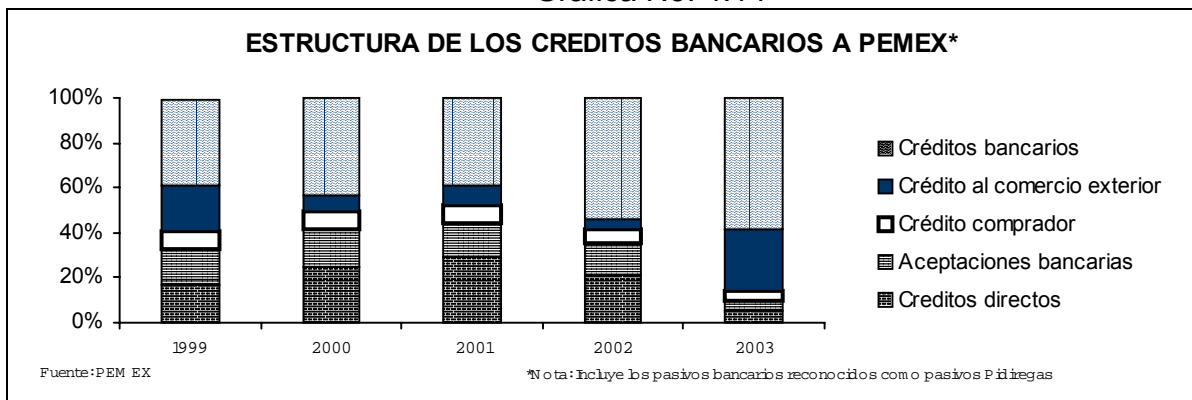
La contratación de deuda a través de la banca internacional ha sido uno de los mecanismos más empleados por la compañía, prácticamente desde

²⁸ En el 2002, las operaciones de financiamiento documentada precedieron de créditos directos (26.9%), aceptaciones bancarias, créditos al comercio exterior (9.3%) y diversas líneas de crédito comprador y financiamiento de proyectos, véase Pemex, Memoria de Labores 2002, página 69.

finales de los setenta. Pemex ha realizado operaciones con instituciones estadounidenses, japoneses, alemanas, italianas, francesas y suizas, entre otras, así como con los denominados Eximbank en créditos al comercio exterior.²⁹ Algunos de esos pasivos han sido créditos sindicados, que por su volumen deben ser realizados por más de una institución. Al cierre del 2003, 42 bancos registraban pasivos de Pemex, de los cuales únicamente cuatro fueron de propietarios mexicanos (Banorte, Banobras, Bancomext y Nafin).

Los pasivos bancarios registrados en el balance en el 2003 representaron alrededor de una tercera parte del pasivo total, incluido el contratado para financiar proyectos Pidiregas a través del Master Trust, (gráfica No. 4.14).³⁰

Gráfica No. 4.14



c.2) Otras formas tradicionales de financiamiento y proveedores. Pemex obtiene financiamientos de otros intermediarios financieros como arrendadoras, pero también usa el financiamiento de los proveedores y los denominados cobros por derechos de venta futuro.

El arrendamiento financiero es una práctica que se ha empleado menos en los últimos años, debido al mayor costo financiero de esta alternativa.

El financiamiento de proveedores ha promediado un 4.7% del pasivo total entre 1995 y 2003, pero muestra una tendencia descendente porque la contratación de la deuda está aumentando año con año, particularmente

²⁹ Uno de los compromisos adquiridos por Petróleos Mexicanos fue un financiamiento por mil 100 millones de dólares de parte del banco estadounidense Export-Import Bank, para los proyectos Cantarell, en el Golfo de México, y Burgos, en el Noreste Mexicano. Otros es el préstamo obtenido del estadounidense Standard Chartered Bank para el programa de gas de Pemex y el holandés ABN Amro el para el proyecto Cantarell, en el Golfo de México Información Selectiva, (EXIMBANK) APRUEBA garantía por 1,100 md a favor de PEMEX, 9/octubre/2002.

³⁰ El objetivo principal del Master Trust así como del Fideicomiso F/163, es la administración de recursos financieros relacionados con PIDIREGAS, para financiar proyectos que para este fin sean designados por PEMEX. El Master Trust ha sido consolidado con los estados financieros desde 1998 de conformidad con los principios de consolidación detallados en el Boletín B-8, "Estados financieros consolidados y combinados y valuación de inversiones permanentes en acciones", de PCGA. El Fideicomiso F/163 se está consolidando con los estados financieros desde el año 2003, fecha en que inició sus operaciones. Pemex, Estados Financieros 2003. http://www.pemex.com/files/content/7_estados.pdf

desde la instrumentación de los Pidiregas. El financiamiento de proveedores ha estado sujeto a lineamientos que el gobierno dictó hacia finales de los setentas y en los ochenta para promover a las empresas nacionales en el programa de proveedores,³¹ y más recientemente con los programas de apoyo a proveedores a través de los programas de Nafin.³²

Por lo que respecta a los cobros por derechos de venta futuro, es un mecanismo de financiamiento de mediano plazo,³³ que ha llegado a representar hasta el 13.5% de los pasivos totales en 1999, pero que ha tendido a disminuir a 1.5% en el año 2004. El mecanismo de financiamiento consiste en que Pemex Finance, una compañía filial de Pemex con sede en Gran Caimán, compra ciertas cuentas por cobrar provenientes de las ventas de petróleo crudo a PEP y PMI, misma que bursatiliza a través de la emisión de bonos. Las cuentas por cobrar son las que se generan por la venta de petróleo crudo tipo maya a clientes designados en Estados Unidos, Canadá y Aruba. Los recursos netos obtenidos son utilizados para los proyectos Pidiregas, cuyos conceptos se explicarán más adelante.

c.3) **Colocaciones en el Mercado de Valores.** Pemex ha acudido a la emisión de valores desde finales de la década de los setenta. Aunque por efecto de las condiciones vividas en el país, y su relación con el gobierno, en los ochentas se llevaron a cabo esas operaciones en forma aislada, principalmente a inicios de la década. Sin embargo, a partir de 1990 a la fecha la institución ha realizado una amplia variedad de ofertas públicas en las bolsas de valores de Estados Unidos, Europa y Japón, fundamentalmente mediante la emisión de Bonos (Notas),³⁴ y papel comercial, y más recientemente de Certificados Bursátiles en México, los cuales fueron de 3.3 MMd en el 2003 y se estima de 3.7 MMd para el 2004.³⁵

Los Certificados Bursátiles son títulos de crédito emitidos a través de un fideicomiso. La base de su operación parte de la constitución, por parte de intermediarios financieros, de un fideicomiso de administración y pago. El objetivo del Fideicomiso es obtener fondos para financiar las obligaciones de Pemex directa o indirectamente de diversos proyectos Pidiregas que autorice el gobierno federal.

³¹ En esos años, el gobierno federal apoyado por Nafinsa (ahora Nafin) creó un programa de apoyo a los proveedores nacionales de Pemex, incluso, durante el gobierno de De La Madrid, una estrategia se fundamentaba en el uso del poder de compra de la Paraestatal, véase NAFINSA, Monografías Sectoriales sobre Bienes de Capital, México, varios números.

³² Para mayor información consúltese www.nafin.gob.mx

³³ Se presenta como un pasivo a largo plazo en el balance, pues aunque su figura de operación establece la obligación de pago a corto plazo, se renuevan constantemente

²⁰⁵ Es interesante señalar que una parte de los bonos emitidos son respaldados por las cuentas por cobrar o cobradas, los cuales se bursatilizan. Para mayor información véase Moody's Investor Service, Pemex Finance Ltd. Special Comment, January, 1999.

³⁵ Periódico la Jornada, "Rebasaría el billón de pesos la deuda de Petróleos Mexicanos, 10 de Febrero de 2005, página 24 y http://www.pemex.com/files/content/DCF_rr_0409_e.pdf.

El papel comercial es un título de crédito emitido por empresas a corto plazo –hasta un año-, por lo que se usa para financiar capital de trabajo.

Los bonos bancarios (notas) son títulos de crédito emitidos en las bolsas de valores por empresas a mediano plazo, los cuales tienen un amplio mercado secundario y pagan rendimientos fijos o variables ligeramente por arriba de la tasa líder, dependiendo del riesgo de la emisora. Este tipo de instrumento es el más frecuentemente empleado por Pemex en los mercados internacionales (cuadro No. 4.8).

Cuadro No. 4.8
VALORES EMITIDOS PARA EL FINANCIAMIENTO DE PEMEX

INSTRUMENTO	CARACTERÍSTICAS	OBJETIVO
Aceptaciones Bancarias	Letras de cambio nominativas, emitidas por personas Pemex, aceptadas por los bancos y endosadas por el banco aceptante.	Financiar las necesidades de recursos de capital de trabajo.
Bonos	Títulos de deuda emitidos en el que se especifica el monto a rembolsar en un determinado plazo, las amortizaciones totales o parciales, los intereses periódicos y otras obligaciones del emisor. Son emitidos en distintas monedas, a tasa fija o variable. También son empleados para descontar	Financiar las necesidades de recursos de capital de trabajo y pasivos.
Bonos intercambiables garantizados con vencimiento	Estos bonos están garantizados por Petróleos Mexicanos y son intercambiables por acciones de Repsol YPF, S.A., o su equivalente en efectivo a opción del tenedor de los bonos.	
Papel Comercial	Pagaré negociable, sin garantía específica, emitido por una empresa que cotiza en el mercado de valores.	Financiar las necesidades de recursos de capital de trabajo.
Certificados Bursátiles	Títulos representativos del derecho provisional sobre los rendimientos y otros beneficios de títulos o bienes integrados en un fideicomiso irrevocable.	Financiar las necesidades de recursos de capital de trabajo y pasivos.

Pemex también ha emitido bonos intercambiables por acciones de Repsol YPF, S. A. a través del RepCon Lux, que es un vehículo financiero estructurado en Luxemburgo. Con esta operación se bursatilizan las acciones que Pemex tiene de esa petrolera española.³⁶

³⁶ En enero del 2004, Repcon Lux emitió 1.37 mil millones de dólares en dichos bonos intercambiables. Pemex, "Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004", 25 de febrero del 2005.

Cuadro No. 4.9
CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS EMISIONES DE
VALORES DE PEMEX, 2000-2004

Fecha de emisión	Tipo de papel	Monto	Moneda en Millones	Tasa	Vencimiento	Destino de los recursos	Agentes colocadores
Diciembre, 2004	Certificados Bursátiles	5,000	Udis	9.01%	15 años	Pidiregas	N. d.
Septiembre, 2004	Bonos	1,750	Dólares	7.75%	A perpetuidad prepago a partir del 5° año	Pidiregas	N. d.
Agosto, 2004	Bonos	850	Euros	6.37%	2016	Pidiregas	N. d.
Junio, 2004	Bonos	1,500	Dólares	Tasa flotante	2010	Pidiregas	N. d.
Febrero, 2004	Bonos	1,000	Euros	5.5%	2025	Pidiregas	N. d.
Octubre, 2003	Certificados Bursátiles	20,000	Pesos	Fija, variable o en Udis	< 20 años	Pidiregas	Casa de Bolsa BBVA, ING Casa de Bolsa y Casa de Bolsa Santander Serfin
Junio 2003	Bonos	750	Dólares	7.375	2014	Pidiregas	N. d.
Abril 2003	Bonos	750	Libras esterlinas	6.625	2010	Pidiregas	N. d.
Marzo 2003	Bonos	500	Dólares	8.625	2022	Pidiregas	N. d.
Febrero 2003	Bonos	750	Dólares	6.125	2008	Pidiregas	N. d.
Enero del 2003	Notas	250	Libras esterlinas	7.5	Diciembre 2013	Pidiregas	Barclays Capital y HSBC
Diciembre del 2002	Bonos	30,000	Yenes	3.5	2023	N. d.	N. d.
Diciembre del 2002	Bonos	1,000	Dólares	7.375	2014	Financiar el programa de inversión	N. d.
Febrero 2002	Bonos	1,000	Dólares	7.875	2009	N. d.	N. d.
Febrero 2002	Bonos	500	Dólares	8.625	2009	N. d.	N. d.
Enero 2002	Bonos	500	Dólares	Variable	2005	N. d.	N. d.
Diciembre 2001	Bonos	600	Dólares	6.5	Diciembre, 2005	Pidiregas	N. d.
Diciembre 2001	Bonos	750	Dólares	8.0	Diciembre, 2011	N. d.	N. d.
Diciembre 2001	Bonos a tasa variable	500	Dólares	150 pb / tasa Libor 3 m	Diciembre, 2004	N. d.	Credit Suisse First Bond
Feb-01		1000	Dólares	8.639	febrero de 2008	N. d.	Goldman Sachs & Co. y Salomon Smith Barney Inc., de acuerdo con MCM CorporateWatch. bajo la regla 144 ^a
Agosto, 2000	Eurobonos	500	Euros	N. d.	Agosto, 2007	N. d.	Credit Suisse First Boston y Schroder Salomon Smith Barney

N. d. Información no disponible.

Fuente: Investigación propia con datos de Infosel, el periódico El Universal y Pemex, Prospecto de Colocación del Programa de Certificados Bursátiles, Octubre del 2003. Pemex, "Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004", 28 de febrero del 2005.

c.4) **Financiamiento de contratistas para proyectos.** En este caso se pueden citar dos esquemas empleados en la actualidad. El usado bajo el esquema Pidiregas y el que se realizará al amparo de los denominados Contratos de Servicios Múltiples, que son una variante de los mismos Pidiregas. En el primer caso, Pemex acudió a realizar operaciones para los proyectos Pidiregas a partir de 1997. Como se apuntó, los recursos con los que se llevan a cabo los proyectos Pidiregas son obtenidos por el Pemex Master Trust, el Fideicomiso F/163 o aportados directamente por los contratistas de los proyectos. En el segundo caso, los contratos de servicios asignados a los seis bloques –hasta el cierre del 2004-, incorporan el que los fondos para la operación del contrato sean financiados por las propias compañías de servicio, a quienes se les pagarán el costo financiero y el capital total aportado con los flujos de efectivo derivados de los productos obtenidos, es decir, de la venta de gas natural. En ambos casos, los contratistas obtienen recursos de préstamos bancarios, colocaciones de deuda,³⁷ así como mediante aportaciones directas de fondos.

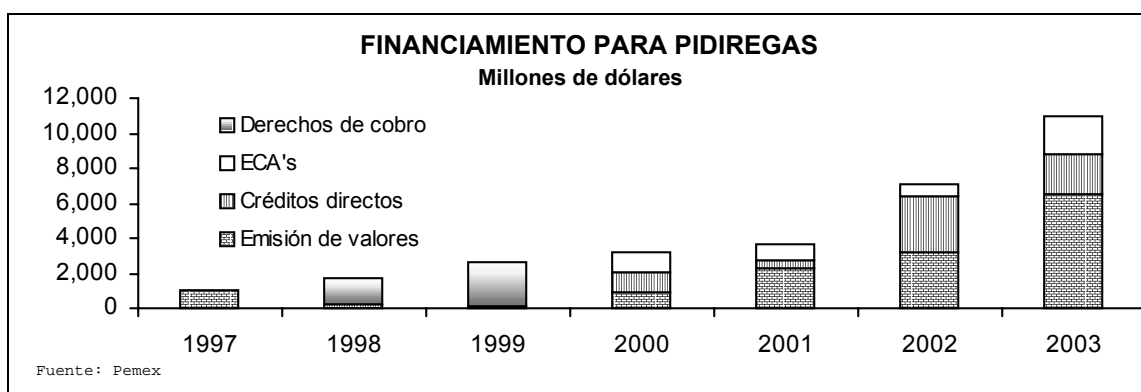
El financiamiento de los proyectos Pidiregas³⁸ es una alternativa de contratación de deuda que puede redundar en resultados muy similares a los que Pemex lograría con la contratación directa de pasivos, pues al final todas las garantías de pago las otorga la empresa –son deuda pública-, y sobre todo tienen la ventaja de no requerir aprobación anual del Congreso, claro una vez autorizados (gráfica No. 4.15). Tienen la posibilidad de ser manejados como proyectos “independientes” y evaluados como tal en términos de su rentabilidad. La desventaja de los Pidiregas es que el proyecto en su conjunto puede resultar más costoso cuando lo realizan contratistas que si lo lleva a cabo la propia empresa petrolera (Cuadro No. 4.10).

En el caso de los Contratos de Servicio Múltiple el costo total del proyecto queda supeditado a la cantidad de actividades por desarrollar, así como al nivel de producción proyectada en cada bloque. Si existe o no el nivel de producción mínimo rentable, por arriba del “punto de equilibrio”, Pemex está obligada a pagar dichos servicios y evidentemente el costo financiero y capital involucrados, aunque se reserva el derecho a terminar el contrato cuando más le convenga.

³⁷ Como el caso de Conproca, S. A., que es una empresa de ingeniería mexicana, quién ha emitido valores en México y en Estados Unidos respaldados por Pemex en virtud de las obras que se construyen con dichos fondos.

³⁸ Considérese las no gratas experiencias en algunos proyectos manejados bajo este esquema, como el caso de algunas modificaciones a la refinería de Cadereyta que no entró en operación en la fecha ni en las condiciones programadas. Ello redundó en un incremento en el costo de construcción y en costos financieros adicionales para Pemex.

Gráfica No. 4.15



Cuadro No. 4.10
DIFERENCIA ENTRE EMISIÓN DE DEUDA TRADICIONAL Y PIDIREGAS PARA EL SECTOR PÚBLICO.

DEUDA TRADICIONAL	DEUDA Pidiregas
El endeudamiento se aprueba anualmente. No necesariamente puede destinarse a los proyectos de inversión en marcha.	Se contrata deuda por periodos multianuales, lo que permite continuidad a los proyectos
El costo financiero de la deuda pública ya que se paga el riesgo soberano.	El costo financiero de la deuda es superior porque se paga el riesgo de emisión de la empresa.
En los proyectos en desarrollo es necesario pagar por sus servicios o registrar el gasto como ADEFA o bien.	Durante la ejecución del proyecto no se impactan las finanzas públicas. Cuando las obras se concluyen y están en condiciones de generar ingresos, las obras se entregan a las empresas y cuando entran en operación se inicia la amortización del principal afectando el gasto público a través del presupuesto.
Si se disponen de los recursos se pueden planear las inversiones en proyectos, en caso contrario se pueden diferir para otros años	Permiten que recursos presupuestales se asignen a otros proyectos prioritarios y posibilitan que el gasto que se canaliza a programas sociales crezca a tasas mayores que el gasto programable total.

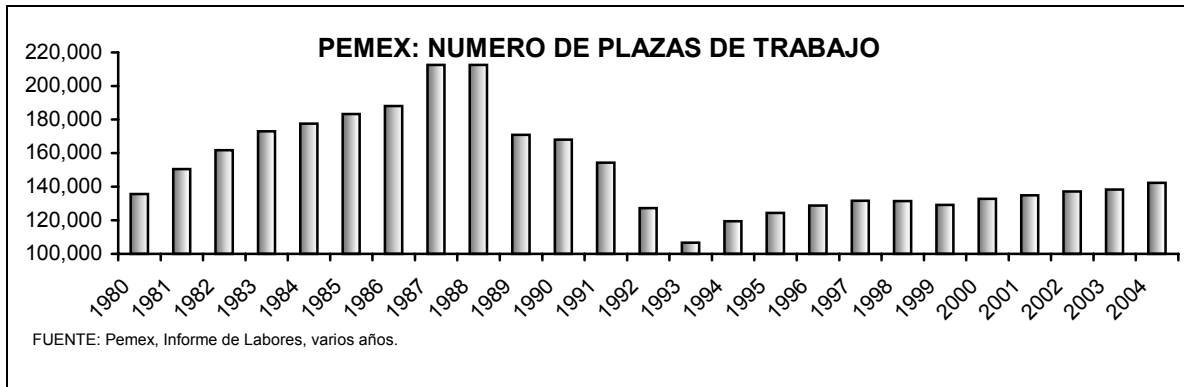
Fuente: CEFP/046/2004. PEMEX. Balance Presupuestario e Inversión Financiada y consideraciones propias.

d. **Reserva Laboral (para Jubilaciones y Pensiones).** Pemex, como cualquier empresa en México, tiene obligaciones por concepto de primas de antigüedad y pensiones a pagar a su personal. Dichas obligaciones únicamente son exigibles después que el personal haya prestado sus servicios en la empresa según los acuerdos laborales. Su saldo a finales del 2004 llegó a 347.2 Mmp (30.8 MMd), que representó un 36.2% del pasivo total, nivel muy superior a de las empresas petroleras transnacionales. Cabe señalar, que dicho saldo se ha multiplicado por diez en el último decenio, cuando sólo representaba una quinta parte del pasivo total. El álgido crecimiento de este concepto comienza a representar una preocupación para la compañía por la elevada cantidad de trabajadores (gráfica No. 4.16) que tiene, su antigüedad y con una constante rotación de directivos.

Se han planteado algunas alternativas de financiamiento para impulsar la industria petrolera nacional, y en particular a Pemex. Entre estas destacan la posibilidad de canalizar los fondos del Sistema para Ahorro el Retiro que

administran las Sociedades de Inversión de las 13 Afores existentes en el país (Siefores)³⁹ y llegan a representar el 11.3% de Producto Interno Bruto (PIB) al cierre del 2004. Sin embargo, esta alternativa sólo tiene la posibilidad de asegurar fondos en calidad de préstamo a Pemex, es decir como deuda de la compañía, lo cual sin duda está sucediendo dado que la Paraestatal ofrece valores en el mercado mexicano e internacional en donde las Siefores tienen permitido adquirir los citados activos financieros de Pemex. Otra alternativa podría ser mediante la participación el capital accionario de la Paraestatal, lo cual está prohibido por la Ley.

Gráfica No. 4.16



Otras formas de financiamiento de proyectos de inversión en Pemex, como el desarrollo de proyectos infraestructura a través de asociaciones estratégicas con empresas petroleras o expertas en ingeniería y en cualquier campo para la extracción de hidrocarburos, son prohibidas por las disposiciones contenidas en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, mismos que se refieren, en cada caso, a la rectoría del Estado en la economía; a la propiedad de las tierras y aguas en la nación, y a la reglamentación de los monopolios y de las actividades en las que el Estado puede actuar en ese sentido.

4.3.2 El Financiamiento de las Actividades Desarrolladas por la Iniciativa Privada Mexicana.

El grado de apertura en el sector hidrocarburos que propicia el gobierno busca no sólo que la participación privada se centre en el aporte de los recursos financieros para el desarrollo de la industria petrolera, sino que a través de la participación en

³⁹ El monto de recursos que administran dichos fondos de inversión ascendió al cierre de junio del 2004 a 423.5 mil millones de pesos (37.2 mil millones de dólares) y llevan el registro de 232.3 mil millones de pesos (20.4 mil millones de dólares) de las subcuentas de vivienda Véase el Periódico el Universal el día 22 de julio del 2004.

las actividades operativas -esquema de Contratos de Servicios Múltiple- contribuyan a la creación de la infraestructura.

La reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (y al Reglamento de la Ley Reglamentaria) realizada en 1995 propició una nueva organización de la industria del gas natural,⁴⁰ en la que se distinguieron la exploración y explotación y la venta de primera mano de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución y las actividades de comercialización.⁴¹ Las tres primeras actividades se quedaron reservadas para el Estado y las cuatro restantes fueron abiertas a la iniciativa privada.

Las empresas privadas que participan en la industria petrolera mexicana acotan su ámbito de desarrollo a un grupo de las actividades permitidas legalmente en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural; almacenamiento, transporte y distribución de gas LP; almacenamiento y comercialización de los derivados del petróleo como el diesel, gasolina y aceites lubricantes, así como en la comercialización de petroquímicos básicos y secundarios y actividades accesorias a la industria definidas en la Ley de Obras Públicas.

A raíz de dicha apertura, entre 1996 y 2004 la Comisión Reguladora de Energía autorizó permisos cubriendo 130 proyectos de transporte y 18 de distribución en los cuales se comprometieron inversiones por 2,692 MMd, de los cuales el 62% correspondió a proyectos de transporte (cuadro No. 4.11). Un poco más del 80% del total de recursos comprometidos pertenecieron a la iniciativa privada y el restante al sector público (gráfica No. 4.10).

Cuadro No. 4.11
**MONTO DE INVERSIONES DESTINADAS A LA CONSTRUCCIÓN
DE INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL**
Millones de dólares

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	1996-2004
Transporte	148.92	322.77	224.81	475.03	141.66	13.16	311.70	23.50	9.5	1,670.6
Acceso abierto	82.0	295.4	191.8	458.6	128.7	-	284.6	0.8	0.0	1,441.9
Usos propios	66.9	27.4	33.0	16.4	13.0	13.2	27.1	22.7	9.5	228.7
Distribución	18.1	188.7	563.7	97.9	153.0	-	-	-	-	1,021.4
Total	167.1	511.4	788.6	572.9	294.6	13.2	311.7	23.5	9.5	2,692.0

Fuente: Elaborada con datos de la Comisión Reguladora de Energía, 2004.

En materia de transporte de gas natural, los recursos comprometidos correspondieron al sector privado nacional y fueron fondeados fundamentalmente

⁴⁰ Históricamente los criterios de evaluación de inversión y análisis de riesgo han privilegiado el petróleo en detrimento del gas natural, en virtud del enorme diferencial en los niveles de rentabilidad y flujo de efectivo entre ambas actividades.

⁴¹ Vale la pena destacar que la ley permite que una misma persona pueda ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución. La duración de los permisos es de 30 años y podrán renovarse una o más veces por un periodo de 15 años. Sin embargo, las ventas del gas de origen nacional estarán reguladas hasta que existan condiciones de competencia perfecta.

con deuda, flujo de efectivo y aportaciones propias, sin embargo un componente fundamental ha sido la inversión de Estados Unidos y España. Pemex fue el principal realizador de proyectos del sector público en ese concepto, la mayoría de los cuales se vincularon con el abastecimiento a las plantas de generación eléctricas y las interconexiones con los sistemas allende el río Bravo. En este caso los recursos procedieron del presupuesto asignado por el Estado a Pemex.

En el caso de los permisos de distribución gas natural únicamente la iniciativa privada ha canalizado recursos de inversión en virtud de que Pemex tiene prohibido realizar esa actividad, siendo la de procedencia extranjera el principal componente de aportación de recursos (fundamentalmente de origen español y francés).

Huelga señalar que en la industria petrolera nacional, también participa la iniciativa privada mexicana en el transporte, distribución y comercialización de diesel, gasolina y gas LP. La base de fondeo ha sido el flujo de efectivo generado, deuda y aportaciones de los socios. En general, los esquemas de financiamiento empleados son créditos bancarios, inyecciones de recursos frescos, uso del efectivo y otras operaciones de financiamiento como uso de proveedores –entre los que destaca el propio Pemex- y arrendamiento.

En el caso del gas natural, las compañías son en su mayoría empresas internacionales con capacidad financiera y negocios prácticamente monopólicos, sobre todo en la distribución. Financian sus actividades con recursos propios, deuda y su flujo de efectivo. No obstante, el problema los elevados precios han distorsionado los planes de crecimiento de dichas compañías, pues sus proyectos de expansión se han retrasado.

“Las 21 empresas que operan las concesiones de distribuidoras de gas natural continúan presentando problemas para cumplir con los compromisos asumidos en los títulos de concesión como el número de usuarios al que originalmente pretendían llegar y, consecuentemente, el monto de las inversiones programadas. La mayoría de las compañías analizan tramitar un amparo para evitar ser sancionadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) o incluso están dispuestas a reducir sus programas de inversión y sus metas de cobertura de clientes, como es el caso de la compañía belga Tractebel.”⁴²

Las empresas privadas dedicadas al negocio del gas LP cuentan con esquemas de operación basados en el uso del efectivo, proveedores y deuda, pero tienen también la capacidad financiera para realizar sus operaciones en virtud de las prácticas oligopólicas instrumentadas en ciertos mercados o regiones.

⁴² Periódico El Universal, “Bajará la inversión en gas natural”, 26 de noviembre del 2004.

En cambio, los propietarios de gasolineras, que sumaron 6,614 al cierre del 2004,⁴³ emplean el financiamiento derivado del flujo de efectivo operado, endeudamiento bancario y el manejo de las cuentas de proveedores (Pemex).

Conclusiones

En un contexto de creciente globalización económica, la práctica internacional en los países desarrollados es contar con un Estado que presente cierto nivel de desequilibrio fiscal, siendo Estados Unidos el caso más significativo en donde el gasto público ha jugado un papel relevante en la recuperación económica. Con ello se apoya la actividad productiva de su país y se da mayor presencia al Estado inclusive en el ámbito internacional.

En México se ha logrado mantener parcialmente en equilibrio las finanzas públicas y sorteado el problema de la deuda pública. No obstante, el objetivo de equilibrio fiscal se lleva a cabo en paralelo con un conjunto de problemas estructurales, del que destacan: la deuda contingente, que se contabiliza de manera independiente, y las inflexibilidades en los egresos e ingresos públicos que han afectado primordialmente el crecimiento del gasto público, pero sobre todo, han creado un esquema de elevada dependencia de las contribuciones de Pemex al erario público.

El manejo de la política fiscal ha tenido como base la estrategia de disminuir la participación del Estado en la economía desde los ochenta y tenido como principal víctima su participación en las actividades productivas, y primordialmente en la inversión pública. En efecto, el principal argumento de la política de gasto público ha sido privilegiar el gasto corriente en lugar del destinado a la inversión, situación que no sólo ha limitado el papel productivo del Estado mexicano, sino que lo deja al margen de poder impulsar una política industrial que fortalezca el aparato productivo nacional. Ello a costa de ofrecer condiciones favorables a los privados para que realicen las inversiones productivas, con relativo éxito dado el bajo crecimiento económico y la limitada generación de empleos formales.

En particular, esa limitada canalización de recursos del gobierno federal ha afectado a Pemex, quien desde los ochenta ha enfrentado dificultades para desarrollar su capacidad productiva, y originado la agudización de algunos problemas estructurales que disminuyen su competitividad. La introducción del esquema Pidiregas -en el que se contemplan los Contratos de Servicios Múltiples- ha sido un elemento que ha permitido disminuir los retrasos en materia de inversión en la Paraestatal. Las actividades ligadas a la explotación de petróleo han sido las prioridades en la canalización de la inversión desde los ochentas, y aunque también se ha buscado la autosuficiencia en materia de petrolíferos, en años recientes ha habido necesidad de llevar a cabo importaciones, particularmente de gasolina.

⁴³ Pemex, "Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004", 25 de febrero del 2005.

Asimismo, aunque la política energética ha privilegiado el uso del gas natural desde mediados de los noventa, no se han realizado las inversiones adecuadas para propiciar la autosuficiencia. Pero, la situación es más compleja en materia de petroquímica en donde las inversiones han registrado una tendencia descendente ante el desinterés del gobierno por apoyar esa actividad de transformación de alto valor agregado de los hidrocarburos.

Dado que Pemex tiene que sujetarse al presupuesto asignado por el Estado, tanto en términos de gasto corriente y de capital, los mecanismos de financiamiento empleados están basados fundamentalmente en la contratación de deuda. La capacidad de generación de flujo de efectivo es favorable para financiar su capital de trabajo, pero sólo en el caso de precios internacionales de petróleo altos, pues en caso contrario es un factor que puede agudizar la demanda de recursos de la Paraestatal, y por supuesto del gobierno federal. Otras alternativas, como su inyección fresca de recursos financieros han quedado marginadas, bajo el argumento de la carencia de recursos en el sector público, que en los últimos dos años es cuestionable ante los elevados precios del petróleo.

La restringida voluntad política para apoyar financieramente a Pemex, que se expresa entre otros elementos en la asignación de presupuestos limitados, se ha traducido en el empleo intensivo de la deuda a través del esquema Pidiregas, sin embargo ello ha tenido un costo elevado sobre el desempeño de su estructura financiera, y en particular sobre su apalancamiento como se establece en el siguiente capítulos de esta investigación.

Dado el esquema legal vigente en el sector de los hidrocarburos, la participación de los privados ha sido limitada en algunas actividades en materia de gas LP, gas natural, en ciertos derivados del petróleo y en la petroquímica. A pesar de ello, los espacios otorgados al capital privado no han sido aprovechados adecuadamente, en unos casos por problemas ligados a la industria, pero otros porque los empresarios exigen el otorgamiento de mayores condiciones de seguridad en sus inversiones, como es el caso de la petroquímica. El financiamiento de los privados en la industria petrolera nacional, queda entonces restringido, no sólo a posibilidad de abrir el marco regulatorio, sino al ofrecimiento de condiciones de rentabilidad favorables.

CAPITULO 5. ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA DE PETRÓLEOS MEXICANOS.

Petróleos Mexicanos realiza actividades complejas y expuestas a un sinnúmero de factores, pero también es una de las bases en las que se sustenta el desempeño de la economía del país. Los elementos que se han combinado en la conformación del estado actual de Pemex la están llevando a presentar diversos problemas. Uno de las más importantes, en el que se refleja una parte de otros, es la dificultad financiera que enfrenta.

Aunque, Pemex mantiene el respaldo financiero del Estado mexicano y una amplia interrelación, la profundización de esa problemática financiera implica enfrentar costos adicionales, pero sobre todo, riesgos de cambios en el marco legal que le rige, que pueden repercutir sobre su desempeño financiero y operativo y hasta de cambios en su propiedad.

En este capítulo se examinará la situación financiera de Pemex y su perspectiva a fin de lograr su viabilidad financiera en el marco legal actual. De esta manera, se estudiarán los principales factores de influencia externa del desempeño de la compañía, para lo cual se analizan los distintos riesgos enfrentados. En el ámbito interno, se revisará su situación financiera a fin de identificar cómo el conjunto de problemas estructurales acumulados en el tiempo han incidido sobre su actuar, así como es que tales elementos han estado significando presiones de grupos de interés que desean eliminar el monopolio mantenido por la paraestatal en la exploración, explotación y refinación de hidrocarburos y en la petroquímica básica.

Con el objeto de encontrar posibles alternativas que le den viabilidad a la compañía, se desarrolló un modelo de simulación económico-financiero, mediante el cual se elaboraron posibles escenarios de desempeño de la Paraestatal que permitan promover su sustentabilidad financiera en el largo plazo, y mantenerse como uno de los activos del Estado Mexicano. Con ello se pretende evitar que la estrategia de endeudamiento empleada para fomentar el crecimiento de la Paraestatal –fundamentalmente a través del esquema Pidiregas- conlleve a agudizar su situación financiera, y con ello, a involucrarse en mayores costos financieros, o incluso en la apertura de la industria petrolera nacional al capital privado, bien sea mediante su participación en actividades operativas en la industria o en la propiedad accionaria de Pemex.

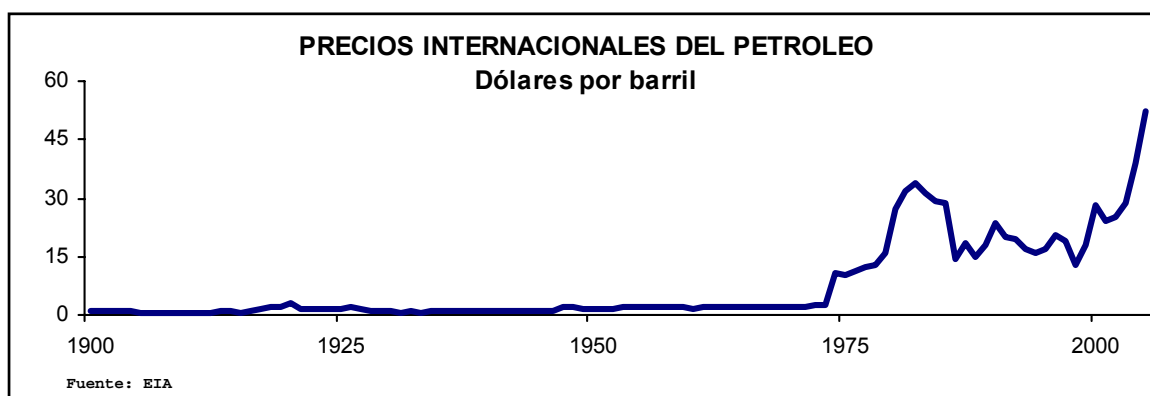
5.1 Determinantes del Entorno que Afectan el Desempeño de Pemex

Para realizar un análisis general de Pemex, se agrupan los riesgos en: de mercado, operativos, tecnológicos, legales y de política. En materia de riesgos de mercado, Pemex, como parte del selecto grupo de productores de petróleo,

enfrenta la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos, el nivel de las tasas de interés mundiales en los que la compañía tiene contratados sus adeudos y las variaciones cambiarias, amén de los cambios y transformaciones que se derivan de la propia operación de los mercados financieros globales. El impacto de los riesgos de mercado se traduce en la posibilidad de realizar gastos financieros adicionales o en limitar el monto de los ingresos obtenidos.

En el caso de los precios internacionales del petróleo, su volatilidad es muy significativa, ya que se han observado niveles tan bajos como el registrado el 12 de diciembre de 1998, cuando el West Texas Intermediate (WTI) llegó a ubicarse en 10.82 dólares por barril, o tan altos como los registrados el 11 de octubre de 1990 y en octubre del 2004 cuando alcanzó los 41.1 y 42.0 dólares por barril, respectivamente, y más recientemente arriba de los 70 dólares por barril en agosto del 2005 (gráfica No. 5.1).

Gráfica No. 5.1



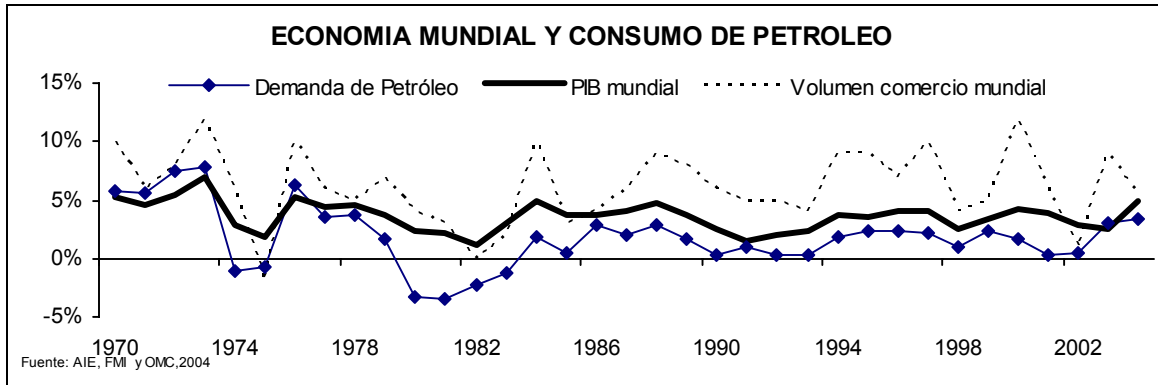
Cuando los precios del petróleo bajan se originan movimientos en los flujos de efectivo de Pemex desfavorables y menos recursos para financiar su capital de trabajo. Empero, lo más importante es que en el caso de disminuciones en los precios del petróleo, existe el riesgo de que la empresa resienta ajustes en su gasto por efecto de su relación con las finanzas públicas como aconteció en 1998. En el caso de precios altos, no todos los recursos captados pueden ser empleados para fortalecer su estructura financiera, en virtud del esquema fiscal al que está sujeta, pues únicamente una parte de los impuestos sobre ingresos excedentes pueden corresponderle (ver anexo E).

Un alto crecimiento económico mundial induce una mayor demanda de petróleo, que en la mayoría de los casos se traduce en movimientos alcista de los precios del crudo (gráfica No. 5.2). La profundidad de esa alza está en función de las condiciones coyunturales existentes, dado el elevado nivel de especulación característico de ese mercado.

Algunos de esos factores coyunturales están asociados con los niveles en los stocks de petróleo y derivados en los países desarrollados con capacidad de

almacenamiento. La alza en la demanda de petróleo induce una baja en dichos stocks ante la imposibilidad de muchos países petroleros por incrementar su producción en una situación de desabasto, pues pocas naciones tienen la capacidad de incrementar su producción en caso de ser necesario, como es el caso de Arabia Saudita.¹ La baja de los inventarios en los países de la OCDE - siendo el de Estados Unidos uno de los más importantes- genera incertidumbre sobre la oferta futura del crudo, lo cual propicia especulación y el aumento en los precios de ese energético.²

Gráfica No. 5.2



A su vez, la disminución de precios del petróleo afecta las cotizaciones de los derivados del petróleo como es el caso de las gasolinas que vende la paraestatal al mercado interno o exporta, y con ello, los ingresos de la compañía.

Lo mismo, sucede sobre los ingresos de la paraestatal cuando varía el precio del gas natural que vende al mercado o cuando se registra el debilitamiento de las cotizaciones internacionales de los productos petroquímicos elaborados.

Existe otro grupo de factores que afectan los precios del petróleo y derivados, y por ende los ingresos de Pemex, tales como la expectativa sobre el nivel de inflación mundial, que puede inducir en la instrumentación de una política de desaceleración económica, y por ende, en una reducción en la demanda de petróleo; la voluntad política de los países oferentes de producir mayores niveles de petróleo o la existencia de expectativa de crecimiento de la demanda por arriba de la capacidad de oferta disponible.

Los movimientos en las tasas de interés afectan el costo financiero de la deuda contratada a tasa variable. En particular, ello ha sucedido desde junio del 2004, cuando la tasa de interés de Estados Unidos inició un proceso de alzas, lo cual

¹ Arabia Saudita es el país que cuenta con la capacidad de producción en el mundo petrolero, empero recientemente se ha agotado frente la importante demanda de petróleo en el mundo.
² De hecho, los miembros de la Agencia Internacional de Energía que son importadores netos tienen la obligación de mantener reservas emergentes de petróleo por lo menos para 90 días de las importaciones netas del crudo del año precedente. www.iea.doe.gov

redunda en impactos sobre la deuda contratada en dólares, misma que representa una elevada proporción del pasivo total.

La fluctuación de los tipos de cambio también es un factor que afecta parcialmente los ingresos de Pemex. Así, debido a que el grueso de las ventas de exportación se denomina en dólares americanos, se tiene que la devaluación del Euro en relación al dólar impacta el costo financiero de la deuda denominada en esta última moneda.³ O también, una sobrevaluación del peso, significa obtener menores ingresos en moneda nacional, pero también afrontar los costos operativos respectivos en dicha moneda.

Otro riesgo afrontado se observa cuando la demanda interna de productos petrolíferos se incrementa, pues Pemex debe importar los faltantes de producción para satisfacer dicha demanda. La empresa puede incurrir en mayores pagos por las importaciones de los petrolíferos cuando los precios de esos productos aumentan en los mercados internacionales, lo que implica absorber el diferencial de precio derivado de la operación de importación y venta en el mercado interno.

Los riesgos de mercado afrontados por la paraestatal están también referidos a la disminución en la demanda de derivados del petróleo, ocasionados primordialmente por una baja en la actividad económica nacional.

En el caso de los riesgos operativos, Pemex no únicamente se enfrenta a los derivados de su actividad, sino a los existentes en otros mercados ligados. En épocas de climas extremos, las operaciones pueden detenerse o reducirse en intensidad, como sucede con el paro de actividades en la zona del golfo de México. O bien, en el caso de inviernos poco fríos particularmente en los países más industrializados, no aumenta la demanda de energía –y de petróleo, por supuesto-, con el consiguiente efecto bajista –o neutral en el mejor de los casos- sobre los precios del crudo, e incluso de gas natural. Igual, la compañía afronta en México riesgos operativos asociados a factores naturales (lluvias, temblores, etc...) que pueden impactarle a lo largo de toda la cadena de valor de la exploración, explotación y transformación de los hidrocarburos o que bien se derivan de los vicios acumulados a través de los años como acontece con los robos de combustibles.

Otros casos de riesgos operativos se derivan del mantenimiento, remodelación o incorporación de nueva infraestructura que debe llevar a cabo la empresa, los cuales tienen impacto sobre su nivel de producción. Así por ejemplo, en el caso de mantenimiento de las refinerías de la propia paraestatal o de las compradoras del petróleo mexicano la producción puede reducirse con la consecuente disminución de sus ingresos.

³ Al cierre del 2001 la deuda denominada en Euros de Pemex ascendió a 1.355 millones y de 174 billones de yens, entre otras, véase la Forma F-4 que remite Pemex a la SEC de fecha 13 de febrero del 2003.

En materia de riesgos tecnológicos, Pemex puede enfrentarse a distintos eventos derivados de que no invierte en la actualización de su infraestructura o no canaliza gastos a la Investigación y el Desarrollo para afrontar la problemática propia en la exploración, explotación y refinación. El impacto de no contar con la tecnología apropiada significa para la paraestatal afectar su nivel de ingresos potenciales obtenidos en el corto y mediano plazo o bien incrementar sus costos de operación o no explotar de manera óptimo el potencial petrolero existente en el país, dados los desafíos por afrontar (véase el capítulo uno de esta investigación). Un ejemplo significativo en este tipo de riesgos, se observa en el caso de los menores niveles de producción de petroquímicos desde principios de los noventa por la insuficiente actualización tecnológica de las plantas.

Además, existen factores externos que presionan a la empresa a adquirir tecnología sin tener una retribución económica de ello, tal como sucede con la necesidad de adaptarse a estándares de mejor calidad en los combustibles y en particular con la disminución del octanaje de las gasolinas.

En el largo plazo, la instrumentación de políticas de conservación y ahorro de energía,⁴ también implican la canalización de recursos en la empresa dada la necesidad de mejorar su eficiencia y competitividad. Una parte de esas medidas se realizará a través de la cogeneración de energía. A su vez, existe una necesidad creciente de invertir en seguridad industrial a fin de reducir los accidentes originados en la operación, tal como ha sucedido con las explosiones de algunos ductos.

Para realizar sus funciones, Pemex debe afrontar un esquema legal complejo y burocrático que le resta autonomía de gestión y capacidad para mejorar su eficiencia operativa, y de manera particular, le condiciona el acceso a los recursos financieros requeridos (Anexo B).

Así, la paraestatal puede afrontar modificaciones legales en el país que minen su capacidad de influencia en la actividad o mermen su capacidad financiera. En el primer caso, la apuesta de grupos de interés por incidir en mayor medida en las actividades de la industria es latente, como acontece con el proyecto de los Contratos de Servicios Múltiples, o con los grupos que presionan para abrir adicionales espacios de influencia en el sector a la iniciativa privada o su apertura total. En el segundo caso, los cambios legales pueden afectar el nivel de ingresos de la compañía como acontece anualmente cuando se aplica la Ley de Ingresos de la Federación (Anexo C). La instrumentación de la política tributaria, tiene mayor impacto sobre la empresa en la medida en que va acompañada por cambios en la política impositiva a los productos que elabora, tal como se registra en el caso de los incrementos en los impuestos en las gasolinas que se traducen en menores niveles en su consumo. En los casos, de precios altos de petróleo en

⁴ Es notable apuntar que el reciente crecimiento en la demanda de petróleo en el mundo ha sido atípica con relación al pasado reciente, debido al aumento en el consumo de las naciones poco eficientes (China, India) y a lo vertiginoso de la demanda que ha imposibilitado la explotación o uso de fuentes alternas de generación de energía.

los mercado internacional, la empresa no puede traspasar al consumidor los precios productor dado que sobrepasan el precio al consumidor.

Los riesgos políticos internacionales que pueden afectar el nivel de ingresos de Pemex han estado ligados a la negociación de las cuotas de producción de los países No OPEP, particularmente en el caso de precios del petróleo bajos, dada la notable presencia de mercado que tiene la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) y su influencia sobre el nivel de precios del crudo.⁵ No obstante, tales ajustes pueden ser en los dos sentidos, aumentos o disminuciones, es evidente que la captación de divisas se ve abatida en el último caso, como aconteció durante 1999 e inicios del 2001.

Adicionalmente, por la cercanía con Estados Unidos y los problemas en materia de su seguridad registrados con los ataques del 11 de septiembre del 2001, el papel que juega Pemex como potencial proveedor del mercado de Norteamérica es particularmente notable, pues puede contribuir a preservar la seguridad en la zona. Aunque la capacidad de producción es limitada por el retraso en las inversiones durante la década de los noventa, el gobierno mexicano puede ser subordinado por el estadounidense a contribuir en la estabilidad en la región. Ello a pesar de problema que se podría plantear entre México y la OPEP.

En el ámbito nacional, los riesgos políticos que afronta Pemex son de distinto tipo y afectan su nivel de operaciones, y por ende sus ingresos. Los bloqueos a accesos que tiene la empresa a sus instalaciones han sido una forma de presionar a la empresa, y al gobierno, a acatar las demandas de los grupos afectado e inconformes.

La relación con su sindicato ha sido apropiada en general, sin embargo ha presentado diferentes circunstancias que tienden a agudizarse en las revisiones salariales o del contrato colectivo de trabajo.

En materia de riesgos ambientales, la empresa se enfrenta a los impactos sobre el agua, suelo y contaminación del aire derivados de sus operaciones. En nuevas exploraciones es necesario incidir sobre las áreas de trabajo. En otros casos, como los más recientes, la compañía ha enfrentado consecuencias de los accidentes operativos en los ductos que se derivaron en contaminación de ríos y que implican erogar recursos para subsanar el problema y para liquidar las afectaciones.

⁵ Aunque bien vale señalar la notable cooperación entre los países de la OPEP y no OPEP -particularmente México, Rusia y Noruega-, que han logrado desde 1999, situación que ha redundado en mayor estabilidad en los precios del crudo. De hecho, la política de precios de la OPEP esta dirigida a mantener el precio en una banda de entre los 22 y 28 dólares por barril de petróleo, misma que se ha cuestionado con los incrementos de precios del petróleo de finales del 2004.

5.2 Análisis de la situación financiera de Pemex.

Petróleos Mexicanos se creó el 7 de junio de 1938 mediante un decreto del Congreso de la Unión por el cual se nacionalizaron todas las compañías extranjeras que entonces operaban en los Estados Unidos Mexicanos. Es una empresa descentralizada de participación cien por ciento estatal y con personalidad jurídica y patrimonio propio.

La constitución de su capital está integrada por títulos representativos del capital social de serie especial que sólo pueden ser suscritos por el gobierno federal, a quien corresponde la facultad de nombrar a la mayoría de los miembros del órgano de gobierno o su equivalente, o bien designar al presidente o director general, todo lo anterior con fundamento en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Como empresa que comercia sus productos en el exterior y proveedor monopólico en México, Pemex se enfrenta distintos factores que pueden favorecer o deteriorar su situación financiera.

La capacidad propia de los petroleros mexicanos ha impulsado el desarrollo de Pemex y ha propiciado conformar una de las diez mayores petroleras en el mundo, por su volumen de producción de hidrocarburos. A través del tiempo, la compañía ha obtenido un sinnúmero de logros que se han manifestado en la creación de una infraestructura base de sus operaciones, un abasto adecuado al país de los hidrocarburos y sus derivados, así como la constitución de un cúmulo de habilidades técnicas y de gestión. Sin embargo, los factores estructurales asociados al desarrollo del país, del Estado Mexicano y del desempeño de la compañía y de su entorno han incidido sobre su capacidad operativa, financiera y tecnológica de la empresa, y se han manifestado entre otras cosas, en no contar con los recursos de inversión apropiados para afrontar un crecimiento sostenido.

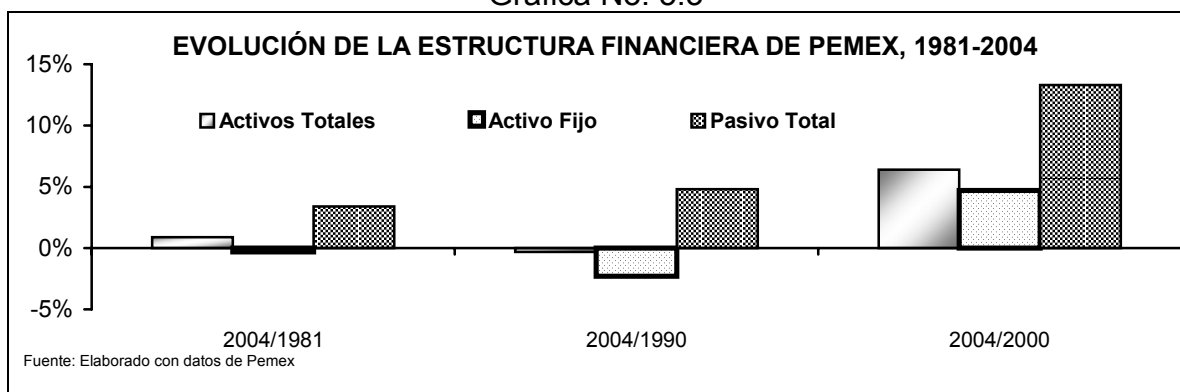
Para analizar el desempeño financiero de la empresa se tomará el período comprendido entre la finalización del boom petrolero a la fecha en el cual la canalización de recursos fue limitada en comparación con la registrada previo a dicho boom petrolero.

Activos

Por el valor de sus activos totales, Pemex se ubica entre las seis más importantes petroleras en el mundo. Si bien es cierto que a principios de los ochenta creció muy rápido por el nivel de inversiones destinadas. De esos años en adelante dicho crecimiento se ha limitado (gráfica No. 5.3). En efecto, entre 1981 y 2004 la tasa media de crecimiento real de los activos fue de 0.9% y de -0.3% en el de los activos fijos, que contrasta con la registrada por los pasivos totales de 3.4%, lo cual demuestra la limitada capitalización a la que se ha sujetado la empresa para crecer.

Al cierre del 2004,⁶ los activos totales de Pemex llegaron a 1,018 mil millones de pesos –mmp- (90.4 miles de millones de dólares –MMd-), de los cuales el 60% se integraron por activos fijos, situación que contrasta con el promedio registrado durante la década de los noventa de 76.5%. La decisión de fortalecer el nivel de inversiones en la empresa a partir del 2002 a través del esquema Pidiregas permitirá un nuevo cambio en la estructura de sus activos, pues una vez que se reconozcan tales proyectos Pidiregas en el balance financiero seguramente los activos fijos se incrementaran como proporción de los activos totales.

Gráfica No. 5.3

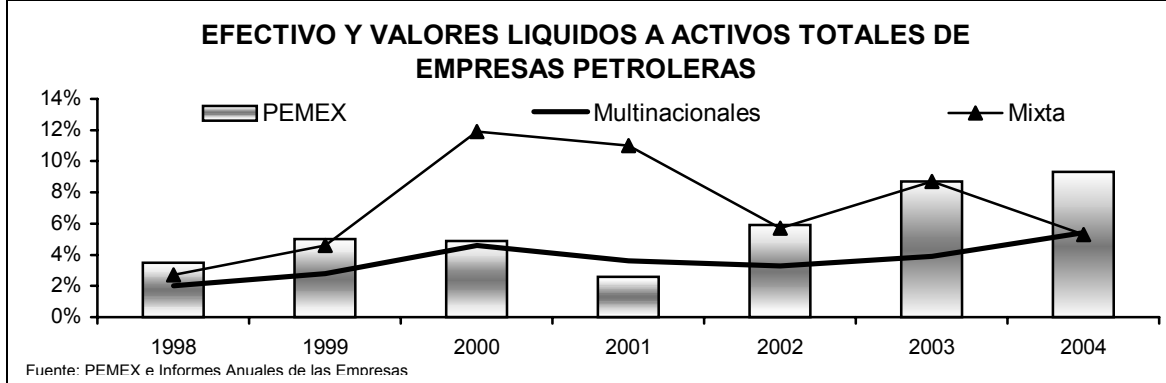


La disminución de la contribución de los activos fijos en los activos totales se ha compensado con el aumento en la participación del activo circulante y el de otros activos (en donde se contabilizan los activos intangibles derivados de la valuación actuarial de las obligaciones laborales). En particular, el aumento del activo circulante está asociado a la política tanto sobre el nivel de liquidez de la empresa instrumentada en los años recientes, como al nivel de los precios internacionales de petróleo que inciden sobre una mayor captación de ingresos como de un aumento en la valuación de los inventarios. Es notable apuntar que el manejo del efectivo en Pemex es cauteloso si se compara con el de las empresas petroleras internacionales (EPT) o de las empresas petroleras de capital mixto (EPCM).⁷ Las EPT, en virtud de su estrategia financiera, optimizan el manejo de sus activos no financieros, bien sea para financiar proyectos productivo o bien para consolidar sus fusiones de años recientes (gráfica No. 5.4).

⁶ A partir del 1° de enero de 2003 PEMEX reconoce los efectos de la inflación en la información financiera conforme a los lineamientos establecidos en la Norma de Información Financiera ("NIF") 06 BIS "A" Apartado C, la cual indica que debe adoptarse el Boletín B-10, "Reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera" ("Boletín B-10") de PCGA.

⁷ Para fines analíticos, se ha realizado el análisis financiero entre 1998 y el 2003 de las grandes empresas petroleras internacionales "Majors" (Exxon-Mobil, Britihs Petroleum, Royalt Ducht Shell, ChevronTexaco y Total Elf), así como de una muestra de las empresas de capital mixto (Petrobras, Statoil y PetroCanada) con el objetivo de compararlas con Pemex, aún a pesar de que las características operativas de cada compañía petrolera.

Gráfica No. 5.4



Pasivos

La estrategia de financiar su crecimiento con más endeudamiento que aportación de capital ha propiciado que los pasivos totales de Pemex se ubiquen al cierre del 2004 en 960.3 mmp (85.2 MMd). Con ello la Paraestatal se ubicó como una de las compañías que mayor aumento en su pasivo ha presentado entre las principales petroleras en el mundo, lo cual resulta una apuesta atractiva con precios del petróleo altos, siempre y cuando tal endeudamiento sea canalizado en proyectos productivos, rentables y que sean fuente de generación de efectivo.

Los principales factores que han impulsado al crecimiento de los pasivos de Pemex han sido los bajos flujos de efectivo disponibles después del pago de impuestos, la necesidad de contratar endeudamiento de capital de trabajo, así como a la estrategia del gobierno federal de limitar los recursos canalizados en su presupuesto al gasto corriente y de inversión de la compañía o sustentar el crecimiento de dichos pasivos mediante las operaciones de refinanciamiento de adeudos.

En algunos momentos de su historia el nivel de endeudamiento ha propiciado dificultades financieras a la empresa. En particular, en los últimos veinticinco años, la paraestatal ha vivido dos etapas de elevado apalancamiento. Una en 1982 en donde el apalancamiento llegó a representar tres cuartas partes de los activos totales, y que fue aligerándose en los años siguientes de la década de los ochenta, finalizando en sólo 43% en 1989. Con la capitalización de la empresa con recursos del gobierno federal, que resultó en parte como consecuencia de la renegociación de la deuda externa, Pemex logró el menor nivel de apalancamiento (pasivos totales a activos totales a sólo 22.0% en 1991, uno de los más bajos reportados desde finales de los setenta).

Otra etapa, se inició en los años de introducción del esquema Pidiregas y se ha prolongado hasta el 2004, año en el que el nivel de apalancamiento se ubicó en 94.3%, demasiado alto en una empresa petrolera, máxime si se compara con el

promedio de los últimos seis años de las EPT cuyo nivel ha sido de 55.4% o el de las EPCM que se ubicó en 60.9% (cuadro No. 5.1).

Cuadro No. 5.1
APALANCAMIENTO*¹ DE LAS EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES.

Empresa	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio Aritmético
Statoil	68.5%	71.8%	67.1%	73.3%	71.5%	67.7%	65.1%	69.3%
Total	71.7%	65.1%	58.8%	59.3%	62.3%	62.0%	55.4%	62.1%
Petrobras	45.7%	69.0%	62.8%	61.5%	64.7%	63.8%	57.6%	60.7%
Chevron	58.8%	60.5%	57.0%	56.2%	59.1%	55.4%	51.5%	56.9%
BP	56.8%	58.6%	54.7%	54.1%	56.4%	57.2%	57.0%	56.4%
Petro-Canadá	54.1%	53.5%	55.4%	49.4%	57.0%	47.1%	51.7%	52.6%
Exxonmobil	55.4%	56.1%	52.5%	48.9%	51.1%	48.4%	47.9%	51.5%
Royal D. Shell	47.6%	48.2%	51.0%	46.5%	58.3%	54.7%	45.7%	50.3%

*¹ Se refiere a la relación deuda total a activos totales.

Fuente: Elaboración propia con información de sus Informes Anuales.

La estructura de los plazos de los pasivos de Pemex ha sido influenciada por las condiciones económicas de su entorno y por la estrategia de canalización de recursos del gobierno federal. A inicios de los años ochenta predominó la deuda de corto plazo, que llegó a representar la mitad de los pasivos totales. En el resto de los ochenta dichos pasivos corrientes fueron disminuyendo, representando en promedio el 13% del pasivo total entre 1983-1989. Con la capitalización de la empresa por parte del gobierno federal, la administración de la Paraestatal logró disminuir el monto del pasivo de largo plazo, y con ello la estructura financiera volvió a privilegiar el empleo de pasivos de corto plazo, los cuales alcanzaron un nivel máximo de 41.4% en 1996. A partir de ese año, la estrategia empleada por la compañía ha sido de reducir los pasivos corrientes. Al cierre del 2004, la estructura financiera correspondió en un 24.3% a pasivos de corto plazo y en 75.7% a los de largo plazo, con ello se posibilita el mejorar el nivel de liquidez en el mediano plazo.

La base del crecimiento de los pasivos ha sido la deuda documentada y el aumento de los pasivos contabilizados como reserva para el pago por retiro, pensiones e indemnizaciones. En el caso de la deuda documentada, definida básicamente como los pasivos con bancos y la emitida en el mercado de valores, se ha buscado administrar sus plazos a periodos largos, particularmente desde 1997, un tanto por la incorporación del esquema Pidiregas y otro tanto para respaldar el nivel de liquidez de la empresa.

La deuda documentada de corto plazo ascendió a 46.5 mmp (4.1 MMd) al cierre del 2004, nivel inferior en monto al registrado a mediados de la década de los noventa. En tanto, la deuda documentada de largo plazo, que había aumentando antes del “error de diciembre” de 1994 por la aceptación de las emisiones mexicanas en los mercados internacionales hasta 131.8 mmp2004 (6.6 MMd) a fines de ese 1994, detuvo su crecimiento un par de años. Sin embargo, de 1996 a

la fecha su incremento se ha multiplicado por 4.8 veces, cerrando el 2004 en 394.5 mmp (32.0 MMd). La aceptación de la deuda mexicana en los mercados internacionales ha sido base para apuntalar esa estrategia, más aún cuando le fue asignado la calificación de “riesgo país” a las emisiones del gobierno Mexicano a principios del años 2002 por las tres principales calificadoras de valores de Estados Unidos (Standard & Poor’s, Moody’s y Fitch).

En tanto, los pasivos contabilizados como reserva para el pago por retiro, pensiones e indemnizaciones han tenido un rápido crecimiento, particularmente en los últimos años en donde, al adoptarse criterios contables generalmente aceptados, se aplican normas contables más estrictas para su reconocimiento.⁸ A principios de los noventa ese rubro sumó 9.6 mmp2004 (0.64 MMd) llegando a finales del 2004 a 347.2 mmp (30.8 MMd). Con ello su participación en el pasivo total pasó de 20.1% a 36.2% en ese lapso, situación que contrasta con las prácticas de las EPT y de las EPCM, cuyo proporción de su fondos de pensiones en el pasivo total no pasó de un 7% entre 1998 y el 2003.⁹ La antigüedad de la plantilla de empleados y los términos de las prestaciones negociadas inducirán en Pemex un mayor crecimiento de esa reserva de pensiones y jubilaciones para los próximos años, lo cual se considera un problema que presionará aún más su situación financiera.

El nivel de liquidez registrado ha tenido dos etapas de nivel bajo. El primer periodo entre 1994 y 1995 y el segundo en 1998. Ambos periodos fueron afectados en cada caso por la crisis económica en el país y por la baja en los precios internacionales del petróleo. En el resto de años, los indicadores de liquidez presentan una mayor proporción de activos circulantes a pasivos circulantes.

Estado de Resultados

Por su parte, las ventas totales de Pemex han crecido a una tasa media anual de 2.8% entre 1981 y el 2004. Al cierre de este último año, sumaron 777.2 mmp (69.0 MMd).¹⁰ Como se apuntó en el apartado anterior de este capítulo, los ingresos de la Paraestatal se enfrentan a una elevada variabilidad por efecto de su nivel de dependencia de los precios internacionales de los hidrocarburos (gráfica No. 5.5), de los factores estructurales propios del desempeño de la compañía, de la política energética nacional y la evolución del mercado nacional.

A pesar de no ser una corporación trasnacional, pues la plataforma de su operación es nacional, la base de crecimiento de Pemex ha pasado de las ventas

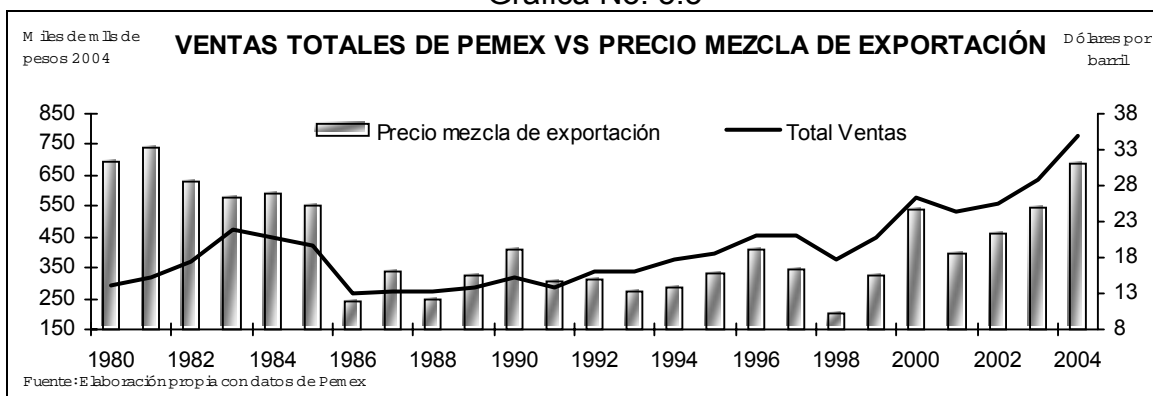
⁸ Véase Muñoz Leos Raúl, “Comparecencia ante la Tercera Comisión de la Comisión Permanente del Congreso de la Unión”, el 7/8/2003.

⁹ Informes anuales de las empresas. Cada empresa mantiene una política en materia de pensiones, por lo que sus montos son variados, pero en general bajos comparados con Pemex.

¹⁰ Los ingresos que obtiene Pemex se derivan de: las ventas de exportación de crudo y de refinados; las ventas nacionales de gas natural, productos refinados (gasolina, combustóleo y gas licuado de petróleo, diesel, turbosina, combustóleo, entre otros); venta de productos petroquímicos básicos y algunos secundarios, así como de otras fuentes como la venta de activos improductivos.

de crudo al exterior a las realizadas en el mercado interno. De esta manera, los ingresos por ventas al exterior han disminuido su peso relativo con relación al total de ingresos. En la década de los ochenta, los ingresos por exportación representaron el 64.7% de los ingresos totales, mientras que en los noventa el 36.8% y 35.8% en los primeros años de este nuevo siglo.

Gráfica No. 5.5



Las ventajas de Pemex de realizar sus ventas al mercado interno son: vender sus productos a un mercado ampliamente dependiente de los hidrocarburos como base para la generación de energía; poseer el monopolio de proveer los productos refinados y los petroquímicos básicos, así como una parte importante de la venta del gas natural; negociar los productos fabricados con base en referencia de precios internacionales, y en general, la posibilidad de contar con un nivel de ingreso per cápita de la población más elevado en algunos estratos en virtud de la desigual concentración de la riqueza que se presenta en el país. Evidentemente, el reto en los años siguientes será continuar abasteciendo apropiadamente la demanda nacional de hidrocarburos y derivados.

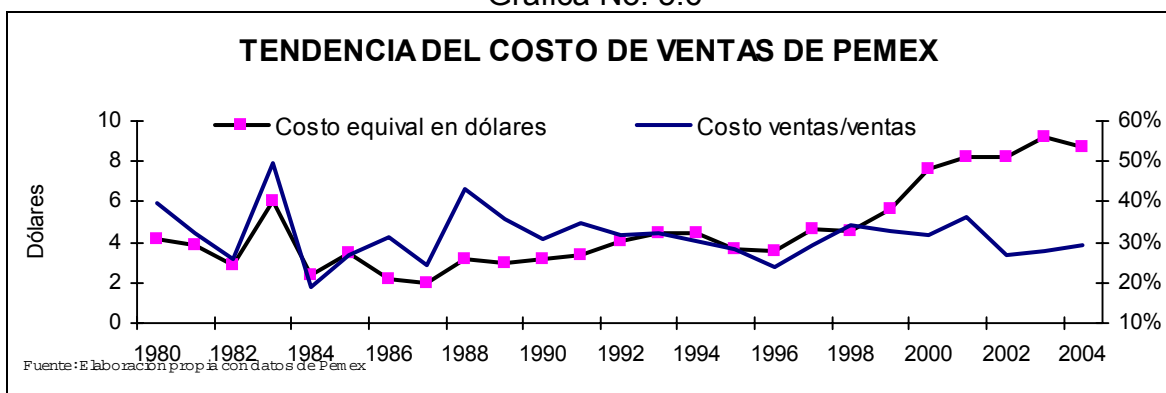
En los últimos años, las ventas internas de la empresa dependen más de las ventas de gas natural y de productos petrolíferos que de las ventas de productos petroquímicos. Así, aún a pesar de que la fabricación de productos petroquímicos aporta un valor agregado elevado, la base del crecimiento de la Paraestatal se ha centrado en los últimos años en la exploración y explotación de hidrocarburos y en la refinación, que por lo general tiene márgenes de utilidad más modestos que los observados en la petroquímica.

Las relaciones de actividad denotan un tendencia a mejorar, particularmente en el caso de la rotación de las ventas a activos totales, los cuales han pasado de niveles de 40% a principios de los noventa a más de 75% del 2000 al 2004. Comparado con los estándares internacionales, la rotación de los activos que registra Pemex es alta (anexo F) en el conjunto de las grandes empresas petroleras transnacionales.

El costo de ventas,¹¹ que está influenciado por la valuación internacional de los precios del petróleo, ha tendido a reducirse como proporción de las ventas totales a través del tiempo. En los últimos cinco años ha representado 30.0% de los ingresos totales, lo que contrasta con los 30.9% de la década de los noventa y de los ochenta. No obstante, considerando el volumen de hidrocarburos operado, el costo de producción equivalente¹² tiende a subir en el tiempo (gráfica No. 5.6).

El crecimiento en el costo de ventas es fundamentalmente atribuible a las crecientes dificultades que enfrenta la empresa en sus operaciones, como lo es la explotación misma de yacimientos de petróleo en el mar y la progresiva necesidad de emplear técnicas de recuperación mejorada para incrementar la presión de los pozos, aunque sin duda también se deriva de las ineficiencias acumuladas por la falta de las inversiones adecuadas, los problemas de administración y las dificultades para tomar de algunas decisiones oportunamente.

Gráfica No. 5.6



Por su parte, los gastos corrientes de Pemex, que crecieron a una tasa media anual real de 1.9% entre el 2000 y el 2004, prácticamente se mantuvieron sin cambio en la década de los ochenta y noventa, lo que refleja la limitada asignación de recursos por parte del gobierno a la Paraestatal.

Aunque el total de empleados se encuentra por abajo del nivel de principios de los ochenta (176,541 trabajadores en promedio vs 137,039 en los primeros años de este siglo), el gasto en personal cada vez tiene una mayor relevancia en el total del gasto operativo. Mientras en la década de los ochenta dicho gasto en personal promedio 16.2% del costo operativo total¹³ en los primeros cuatro años de este siglo ha representado un 19.6%. Una estructura burocrática más amplia asociada a un mayor número de empresas, los altos salarios a los puestos directivos y el

¹¹ Se determina globalmente sumando a los inventarios al inicio del año, el incremento durante el período a la reserva para exploración y declinación de campos (cuota por barril extraído), el costo de operación de campos, refinerías y plantas (incluyendo los productos propios utilizados), las compras de petróleo crudo, refinado y otros incurridos durante el período y deduciendo los inventarios finales.

¹² Definido como el volumen equivalente de hidrocarburos y derivados manejado entre el costo de ventas total. Esta medida es sólo de referencia para ofrecer una medida de los costos operativos unitarios, pues no considera el volumen de petroquímicos elaborados.

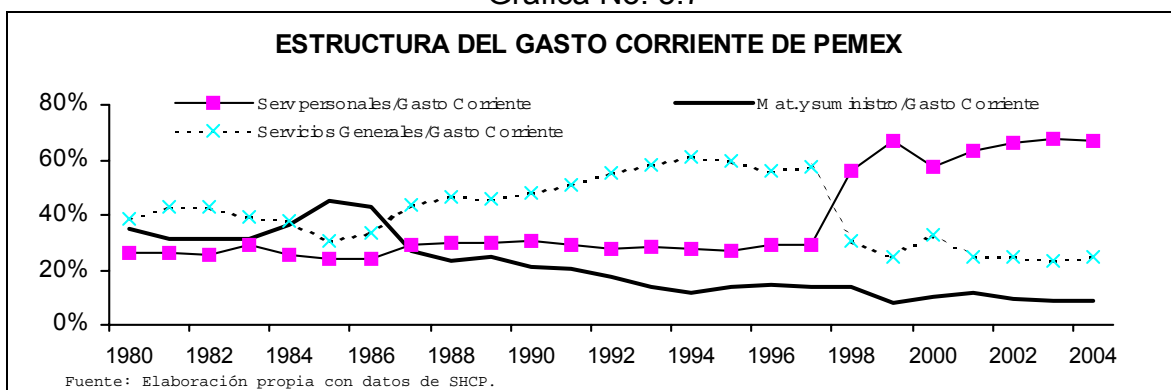
¹³ Costo operativo total se definió como el costo de ventas más los gastos generales, de administración y distribución.

creciente costo que ha presentado el concepto de pensiones y jubilaciones son las principales explicaciones de dicha tendencia (gráfica No. 5.7).

Adicionalmente, dado que es una empresa Paraestatal, Pemex se enfrenta al manejo de grupos de interés, tanto dentro como ajenos a la compañía, situación que redundo en frecuentes cambios de directivos, reorganizaciones a la estructura, y claro mayores gastos de personal. De hecho, los gastos de personal que se ubicaron en promedio en 19.8 mllsp2004 –0.84 mllsd- en los ochenta, aumentaron a 21.1 mllsp2004 –1.5 mllsd- en los noventa y más del triple en lo que va de este decenio (2000-2004).

La empresa incurre en costos adicionales porque la toma de decisiones en algunas ocasiones se retrasa en virtud de las implicaciones que puede tener para los funcionarios ante las autoridades que supervisan interna y externamente a la compañía. Adicionalmente, Pemex incurre en gastos derivados de la percepción sobre corrupción en la empresa tanto para transparentar la asignación de las compras como la comercialización de sus productos terminados o la relación con su sindicato. Además, la compañía debe canalizar recursos a publicidad a fin de mejorar sus niveles de aceptación en la sociedad y reducir esa percepción sobre su corrupción.

Gráfica No. 5.7

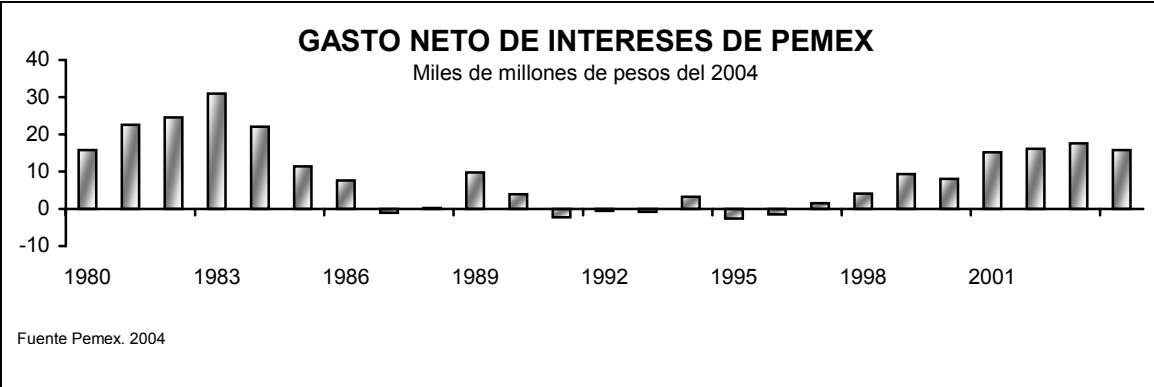


Desde 1983, aún a pesar de adoptarse como aliciente de apoyo a la política económica del gobierno De la Madrid –por su capacidad de compra-, las administraciones de Pemex han buscado racionalizar su gasto presupuestal. Así, el gasto corriente en la adquisición de materiales y suministro ha mostrado una disminución real de 5.3% entre el 1981-2004 y de 5.2% entre 1990-2004. Situación similar ocurre con el gasto para la contratación de servicios, que ha decrecido con relación a los ochenta y noventa. Sin embargo, entre el año 2000 y el 2004, la base del aumento de las inversiones de Pemex ha privilegiado la contratación de empresas de servicios para realizar sus operaciones al amparo del esquema Pidiregas.

En algunos años de los noventa, a pesar de recibir escasos recursos presupuestales -gasto corriente y de inversión-, Pemex logró un manejo apropiado de su efectivo, lo que propició la generación de ingresos por productos financieros. Sin embargo, el ligarse al esquema Pidiregas como base de financiamiento de su inversión, le ha significado eliminar esa fuente de generación de ingresos, principalmente porque ha tenido que emplear instrumentos de cobertura para limitar el riesgo de mercado enfrentado –derivado de los movimientos cambiarios y de tasas de interés-. Así desde 1997, Pemex ha incurrido en egresos financieros (gasto financiero neto), por el crecimiento de los pasivos de la empresa y el empleo de los citados instrumentos de cobertura (gráfica No. 5.8).

Entre 1997 y el 2004, Pemex paso de un gasto de intereses neto de 1.4 mmp2004 (0.1 MMd) a 15.7 mmp2004 (1.4 MMd). Ello a pesar de que el costo financiero de la deuda se ha abatido en comparación a las décadas de los ochenta y noventa, por efecto de la menor calificación de riesgo otorgada por las calificadoras de valores internacionales a sus emisiones de deuda y por la baja mundial –y nacional- de las tasas de interés. En el marco del esquema fiscal aplicado el impacto financiero del gasto de intereses no puede aplicarse el denominado “escudo fiscal” como en el caso de una empresa privada.

Gráfica No. 5.8



Aunado a los problemas estructurales y debido a la carencia de recursos para su gasto corriente y de inversión en las últimas dos décadas, Pemex ha incurrido en costos de producción adicionales derivados: de no operar eficientemente en regiones ya explotadas o con dificultades operativas en donde los costos de producción son altos como Chicontepec o Poza Rica, básicamente por no contar con la tecnología apropiada; de contratar servicios a empresas nacionales e internacionales, lo que da margen a cobros mayores cuando no existe la supervisión y el seguimiento adecuado; de enfrentar prácticas monopólicas por parte de los propietarios de la tecnología empleada y de estar sujeta a negociar compromisos adquiridos con los grupos sociales, incluyendo el propio sindicato¹⁴, o gobiernos estatales, entre otros factores. Ello sin considerar la problemática que

¹⁴ Por ejemplo, existen actividades poco rentables que deben continuar realizándose por evitar confrontaciones con el sindicato.

se deriva del marco legal al que se enfrenta la Paraestatal, como se analizó en párrafos anteriores.

Aunque su perfil de operación es más ligado a actividades de exploración y producción, la limitada canalización de recursos de gasto corriente e inversión también ha motivado que Pemex haya desarrollado una estructura productiva con una intensidad de capital a trabajo menor que el de otras petroleras, como las EPT. Ello le implica obtener ventas por unidad de activos fijos o de activos totales inferiores a dichas EPT (anexo E).

Aún a pesar de la limitada canalización de recursos presupuestales, que le ha impedido incrementar sus capacidades tecnológicas para abatir sus costos de producción,¹⁵ Pemex ha reportado niveles de utilidad operativa a ventas y de utilidad operativa a activos totales de los más altos de la industria petrolera mundial, que le permiten adecuados niveles de cobertura de intereses,¹⁶ lo que a su vez induce confianza de pago de la compañía, no obstante el elevado apalancamiento que contrasta con el de las *oil majors* (cuadro No. 5.2).

Cuadro No. 5.2
COMPARATIVO DE CALIFICACIÓN DE RIESGO DE EMPRESAS
PETROLERAS

CALIFICADORA	Pemex	Exxonmobil	Royal Dutch	Total	BP	Chevron Texaco	Conoco Phillips	Statoil	Petrobras
S&P	BBB-	AAA	AA+	AA	AA+	AA	A -	A	-
Moody's	Baa1	Aaa	Aa2	Aa2	Aa1	Aa2	A3	A1	Ba2
Datos operativos									
Reservas probadas (MMMbpce) ⁽¹⁾	18.9	21.7	19.3	11.2	17.6	11.9	7.8	4.3	10.5
Producción (MMbpced) ⁽²⁾	4.3	4.2	4.0	2.4	3.5	2.6	1.1	1.1	1.8
Vida reservas probadas (años)	11.9	14	13.3	12.7	13.7	12.4	19.9	10.9	15.9
Gasto en inversión (MMd)	10.1	12.9	8.0	8.4	12.4	5.6	6.2	3.4	5.7

Bloomberg. Estados financieros de empresas al 31 de diciembre de 2003 y reservas probadas al 31 de diciembre de 2002

1) Reservas probadas de PEMEX de acuerdo con la definición de la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC) (Regla 4.10(a) de la Regulación S-X del U.S. Securities Act de 1933, al criterio de la SEC, al 31 de diciembre de 2003

2) Cuando el factor de conversión no es disponible, un millón de pies cúbicos de gas natural = 5.2 barriles de crudo equivalente

3) Al 20 de agosto de 2004

MMMbpce. Miles de millones de petróleo crudo equivalente.

MMd. Miles de millones de dólares

Fuente: http://www.pemex.com/files/content/def_pemex_outlook_050131_e.pdf

Con la adopción de los Pidiregas, Pemex está revirtiendo la problemática de recibir recursos de inversión de manera parcial, pero el rezago acumulado le ha generado disminuir el ritmo de creación de infraestructura nueva a cambio de realizar operaciones de mantenimiento operativo, pero sobre, todo destinar fondos

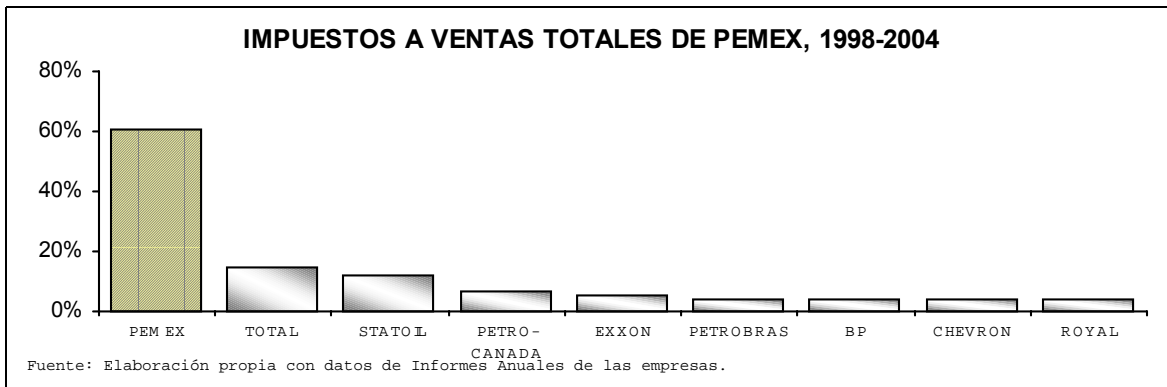
¹⁵ El costo de extracción de petróleo equivalente, definido como los costos totales de extracción en dólares entre la producción total de hidrocarburos en términos de barriles de petróleo crudo equivalente, fue de 3.26 dólares por barril en el 2003, el cual se considera bajo en comparación del que se incurre en Norteamérica.

¹⁶ La relación de cobertura, que se define como la relación entre el gasto neto de intereses entre la utilidad operativa, se ubicó en el 2003 en 6.8%, nivel similar al de 1995, después de registrar valores negativos a principios de los noventa.

al sostenimiento de la producción de petróleo en algunos campos maduros. El problema de contratar recursos vía Pidiregas es que se está generando una fuerte carga financiera para la empresa para los próximos años, que podría agudizarse en el caso de que la producción adicional esperada no se alcance o que apareciera alguna contingencia en el desarrollo de sus operaciones o en el mercado petrolero internacional.

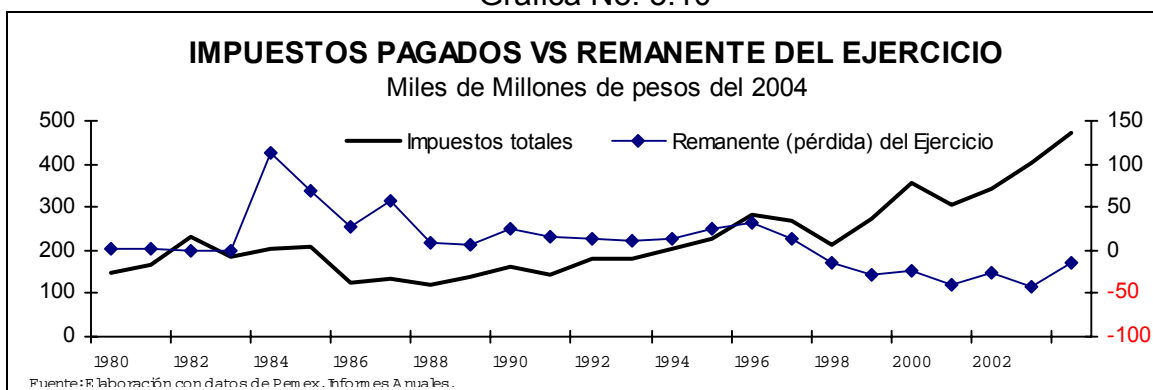
El régimen fiscal aplicado a Pemex es uno de los más agresivos en el mercado petrolero internacional (gráfica No. 5.9), pues la Paraestatal debe pagarle al gobierno federal el 60.8% de sus ingresos brutos, más impuestos asociados al ingreso por exportaciones de crudo por arriba del precio presupuestado por el gobierno, con el agravante, que a diferencia de otras empresas, no puede diferir sus contribuciones fiscales o generar diferencias temporales (Anexo E). Ello le ha significado una sangría constante de recursos que le implica, junto con los problemas estructurales asociados a la falta de inversión presupuestal y dificultades administrativas y operativas, incurrir en crecientes pérdidas, que a todas luces denotan la inoperancia del régimen fiscal introducido en 1994. En particular, de 1998 al 2004, la carga fiscal presenta un problema junto con el aumento del nivel de endeudamiento de la compañía. De esta manera, en ese lapso el total de impuestos pagados ascendió a 2,365.6 mmp2004 (208.7 MMd) contra pérdidas por 188.6 mmp2004 (16.8 MMd) e incremento de los pasivos de 608.9 mmp2004 (59.9 MMd).

Gráfica No. 5.9



Entre 1980 y 1997, Pemex había reportado remanentes netos en sus Estados Financieros (gráfica No. 5.10). Sin embargo, de 1998 al 2004 ha acumulado pérdidas, con ello su patrimonio ha pasado de 245.0 a 58.1 mmp2004 (17.6 a 5.2 MMd), es decir una disminución real de 76.3%. Lo anterior ha propiciado que la rentabilidad del capital (ROE) y de los activos (ROA) de la empresa estén deterioradas y sean incomparables con los de las EPT, que presentaron un ROE y un ROA promedios de 7.2% y 16.2% entre 1998 y el 2004 (cuadro No. 5.3 y anexo B).

Gráfica No. 5.10



Cuadro No. 5.3
**UTILIDAD OPERATIVA A ACTIVOS TOTALES DE
EMPRESAS PETROLERAS INTERNACIONALES**

EMPRESA	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PEMEX	33.5%	38.9%	48.6%	41.2%	39.1%	40.4%	43.3%
Exxonmobil	5.8%	5.6%	12.1%	10.5%	7.7%	13.2%	22.9%
Petrobras	3.6%	3.1%	15.2%	13.7%	10.1%	12.9%	23.5%
Chevrontexaco	2.7%	4.3%	10.0%	4.2%	1.5%	12.0%	3.1%
Petro-Canada	0.6%	3.7%	8.6%	8.8%	7.2%	11.4%	18.3%
TOTAL FINA ELF	2.3%	4.1%	8.2%	8.4%	6.7%	8.5%	12.3%
Royal Dutch Shell	0.3%	7.5%	10.4%	9.7%	6.2%	7.6%	16.5%
Statoil	0.1%	1.7%	7.6%	8.6%	8.2%	7.5%	25.7%
British Petroleum	3.2%	5.3%	7.0%	4.7%	4.4%	2.5%	17.1%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los Informes Anuales de las Empresas.

En suma, el elevado nivel de flujo de efectivo con el que cuenta Pemex, a expensas de los altos precios internacionales del petróleo de los años recientes, el nivel de reservas probadas que reporta, el respaldo que mantiene como propiedad del Estado Mexicano, y la evolución de la economía nacional, han evitado que la calificación asignada a sus emisiones de deuda haya disminuido aún, no obstante que ya ha sido sujeta a la posibilidad de baja en octubre del 2003, básicamente debido a su elevado nivel de apalancamiento. En efecto, Pemex continúa colocando deuda en los mercados financieros nacional e internacional, incluso con demandas de papel por arriba de los montos ofertados.

Cuadro No. 5.4
ESTADOS FINANCIEROS DE PEMEX, AÑOS SELECCIONADOS
Miles de millones de pesos del 2004

	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Ventas internas	83.6	150.1	227.8	354.2	352.0	368.4	407.3	449.0
Exportaciones	199.4	164.0	161.2	212.1	163.9	195.9	250.6	329.6
Total Ventas	293.4	317.9	399.4	579.0	529.9	559.4	634.2	777.2
Gastos Operativos	132.3	126.8	145.2	233.0	239.7	205.5	228.6	285.8
Otros gastos (ingresos)	13,138.6	6,516.3	1,038.4	14,501.1	24,428.4	1,981.6	3,390.5	(18,175.0)
Utilidad antes impuestos	(12,977.4)	(6,325.2)	(784.2)	(14,155.1)	(24,138.3)	(1,627.8)	(2,984.9)	18,666.4
Impuestos	147.2	160.4	228.9	355.3	305.2	344.1	402.3	473.0
Utilidad Neta	0.9	24.1	24.3	(23.8)	(39.5)	(26.9)	(42.8)	(14.1)
Circulantes	77.1	100.7	108.0	132.3	88.7	136.4	179.9	247.6
Fijos	572.8	653.1	451.4	469.6	471.4	529.6	567.2	613.5
Otros	2.6	11.7	44.9	79.6	85.1	142.7	142.2	157.3
TOTAL DE ACTIVOS	652.6	765.5	604.3	681.5	645.2	808.7	889.4	1,018.3
Pasivo C. P.	147.2	54.3	97.3	115.8	83.4	124.5	144.0	132.7
Pasivo L. P.	169.0	123.3	194.0	383.5	419.5	573.8	697.1	827.5
Deuda documentada	-	-	73.5	144.8	159.4	241.6	361.1	441.0
Total de Pasivos	318.0	177.5	291.3	499.4	502.8	698.3	841.1	960.3
Total Patrimonio	334.6	587.9	313.0	182.2	142.3	109.3	53.6	58.1

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex, Anuario Estadístico, Informe de Labores, Estados Financieros.

5.3 Viabilidad financiera de Pemex en el mediano y largo plazos

Pemex mantiene un carácter estratégico en la industria petrolera nacional. Su evolución ha estado enmarcada por un sinnúmero de factores de influencia, que se han traducido en una situación financiera endeble. En una perspectiva de análisis prospectivo, se elaboraron posibles escenarios que podría enfrentar Pemex suponiendo que se mantiene como uno de los activos del Estado mexicano.

5.3.1 Modelo Financiero (MEFPEX)

Con el objeto de analizar el desempeño financiero de la Paraestatal hacia los próximos diez años, se desarrolló un modelo financiero (MEFPEX) que es una

representación simplificada de la realidad de la empresa de tipo simbólica,¹⁷ y tiene como objetivo realizar simulaciones sobre su perspectiva financiera.

La estructura del modelo contempla información financiera de Pemex y de desempeño del sector nacional de los hidrocarburos, así como de las finanzas públicas y de algunas variables de comportamiento macroeconómicas.

En un sentido básico el modelo integra los estados financieros pro forma (el balance financiero, el estado de resultados y el estado de cambios en la situación financiera), así como un análisis financiero de la compañía y el escenario supuesto de entorno al que enfrentará, y supone lo siguiente:

- Establece que la situación financiera de Pemex está ampliamente ligada con el desempeño de las finanzas públicas.
- Que el entorno del mercado petrolero nacional e internacional es dinámico y cambiante pero, además, tiene como principal variable de impacto sobre las finanzas de la paraestatal a los precios internacionales del petróleo.
- No existen cambios legales que afecten el desempeño de la paraestatal.
- Asume que no se presentarán problemas de suministros de recursos como materiales y servicios, ni de instalaciones y equipo ni de personal especializado o de recursos tecnológicos.
- Los planes en materia de inversión también se llevan a cabo, no así el resultado planeado de las metas operativas.

Para el desarrollo del modelo se definieron tres tipos de variables de información base, que difieren en el nivel y perspectiva del análisis desarrollado:

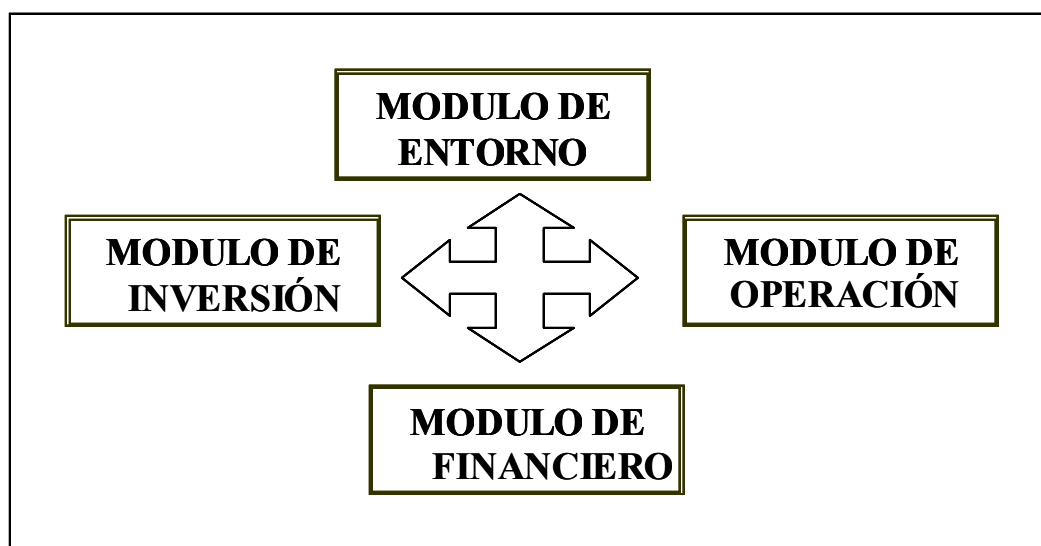
- ◆ Variables del entorno. Son variables relativas al desempeño esperado de la economía nacional, del sector energético nacional y de evolución de las finanzas públicas. La fuente de información de ese conjunto de variables se originó de los planes de expansión del sector energético y de los factores estructurales de comportamiento de las finanzas públicas discutidas en el trabajo.
- ◆ Las variables denominadas de “impacto”, que se asocian con las metas de inversión y producción planteados en los planes de negocio de Pemex, así como con el comportamiento en el nivel de precios internacional de los hidrocarburos. Una parte importante de esas variables son estimaciones individuales, mismas que se especifican como tal en el modelo.

¹⁷ Ackoff define tres tipos de modelos para representar de manera simplificada la realidad: los icónicos, análogos y los simbólicos. Ackoff Russell, Planificación de la Empresa del Futuro, Ed Limusa, sexta reimpresión, México, 1992, página 254-255.

- ◆ Otro grupo de variables “secundarias”, definen el comportamiento operativo y comercial esperado de la Paraestatal hacia los próximos años considerando su desempeño histórico o su crecimiento real.

Además, con fines analíticos el modelo se dividió en los siguientes bloques o módulos que se interrelacionan en una hoja de cálculo en Excell: el módulo del entorno, operación, inversión y el financiero (gráfica No. 5.11).

Gráfica No. 5.11
ESTRUCTURA DEL MEFPEX



Para fines prácticos el desarrollo del modelo se explica considerando la descripción de un escenario tendencial o base.

Módulo del Entorno.

Con relación a las variables del entorno, se hicieron estimaciones propias y de consultorías económicas¹⁸ sobre el desempeño esperado del PIB, tipo de cambio peso-dólar, inflación promedio y fin de periodo para México, así como de las tasas de interés tanto nacional e internacional y el comportamiento de los ingresos del gobierno federal (cuadro No. 5.6). Dichas variables son exógenas al modelo.

El PIB nacional se contempló en 3.8% en promedio anual, nivel similar al crecimiento de los últimos treinta años. Se determinó el nivel del PIB de manufacturas (PIBMAN), transporte (PIBTRA) y electricidad (PIBELE), mediante el siguiente sistema de regresiones. Estas variables se determinaron para el cálculo de la demanda de petrolíferos como se anotará en los párrafos siguientes.

$$\text{PIBMAN} = -50.23 + 0.22 * \text{PIB}$$

¹⁸ Se emplearon estimaciones del Centro de Análisis y Proyecciones Económicas para México.

$$\text{PIBTRA} = 0.098 + 0.07 * \text{PIB}$$

$$\text{PIBELE} = -6.62 - 0.00070 * \text{PIBMAN} + 0.032 * \text{PIBSER}$$

Los principales indicadores estadísticos en cada ecuación fueron significativos a un nivel de confianza del 95%, y son los siguientes:

Ecuación para determinar	R cuadrada ajustada	Prueba F	Prueba T
PIBMAN	0.97		28.8
PIBTRA	0.98		32.2
PIBELE	0.95	210.8	

En el caso de las tasas de interés, el desempeño de las nacionales (Cetes a 28 días) se fijó en un nivel de tasa de interés real de 5.5% por año en el largo plazo (vs 6.0% de los últimos años).

La inflación se pronosticó de 3.5% en el largo plazo, influenciada por el escenario de apertura económica, la instrumentación de políticas fiscales neutrales y de monetarias enfocadas a reducir el incremento de dichos precios.

La determinación de la tasa de interés internacional, que se derivó del costo financiero de la deuda de Pemex para el 2004, se estimó aplicando una sobre tasa de 1.4% por año, que representa el sobre costo financiero en el año 2004 que la empresa pagó de interés, mismo que se modifica en función de la calificación de riesgo de emisor. Se consideró una tasa de interés internacional –Libor- de referencia, como base para calcular el costo de la mezcla de deuda externa que Pemex mantiene en distintas monedas.

Modulo de Operación.

Los criterios de estimación de las variables de operación se asumieron, en general tomando como referencia los planes de desarrollo del sector energético y los planes de negocio de Pemex y Subsidiarias. Las metas planteadas no necesariamente han sido cumplidas al cierre del 2004, por lo que en unos casos se realizaron estimaciones propias y en otros se emplearon los valores planeados. En todo caso se especifican las acciones consideradas.

De esta manera, las metas de producción de hidrocarburos en un escenario tendencial se subestimaron. En el caso del petróleo, la tasa media de crecimiento anual aplicada fue de 2%, en virtud de los problemas que ha registrado la empresa para mantener su nivel de producción e incorporar explotaciones nuevas. El comportamiento registrado hasta el 2005 ejemplifica esto último. Después del 2010, se aplicó una tasa descendente de 1.5% en los cinco años siguientes.

En el caso del gas natural, la tasa anual de crecimiento de la producción se estableció en 6.5% al 2010 y de 8.0% entre 2011-2015. Al cierre del 2004, las metas de producción de ese combustible tampoco fueron alcanzadas por la Paraestatal, pues aunque las inversiones han sido exitosas para obtener producción incremental de gas no asociado, no ha sido el caso del gas asociado.

Se asume que los precios del petróleo se ubican en 28 dólares en términos reales por barril en promedio anual a partir del 2007, que los ubicaría en congruencia con los planteados por la OPEP en sus niveles más altos de la banda 22-28 dpb. Para el 2006 los precios del petróleo se estimaron en 36.5 dpb.

A su vez, el nivel de producción de petrolíferos de Pemex se establece suponiendo las proyecciones de crecimiento planeadas por el sector energético mexicano, en las Prospectivas de Petrolíferos y de Gas LP (un crecimiento de 2.5% en la producción de petrolíferos entre el 2003-2012).¹⁹ Para los años subsecuentes, se estiman crecimientos anuales similares. Para el caso del gas natural, las compras al exterior se estiman de la Prospectiva de Gas Natural, 2003-2012.

Los ingresos brutos totales de Pemex (YT) se determinaron de la siguiente manera:

$$YT = Y_{VN} + Y_{VEX} + OY + UNC$$

Donde:

YT = Ingresos totales brutos

Y_{VN} = Ingresos por ventas nacionales

Y_{VEX} = Ingresos por exportación

OY = Otros ingresos

UNC = Utilidad (pérdida) neta en cambios

De la misma manera, la determinación de los ingresos por ventas internas y externas se derivó de las siguientes ecuaciones:

$$Y_{VN} = P_{PQ} * V_{PQ} + P_{PR} * V_{PR} + P_{GN} * V_{GN}$$

y,

$$Y_{VEX} = P_{PM} * V_{EXP} + P_{EPR} * V_{EPR} + P_{EPQ} * V_{EPQ}$$

En donde:

¹⁹ Secretaría de Energía, Prospectivas del Mercado de Gas LP, 2003-2012 y Prospectiva del Petrolíferos, 2003-2012. www.energia.gob.mx

P_{PQ} = Precio interno de los productos petroquímicos (determinado como el promedio del valor de las ventas de petroquímicos entre su volumen).

V_{PQ} = Volumen de ventas internas de productos petroquímicos y gas natural (variable exógena).

P_{PR} = Precio promedio de venta de productos petrolíferos y gas natural (determinado como el promedio del valor de las ventas de los petrolíferos entre su volumen).

V_{PR} = Volumen de ventas de productos petrolíferos, se estimó a partir de la siguiente regresión y en la cual se obtuvieron estadísticos relativamente apropiados a un nivel de significancia del 95%:

$$V_{PR} = 1106.30 + 8.55 * PIBMAN + 37.24 * PIBELE - 23.11 * PIBTRA + MA(1)$$

en donde

MA es promedio móvil del término rezagado de los errores igual a 0.93, siendo los principales estadísticos los siguientes:

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1106.30	194.69	5.68	0.0000
PIBMAN	8.55	2.20	3.89	0.0009
PIBELE	37.24	10.92	3.41	0.0028
PIBTRA	-23.11	7.26	-3.18	0.0047
MA(1)	0.93	0.073	12.77	0.0000
R-squared	0.93	Mean dependent var		1608.57
Adjusted R-squared	0.91	S.D. dependent var		276.85
S.E. of regression	81.50	Akaike info criterion		11.82
Sum squared resid	132827.6	Schwarz criterion		12.06
Log likelihood	-142.70	F-statistic		64.24
Durbin-Watson stat	1.53	Prob(F-statistic)		0.000000

P_{GN} = Precio promedio de venta del gas natural.

V_{GN} = Volumen de ventas de producción de gas natural, determinada de la prospectiva de gas natural citada.

P_{PM} = Precio promedio de la mezcla de exportación.

V_{EXP} = Volumen de exportación del petróleo crudo, que se estimó como la diferencia entre la producción de petróleo crudo y la destinada a refinación más un factor de ajuste.

P_{EPR} = Precio promedio de exportación de los productos petrolíferos calculado como el precio promedio de las ventas al exterior en los últimos tres años ajustado por la variación en el nivel de los precios de la mezcla internacional de petróleo.

V_{EPR} = Volumen de exportación de los productos petrolíferos, calculado a partir de las estimaciones de la prospectiva de petrolíferos y gas LP.²⁰

P_{EPQ} = Precio promedio de exportación de los productos petroquímicos, estimado como el precio promedio de las ventas al exterior de dichos productos en los

²⁰ Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, México, 2003 y Prospectiva de Gas LP, 2003-2012, México 2003.

últimos tres años ajustado por la variación en el nivel de los precios de la mezcla internacional de petróleo.

V_{EPQ} = Volumen de exportación de los productos petroquímicos, estimados a partir de la aplicación de una tasa de crecimiento anual de 2%.

Las ventas de exportación de gas natural se supusieron nulas, ante el déficit de producción nacional.

Los otros ingresos (OY) se ajustaron al crecimiento de la inflación, en virtud de su dificultad de estimación. En tanto, la utilidad (pérdida) cambiaria se calculó como la ganancia o pérdida de la posición derivada del intercambio comercial con el exterior, su endeudamiento neto y la posición del efectivo en inversión líquidas.

El valor de las ventas al exterior de petróleo se estimó a partir de los niveles de precios internacionales de la mezcla de exportación, que es una de las variables críticas en el desempeño de Pemex y del comportamiento del propio modelo.

El valor de las ventas internas, se estableció considerando un precio ponderado histórico de los petrolíferos y petroquímicos por el volumen del consumo. Se supone que la mezcla de los productos vendidos por Pemex al mercado interno no se modificará de manera drástica en los próximos años.

El volumen de las importaciones de petrolíferos se obtuvo como la diferencia entre el volumen de petrolíferos vendidos al mercado interno y el producido por la paraestatal. Su valuación se realizó considerando un precio promedio de las compras al exterior del 2004. Asimismo, el volumen de las importaciones de petroquímicos se ligó al desempeño del PIB nacional. Igual, su valuación se determinó a partir del precio promedio de las compras internacionales.

El costo de ventas (CV) se estableció sumando al cambio neto en los inventarios ($INV_f - INV_o$), el incremento durante el período de la reserva para exploración y declinación de campos cuota por barril extraído- (REDC), los costos de operación (CTOP), las compras de petróleo crudo, refinado y otros incurridos (CCRPRO) durante el período –incluidas las importaciones para inventario-.

$$CV = (INV_f - INV_o) + REDC + CTOP + CCRPRO$$

En donde:

El cambio neto de inventarios ($INV_f - INV_o$) se determinó valuando el stock de hidrocarburos, derivados y petroquímicos más el valor de los materiales y accesorios para almacén y materiales en tránsito menos la estimación para movimiento lento y obsolescencia. El stock de hidrocarburos, derivados y petroquímicos se estimó como una proporción del volumen producido en el año 2004. Su valuación se realizó a un precio promedio de tales stocks en el año 2004, las proyecciones de su precio se indexarán al precio internacional del petróleo en los años siguientes. El valor de los materiales y accesorios para almacén y

materiales en tránsito se determinó como una proporción del valor de las ventas internas para los últimos dos años.

El nivel de inventarios, que se integra del petróleo crudo, derivados, petroquímicos, materiales y accesorios para almacén, menos la estimación para lento movimiento y obsolescencia, más los materiales en tránsito, se estimó de la siguiente manera: en el caso del petróleo crudo, derivados y petroquímicos se calculó el porcentaje histórico del volumen en inventarios en relación al nivel de producción equivalente, éste porcentaje se preservó hacia lo años siguientes. Ese volumen se valuó considerando los precios internacionales de petróleo al tipo de cambio estimado.

Los costos de operación se determinaron como una parte sustantiva del total de los servicios personales (87%), de las adquisiciones de materiales y equipos (85%) y de los egresos por contratación de servicios (95%). Con base en la estructura de gasto por Subsidiaria en el 2004, se determinó el gasto asociado a las principales actividades realizadas en materia de petróleo, gas natural, refinación y petroquímica a fin de poder determinar el impacto de distintos nivel de producción en cada concepto, es decir, servicios personales, adquisición de materiales y servicios. De esta manera, dependiendo del nivel de producción se realizaran las erogaciones correspondientes. Para fines de las proyecciones se estableció un incremento paulatino en los costos por efecto de la complejidad creciente de las operaciones a las que se enfrentará la empresa.

Los gastos generales y de administración se determinaron multiplicando las erogaciones en gastos generales y de administración por unidad de hidrocarburo producido en el 2004 por el volumen total de hidrocarburos producido en cada año.

De igual manera, en el caso de los gastos de distribución, se estimó el costo unitario erogado en la distribución del hidrocarburo producido, el cual se multiplicó por el volumen total de dicho hidrocarburo producido. El costo per cápita se determinó en dólares considerando que una parte importantes de tales servicios contienen componentes de equipo y material valuados en los mercados internacionales.

El concepto de otros ingresos se determinó indexando el valor del último año publicado por la empresa a la inflación. En este rubro se integran conceptos como el efecto de la ganancia por posición monetaria, otros ingresos de capital e ingresos no recurrentes derivados de la venta de activos o servicios o transferencias especiales del gobierno.

Las estimaciones sobre el nivel de impuestos pagados, por derechos e impuestos especiales sobre producción y servicios se consideraron aplicando una tasa de 60.8% al valor de las ventas brutas de la Paraestatal, como lo estipula el régimen fiscal. Para fines de simplificación no se consideraron contribuciones fiscales

adicionales hacia los años siguientes, derivadas del diferencial de precio entre los ingresos petroleros esperados y los observados, es decir, se consideró que la predicción de los precios de la mezcla de exportación es efectiva por parte del gobierno.

Modulo de Inversión.

Las estimaciones consideradas para la elaboración del modelo parten de las inversiones planteadas por la Secretaría de Energía y los Planes de Negocio de Pemex, señaladas en el capítulo I de esta investigación. Tal supuesto no implica asignar el beneficio de la eficiencia en la predicción de los resultados operativos señalados por la empresa en cada etapa de la cadena de valor, y en particular con relación al volumen de hidrocarburos explotados y procesados. Ello porque como se apuntó, no se ha logrado cumplir con las metas planeadas hasta el 2004.

La inversión dentro del modelo se contempló de dos maneras. Una bajo el concepto de inversión vía el esquema Pidiregas y otra al amparo presupuestal.

El esquema Pidiregas ha sido empleado con mayor intensidad en los últimos años, y se espera que se mantenga hasta por lo menos finales de esta década, según lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación.²¹ Ello implica que el nivel de endeudamiento de la paraestatal continuará presionando su estructura financiera.

Del total de inversión presupuestal una porción de los recursos se asigna al pago de amortizaciones Pidiregas y otra a inversión en infraestructura. Se asume en los primeros cinco años siguientes la dependencia de la inversión en el esquema Pidiregas, lo que implica el que los montos asignados vía inversión presupuestal se destinen básicamente al pago de amortizaciones Pidiregas como ha ocurrido en los años recientes.

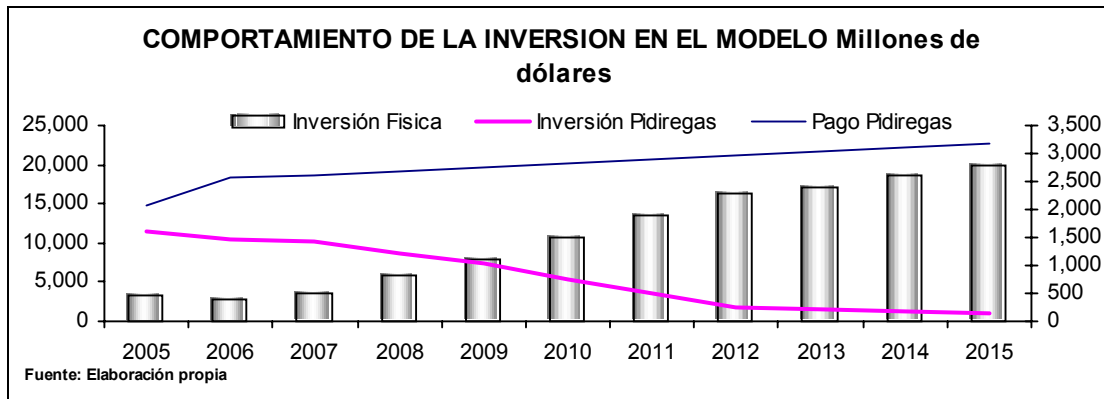
Como quiera que sea, la formación de capital fijo tenderá a incrementarse derivado del aumento en la canalización de recursos. En el modelo se estimó un crecimiento de la inversión a una tasa media anual de 7% en los próximos diez años (gráfica No 5.12).

El monto de la inversión se clasificó en: el canalizado a obra nueva, a mantenimiento, a arrendamiento de equipo y a actividades exploratorias. La obra nueva se estimó entre el 40 y 50% del total de inversión, en mantenimiento entre el 25 y 30%, sólo el 5% en arrendamiento y el resto en actividades exploratorias, las cuales se asumieron como gasto temporal en el estado de resultados (cuadro No. 5.5). Del total de inversión un porcentaje se consideró de riesgo, es decir, montos que no necesariamente redundarán en cristalización de activos fijos. Estos también se reflejaron como gasto en el estado de resultado. La inversión

²¹ Véase, Ley del Presupuesto de Egresos de la Federación, 2005.

presupuestal no canalizada al pago de amortizaciones Pidiregas se adicionó a la inversión Pidiregas y así se integra el total de inversión anual.

Gráfica No. 5.12



Los activos de PEMEX fueron registrados a su costo de adquisición o construcción. Las inversiones derivadas del esquema presupuestal se capitalizaron de inmediato en activo fijo en una proporción de 0.6 a 0.7 por año, en cada caso, fuese como obra nueva,²² mantenimiento -que implica la renovación, restauración o reemplazo de partes de los equipos- y arrendamiento.

Cuadro No. 5.5
ESPECIFICACIÓN DEL DESTINO DE LA INVERSIÓN EN EL MODELO MEFPEX

Conceptos	2005-2010	2010-2015	2015-2020
Inversión Física Presupuestal			
Inversión nueva	50.0%	50.0%	45%
Mantenimiento	25.0%	30.0%	30%
Renta	5.0%	5.0%	5%
Exploratoria	20.0%	15.0%	20%
Inversión Pidiregas			
Inversión nueva	45.0%	50.0%	45%
Mantenimiento	30.0%	30.0%	30%
Renta	5.0%	5.0%	5%
Exploratoria	20.0%	15.0%	20%

El saldo de los activos fijos totales, se obtuvo de adicionar al saldo neto del último año conocido (consistente en terrenos, edificios, maquinaria y equipo, plataformas marinas, pozos) su actualización por inflación más el valor indexado de los activos improductivos y sobrantes de obra,²³ así como el monto de los activos fijos nuevos. A ese total, se le restó la depreciación y amortización.

²² Una parte de la inversión efectivamente se considera como tal y otra se refleja en el rubro de materiales en tránsito en el concepto de inventarios.

²³ Su valor actualizado fue determinado mediante la aplicación de factores derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor.

$$ATF = AFT_0 + AFT_i + AFL_i + AFSo_i + AFN - D - A$$

Donde:

ATF = Activos fijos totales

AFT₀ = Activos fijos en el año inicial

AFT_i = Actualización por inflación de los activos fijos totales

AFL_i = Activos fijos improductivos actualizados

AFSo_i = Activos fijos sobrantes de obra actualizados

AFN = Activos fijos nuevos

D = Depreciación.

A = Amortización

La depreciación y amortización se estableció en 9% anual, que es el valor registrado en promedio entre el 1999-2004 como proporción del total de activos fijos brutos –activos fijos netos más depreciación acumulada-.

Modulo Financiero.

El modulo financiero del modelo permite analizar la composición y relación entre activos, pasivos y el patrimonio. Derivado de lo anterior, a continuación se detallarán los principales argumentos empleados en la determinación de cada uno de los conceptos que integran el balance financiero institucional.

Cuentas por cobrar (CC). Para establecer el nivel de las cuentas por cobrar de Pemex, se aplicó un porcentaje al valor de las ventas. Dicho porcentaje se determinó como resultado del promedio de los últimos seis años de la proporción de las cuentas por cobrar a las ventas totales.²⁴

$$CC = 12\% Y_T$$

En tanto, el activo intangible derivado de la valuación actuarial y otros activos de largo plazo (constituido básicamente por coinversión con Shell Oil Company en Deer Park Texas, la participación en la española Repsol-YFP y Mexicana de Lubricantes, S. A. de C. V., entre otras subsidiarias) se estimaron aplicando una tasa de crecimiento de sólo 10%, el cual se ubica por abajo del promedio histórico registrado por la compañía en los últimos siete años (22.3%), no obstante refleja el comportamiento observado de esa variable en años recientes.

$$AINT_{T+1} = (AINT * (1 + F))$$

En donde:

F es una tasa de crecimiento de 10% asignada a la revaluación de dichos activos.

²⁴ Este porcentaje es válido como una tendencia promedio de los últimos diez años.

AINT = Activo intangible derivado de la valuación actuarial y otros activos de largo plazo.

En el rubro de pasivos, la determinación del monto de adeudo de proveedores equivale a 20 días de las venta anuales, nivel similar al promedio registrado en el balance en los últimos seis años (20.8 días de las ventas anuales).

Las cuentas y gastos acumulados por pagar se calcularon manteniendo un crecimiento real anual de 3%. Este concepto contable presenta un comportamiento histórico atípico, lo que dificulta su estimación, por lo que se optó por aplicar un crecimiento promedio de los últimos siete años.

Los impuestos por pagar se estimaron como proporción del monto total pagados por Pemex anualmente (7.4%). El valor de dicho porcentaje también corresponde al promedio observado por la compañía de 1999 al 2004, pues refleja etapas de alzas y bajas en los niveles de contribución de la paraestatal. A diferencia de otras empresas el total de impuestos por pagar no considera el beneficio de diferir el pago sus contribuciones, situación que neutraliza una apalancar su capital de trabajo.

El concepto de documentos por pagar a contratistas fue estimado considerando un crecimiento anual de 10% en términos reales hasta fines de la década. Al perder importancia la inversión Pidiregas -en donde están ligados- también se le limita su crecimiento.

El rubro de ingresos por la venta de derechos de cobro futuro ha sido usado en forma menos intensiva por la compañía desde el 2000 pues la empresa ha preferido emplear otros mecanismos de contratación de deuda. Para fines de pronóstico se consideró esa tendencia, de tal manera que fijó a finales de la década en 1.4% del pasivo total y a la mitad del próximo decenio en menos del 1%, contra el 12.6% que llegó a representar en 1999.

El valor de los certificados de aportación se actualiza con la inflación para fines de proyección. En tanto el superávit por reevaluación también se indexó a la inflación, no obstante hasta el 2006 se le cargaron los pagos por los rendimientos mínimos garantizados que la empresa tiene en compromiso con el gobierno federal.

El monto del efectivo y valores de pronta realización se determinó en función del nivel de ventas al exterior, que se encontró con el mejor estimador estadístico. Para realizar dicha estimación se empleo una regresión lineal simple mediante la siguiente ecuación:²⁵

$$\text{Efectivo y valores pronta realización} = -8907.21 + 0.28 * Y_{VEX}$$

²⁵ La regresión estimada ofrece indicadores relativamente aceptables para una regresión ($R^2=0.8$ con niveles aceptables para los estadísticos a un nivel de confianza del 95% (pruebas t y Dorwin Watson) .

En donde Y_{VEX} son las ventas al exterior

Se acepta que teóricamente este método para determinar el efectivo y valores de pronta realización no es el técnicamente más preciso, pues debe obtenerse del propio flujo de efectivo. Sin embargo, el planteamiento del modelo esta definido para conciliarse con el nivel de los pasivos documentados, pues en las condiciones legales y fiscales actuales, el mecanismo de financiamiento continuará siendo el endeudamiento, y particularmente el financiamiento de la inversión asociado con el esquema Pidiregas hasta por lo menos el 2010. Una vez determinado el nivel de efectivo, se empleo un análisis de flujo de efectivo para determinar el nivel de deuda documentada, -pasivo circulante más de largo plazo.- que demandará la empresa para soportar el nivel de inversión y de operación previsto (cuadro No. 5.8).

Así, se calculó el monto de recursos generados y aplicados en la operación, incluidas las partidas no monetarias, así como el cambio en los montos canalizados a inversión y a disponibilidades. También se identificaron los cambios en los montos derivados de las operaciones de financiamiento –pago de rendimientos al gobierno federal, otros movimientos de capital, documentos por pagar a contratistas y los ingresos por la venta derechos de cobros futuros-. Por diferencia de los recursos generados y aplicados en la empresa se determinó el monto de los recursos de endeudamiento anual.

$$Plp1 = \frac{Ef1 - Efo + Oaf1 - Oao + Af1 - Afo + Plpo(a+1) - varCC}{(a-1)}$$

Donde:

Plp1= Pasivo de largo plazo en el periodo final

Ef1 = Efectivo en el periodo final

Efo = Efectivo en el periodo inicial

Oaf1 = Otros activos fijos en el periodo final

Oao = Otros activos fijos en el periodo inicial

Af1 = Activo fijo en el período final

Afo = Activo fijo en el período inicial

Plpo = Pasivo de largo plazo en el periodo inicial

a = Representa el porcentaje del pasivo de corto plazo al pasivo de largo plazo

VarCC = Variación del capital contable.

Un mayor flujo de efectivo en el caso de precios altos de petróleo, se refleja en un nivel superior de rubro disponibilidades, lo cual permite fondear mejor el capital de trabajo, las inversiones y disminuir el costo financiero neto.

Cuadro No. 5.6
PRINCIPALES VARIABLES DEL ESCENARIO BASE O TENDENCIAL

CONCEPTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MODULO ENTORNO ECONOMICO												
PIB (MMM\$93)	1,726	1,787	1,855	1,925	1,998	2,074	2,153	2,235	2,320	2,408	2,499	2,594
TASA PIB REAL (%)	4.5%	3.5%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%	3.8%
TIPO DE CAMBIO (FP) pesos x dólar	11.26	11.63	12.03	12.45	12.89	13.34	13.81	14.29	14.79	15.31	15.84	16.40
INFLACION FP (%)	5.2%	3.2%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
ING. NO PETROLEROS (mmils pesos 2004)	515	527	541	554	568	582	597	612	627	643	659	675
ING. PETROLEROS (mmils pesos 2004)	473	503	563	570	627	703	786	880	1,000	1,128	1,251	1,402
CETES 28D (%)	7.8%	8.0%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%
MODULO DE PRODUCCION												
PROD. PETROLEO CRUDO (mbd)	3,441	3,510	3,580	3,652	3,725	3,799	3,856	3,914	3,973	4,032	4,093	4,154
Condensado líquidos	442	427	435	444	453	462	471	478	485	493	500	507
PROD. PETROLEO (mbd)	3,883	3,936	4,015	4,096	4,177	4,261	4,327	4,392	4,458	4,525	4,593	4,662
PROD. GAS NATURAL (Mpcd)	4,573	4,700	5,006	5,331	5,677	6,046	6,439	6,858	7,304	7,778	8,284	8,823
PROD. PETROLIFEROS (mbd)	1,608	1,642	1,700	1,724	1,800	1,865	1,878	1,868	1,879	1,871	1,994	2,054
MODULO DE COMERCIO EXTERIOR												
PRECIOS PETROLEO (DB) mezcla	31.0	38.0	35.0	28.0	28.8	29.7	30.6	31.5	32.5	33.4	34.4	35.5
Precio gas natural dólares	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09
Exp. Petrolíferos (mbd)	152	145	124	116	92	108	97	88	117	121	126	131
Petroquímicos (Ton)	916	934	953	972	992	1,011	1,032	1,052	1,073	1,095	1,117	1,139
Exportaciones Pemex (Mlisdls)	1,200	1,294	2,787	2,101	1,712	2,061	1,908	1,780	2,443	2,612	2,792	2,985

mbd millones de barriles por día

Ton Toneladas

Mlisd Millones de dólares

Mpcd Millones de pies cúbicos diarios.

Fuente: Pemex PEP, Plan de Negocios 2002-2010, Enero 2002, CAPEM y estimaciones propias.

Cuadro No. 5.7

VARIABLES FINANCIERAS DEL ESCENARIO BASE O TENDENCIAL

Fuente: Elaboración propia.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Precio mezcla del petróleo exp	28.00 dólares por barril											
VAN	198.3 Miles de millones de pesos											
Miles de millones de pesos del 2004												
Var anual Pasivo documentado	22.1%	14.8%	12.6%	20.0%	20.2%	18.0%	19.1%	18.1%	14.2%	13.9%	13.4%	11.9%
Activo total	1,018.3	1,149.3	1,269.5	1,333.9	1,454.6	1,587.2	1,728.6	1,891.2	2,079.9	2,288.6	2,507.8	2,762.4
Patrimonio	58.1	69.0	65.1	52.7	21.7	3.3	-19.1	-46.1	-67.9	-73.7	-68.8	-55.9
Cobertura de intereses	6.4%	6.4%	10.0%	11.6%	12.9%	13.3%	14.0%	14.8%	15.2%	15.1%	15.3%	15.4%
Apalancamiento	94.3%	94.0%	94.9%	96.1%	98.5%	99.8%	101.1%	102.4%	103.3%	103.2%	102.7%	102.0%
Rotación de ventas	76.3%	69.7%	69.4%	63.5%	61.8%	61.4%	60.9%	60.0%	59.7%	59.0%	57.5%	56.4%
Liquidez	1.87	1.60	1.54	1.31	1.26	1.25	1.23	1.21	1.22	1.21	1.17	1.15
Margen de beneficio bruto	70.9%	72.5%	72.8%	72.1%	70.8%	72.6%	72.6%	72.7%	73.4%	74.6%	75.6%	76.1%
Pasivos laborales	347.2	370.1	393.3	418.0	444.3	472.2	501.8	533.4	566.9	602.5	640.3	680.5
Contribuciones al Gobierno Fed	473	487	536	515	546	592	640	690	755	821	877	947
Resultado neto	(14.1)	21.2	6.6	(11.3)	(30.1)	(18.2)	(22.8)	(27.8)	(23.3)	(7.8)	2.8	11.3
Utilidad neta sobre capital	n. s.	30.6%	10.1%	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.
n.s. no significativo												

Cuadro No. 5.8

ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO DE PEMEX: ESCENARIO BASE O TENDENCIAL

Millones de pesos

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Recursos generados (utilizados) en:												
Operación:												
Pérdida neta	-14.1	21.8	7.0	-12.5	-34.4	-21.6	-27.9	-35.3	-30.6	-10.6	4.0	16.5
Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:												
Depreciación	50.7	60.1	76.0	73.8	86.8	89.2	100.1	106.1	118.4	131.1	142.3	161.9
Costo de pasivo laboral	52.8	55.6	58.6	61.8	65.2	68.8	72.6	76.6	80.8	85.3	90.0	94.9
Reserva para créditos diversos y otros	-14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	74.6	137.5	141.7	123.1	117.6	136.4	144.8	147.4	168.7	205.7	236.3	273.3
Variaciones en:												
Cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros	-57.4	28.4	-13.7	0.6	-11.1	-15.0	-16.3	-18.1	-22.9	-24.4	-23.3	-28.7
Inventarios	-7.6	-5.4	1.6	8.1	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-1.4	-1.5	-1.6	-1.7
Activo intangible derivado de la valuación actuaria de las obligaciones laborales y otros activos	-22.1	-15.7	-17.3	-19.0	-20.9	-23.0	-25.3	-27.9	-30.7	-33.7	-37.1	-40.8
Proveedores	-4.7	12.5	5.7	-0.3	4.6	6.3	6.8	7.5	9.5	10.2	9.7	12.0
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4.3	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.4
Impuestos por pagar	7.0	-6.4	5.2	-0.2	4.2	5.6	6.1	6.8	8.6	9.2	8.7	10.8
Reserva para créditos diversos y otros	4.0	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2
Reserva para jubilaciones y prima de antigüedad	61.4	-20.8	-20.4	-19.8	-19.0	-18.0	-16.7	-15.1	-13.2	-10.8	-8.1	-4.8
Gastos de exploración y perforación de pozos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos	2.9	-6.7	-7.0	-7.2	-7.5	-7.7	-8.0	-8.3	-8.6	-8.9	-9.2	-9.5
Recursos generados en la operación	-12.2	-12.8	-44.3	-36.1	-48.8	-50.8	-52.3	-53.9	-56.4	-57.7	-58.3	-60.2
Financiamiento:												
Pago de rendimientos al Gobierno Federal	-10.7	-10.2	-10.5									
Otros movimientos de capital	53.0											
Documentos por pagar a contratistas	12.6	3.7	4.2	4.8	5.5	-2.2	-2.0	-1.7	-1.5	-1.2	-1.0	-0.7
Incremento en la deuda	55.8	36.1	32.0	52.6	70.1	66.8	79.1	112.1	121.0	128.9	149.1	168.0
Ingresos por la venta de derechos de cobro futuros	-3.8	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.1	-1.1	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9
Recursos generados en actividades de financiamiento	107.0	28.4	24.5	56.2	74.4	63.5	76.0	109.3	118.5	126.7	147.2	166.4
Inversión:												
Incremento en activos fijos, neto	-74.3	-164.0	-131.2	-125.8	-150.0	-162.7	-182.5	-218.1	-253.8	-297.2	-340.1	-401.1
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	7.8	10.9	9.3	-17.5	6.8	13.7	14.0	15.3	23.0	22.4	15.0	21.7
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio de ejercicio	77.1	84.9	95.8	105.1	87.6	94.4	108.1	122.1	137.4	160.4	182.8	197.9
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	84.9	95.8	105.1	87.6	94.4	108.1	122.1	137.4	160.4	182.8	197.9	219.5

Fuente: Elaboración propia.

5.3.2 Aplicaciones del MEFPEX

Escenario base o tendencial. En el escenario tendencial, las ventas totales aumentan a una tasa media anual de 9.3% entre el 2004-2015. La plataforma de exportación se mantiene en 1.8 millones de barriles por día entre el 2006 y el 2010 y se incrementa ligeramente a 1.9 millones entre el 2011 y el 2015.

Por el lado del gasto, se considera que el costo total de operación crecerá a una tasa media anual del 3.9%, impulsada por el propio efecto de los precios del petróleo particularmente de las importaciones y un crecimiento medio anual en los gastos corrientes del 0.5% anual en términos reales entre 2006-2010 y % entre 2011-2015.

Los márgenes de beneficio bruto se mantienen altos, pero el nivel de contribuciones fiscales continúa elevadas presionando los remanentes que, aunque bajos, son negativos. Ello debilita aún más el patrimonio que desaparece en el 2010 y presenta déficit a partir de ese año.

La contratación de la deuda documentada es la base del crecimiento anual de los pasivos y de los activos totales, que se elevan a una tasa media anual del 10.6% y 10.0% entre el 2004 y el 2015, respectivamente.

Los niveles de liquidez se ven paulatinamente afectados en comparación con los registrados en el 2004 por efecto del uso de recursos para el pago de los servicios de la deuda. El indicador de cobertura de intereses que de valores de 6.4% en ese 2004 se incrementa anualmente hasta niveles de 15% a mediados de la década siguiente, debido a la menor utilidad operativa bruta antes de impuestos e intereses (cuadro No. 5.7).

Las contribuciones fiscales se incrementan a una tasa media anual de 6.5% en el periodo, muy por encima del crecimiento de la economía, lo cual favorece el manejo de la política fiscal.

En el escenario tendencial la situación financiera de Pemex se mantiene prácticamente en las mismas condiciones actuales. La capacidad de crecimiento de la compañía se vincula con el éxito de las inversiones realizadas, su eficiencia, un sostenimiento en los precios del petróleo y queda expuesta a la vulnerabilidad de posibles cambios en el entorno, particularmente aumento de tasas de interés, colocación de sus productos en los mercados.

En suma, un precio del petróleo por arriba de 32.1 dólares por barril significa viabilidad financiera para la Pemex al menos en los niveles de apalancamiento actuales, lo cual es congruente con el desempeño de los precios en los meses recientes. No obstante, dada su elevada volatilidad se estima que podrían bajar en los próximos dos o tres años, nuevamente poniendo a la empresa en una situación vulnerable financieramente. Debajo de ese precio, se erosionaría su situación

financiera por la carga fiscal y obligaciones para el pago del servicio de la deuda y los pasivos laborales (cuadro No. 5.7), pese a registrar una utilidad antes del pago de impuestos e intereses a ventas superior a 60%, el cual se considera alto con relación a las *oil majors*.²⁶

Escenario Pesimista. Lento crecimiento económico nacional con precios internacionales de petróleo a la baja y problemas para incrementar la producción de hidrocarburos a niveles planeados (cuadro No. 5.9).

En este escenario, el PIB de México se incrementa a una tasa media anual de 3.0%, la inflación en México a 4.5% y la internacional en 3.0%, las tasas de interés nacionales se ubican 10.0% y las de referencia internacional en 4.0%. La inversión anual de Pemex crece en 5.0% y la producción de petróleo en 1.0% al 2010 y decrece en 2.0% entre el 2011 y el 2015. En tanto la extracción de gas aumenta en 2.5% y 2.0% entre 2005-2010 y 2011-2015, respectivamente. El gasto corriente se eleva a una tasa media anual real de 2.5% al 2010 y 3.0 % en los siguientes cinco años.

Los precios internacionales del petróleo se ubican en 25 dólares por barril a partir del 2007 en términos reales, que es un valor intermedio de la banda 22-28 dólares por barril fijado por los países de la OPEP en el 2003. El precio del gas se ubica en 4 dólares por millón de BTU en términos reales.

Una de los primeros resultados de este escenario es que el remanente neto se mantiene negativo afectando el nivel del patrimonio que se vuelve deficitario desde el 2008. Evidentemente el apalancamiento supera el 100%, pues la base de crecimiento de la empresa tiene que ser el endeudamiento. El crecimiento promedio anual de los activos totales de 7.0% es financiado con dicha deuda (cuadro No. 5.10).

La cobertura de intereses, definida como la relación entre los intereses pagados a utilidad de operación antes intereses e impuestos, se deteriora hasta ubicarse en 2.3 veces el valor del nivel del 2005, lo que seguramente incidirá sobre una mayor calificación de deuda.

El margen de beneficio bruto se mantiene por arriba del 70%, sin embargo la carga tributaria es un factor que afecta el resultado del remanente. Aunque se suponen que los gastos de operación se incrementan 2.5 y 3.0% entre 2006-2010 y 2011-2015, los costos de extracción se consideran aún bajos sobre todo contra precios del petróleo de 25 dólares por barril.

Las contribuciones al gobierno se elevan 5.7% anualmente, situación que deja al Estado con la posibilidad de mantener su política fiscal sin cambio.

²⁶ Para las Oil Majors ese indicador fue en promedio de 26.8% entre el 1998 y 2003.

El flujo de efectivo de Pemex demandado para el nivel de crecimiento se mantiene creciente, pero no puede constituirse en una base de fondeo importante, ya que como se mencionó, la base del financiamiento será la deuda, particularmente en caso de que las asignaciones de presupuesto gubernamental no muestren crecimiento.

Escenario Optimista. Crecimiento económico nacional dinámico con estabilidad de precios y equilibrios macroeconómicos, precios del Petróleo elevados y reactivación en la producción de hidrocarburos.

Este escenario contempla que la producción total nacional crece a una tasa media anual de 5% y la inflación se ubica a tasas cercanas a las internacionales (3.0% vs 2.5%, respectivamente) y las tasas de interés en México se ubican en 8.0% y en el extranjero en 3.0%. La producción de petróleo y gas natural se robustece por efecto de la efectividad de las inversiones, mismas que se incrementan en cada caso en 3.0% y 7.0% entre el 2006-2010 y 2.5% y 10% entre el 2011-2015 (Cuadro No. 5.12).

Se consideran precios de los hidrocarburos elevados en el largo plazo. En el caso del petróleo, de los precios se mantienen como sucedió en el 2005 ubicándose en 33 dólares por barril en el largo plazo en términos anuales. Por su parte, los precios del gas se ubican a 7 dólares por millón de BTU en términos reales.

Los ingresos de la empresa crecen a una tasa media anual de 9.0%, producto de un aumento de 8.1% en las ventas internas y 9.7% en el mercado internacional. De hecho, la producción de petróleo crudo llegaría a ubicarse en 4 millones de barriles por día en el 2010 y en 5 millones de barriles por día en el 2015. El margen de beneficio bruto se mantiene elevado, sin embargo a pesar de la carga fiscal se van generando remanentes que permiten capitalizar a la empresa. Los flujos de efectivo derivados de la operación y dichos remanentes inducen a un menor endeudamiento y una disminución del apalancamiento de manera paulatina. De hecho, la generación de remanentes positivos propician que el patrimonio se fortalezca ligeramente el apalancamiento citado a niveles de apenas 92% en el 2015. Los activos totales se elevan a una tasa media anual del 8.8%, en gran medida apoyados por la disponibilidad de efectivo (cuadro No. 5.13).

Las contribuciones fiscales se elevan a una tasa media anual del 8.0%, debido al mayor volumen de producción y a los precios elevados, lo que evidencia la ventaja de realizar inversiones productivas para el Estado.

Cuadro No. 5.9
PRINCIPALES VARIABLES DEL ESCENARIO PESIMISTA

CONCEPTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MODULO ENTORNO ECONOMICO												
PIB (MMM\$93)	1,726	1,787	1,840	1,896	1,952	2,011	2,071	2,134	2,198	2,263	2,331	2,401
TASA PIB REAL (%)	4.5%	3.5%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
TIPO DE CAMBIO (FP) pesos x dólar	11.26	11.63	12.15	12.70	13.27	13.86	14.49	15.14	15.82	16.53	17.28	18.05
INFLACION FP (%)	5.2%	3.2%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
ING. NO PETROLEROS (mmlls pesos 2004)	515	527	541	554	568	582	597	612	627	643	659	675
ING. PETROLEROS (mmlls pesos 2004)	473	503	574	554	615	696	786	877	994	1,120	1,241	1,396
CETES 28D (%)	7.8%	8.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
MODULO DE PRODUCCION												
PROD. PETROLEO CRUDO (mbd)	3,441	3,475	3,510	3,545	3,581	3,617	3,544	3,473	3,404	3,336	3,269	3,204
Condensado líquidos	442	427	431	435	440	444	448	439	431	422	414	405
PROD. PETROLEO (mbd)	3,883	3,902	3,941	3,981	4,020	4,061	3,993	3,913	3,835	3,758	3,683	3,609
PROD. GAS NATURAL (Mpcdl)	4,573	4,700	4,818	4,938	5,061	5,188	5,318	5,451	5,587	5,726	5,870	6,016
PROD. PETROLIFEROS (mbd)	1,608	1,642	1,700	1,724	1,800	1,865	1,878	1,868	1,879	1,871	1,994	2,054
MODULO DE COMERCIO EXTERIOR												
PRECIOS PETROLEO (DB) mezcla	31.0	38.0	36.5	25.0	25.8	26.5	27.3	28.1	29.0	29.9	30.7	31.7
Precio gas natural dólares	6.09	6.00	5.00	5.15	5.30	5.46	5.63	5.80	5.97	6.15	6.33	6.52
Exp. Petrolíferos (mbd)	152	145	124	116	91	106	95	85	114	117	121	124
Petroquímicos (Ton)	916	934	953	972	992	1,011	1,032	1,052	1,073	1,095	1,117	1,139
Exportaciones Pemex (Mlisdls)	1,200	1,294	2,907	1,869	1,513	1,816	1,669	1,544	2,123	2,252	2,390	2,535

Fuente: Pemex PEP, Plan de Negocios 2002-2010, Enero 2002 y estimaciones propias.

Cuadro No. 5.10
INDICADORES FINANCIEROS EN EL ESCENARIO PESIMISTA

Precio mezcla del petróleo exp	25.00 dólares por barril											
VAN	355.8 Miles de millones de pesos											
Miles de millones de pesos del 2004												
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Var anual Pasivo documentado	22.1%	14.8%	13.2%	22.6%	21.1%	18.0%	18.3%	16.4%	11.0%	9.3%	7.5%	3.7%
Activo total	1,018.3	1,149.3	1,256.8	1,291.9	1,393.6	1,503.4	1,617.7	1,735.2	1,861.1	1,988.3	2,106.9	2,236.6
Patrimonio	58.1	69.0	61.6	39.4	-1.4	-25.8	-49.7	-75.3	-89.5	-80.9	-53.3	-1.5
Cobertura de intereses	6.4%	6.4%	11.5%	13.8%	15.5%	15.8%	16.4%	17.2%	17.2%	16.6%	16.0%	15.0%
Apalancamiento	94.3%	94.0%	95.1%	97.0%	100.1%	101.7%	103.1%	104.3%	104.8%	104.1%	102.5%	100.1%
Rotación de ventas	76.3%	69.7%	69.7%	62.6%	61.6%	61.9%	62.1%	61.9%	62.6%	63.1%	63.2%	64.1%
Liquidez	1.87	1.60	1.54	1.23	1.19	1.18	1.17	1.14	1.13	1.10	1.06	1.02
Margen de beneficio bruto	70.9%	72.5%	72.9%	71.9%	70.8%	73.1%	73.5%	73.8%	74.9%	76.4%	77.5%	78.5%
Pasivos laborales	347.2	370.1	389.6	410.1	431.7	454.4	478.3	503.5	530.0	557.8	587.2	618.1
Contribuciones al Gobierno Fed	473	487	532	492	522	566	611	653	708	763	810	871
Resultado neto	(14.1)	21.2	1.5	(22.7)	(41.9)	(27.1)	(27.3)	(29.8)	(19.1)	3.2	22.9	48.6
Utilidad neta sobre capital	n. s.	30.6%	2.5%	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.	n. s.

n.s. no significativo

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 5.11
ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO DE PEMEX: ESCENARIO PESIMISTA
Millones de pesos

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Recursos generados (utilizados) en:												
Operación:												
Pérdida neta	-14.1	21.8	1.6	-25.6	-49.4	-33.3	-35.1	-40.0	-26.9	4.7	35.2	77.9
Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:												
Depreciación	50.7	60.1	76.6	74.3	87.6	90.1	101.1	107.0	118.0	128.8	138.2	153.0
Costo de pasivo laboral	52.8	55.6	59.2	63.0	67.1	71.5	76.1	81.1	86.3	92.0	97.9	104.3
Reserva para créditos diversos y otros	-14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	74.6	137.5	137.4	111.8	105.3	128.2	142.1	148.0	177.4	225.5	271.3	335.2
Variaciones en:												
Cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros	-57.4	28.4	-14.1	3.9	-11.9	-16.1	-17.6	-18.0	-23.1	-24.8	-24.1	-30.5
Inventarios	-7.6	-5.4	1.9	11.0	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-1.1	-1.1	-1.2	-1.2
Activo intangible derivado de la valuación actuaria de las obligaciones laborales y otros activos												
Proveedores	-4.7	12.5	5.9	-1.6	5.0	6.7	7.3	7.5	9.6	10.3	10.0	12.7
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4.3	0.7	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.8
Impuestos por pagar	7.0	-6.4	5.3	-1.4	4.5	6.0	6.6	6.8	8.7	9.3	9.0	11.4
Reserva para créditos diversos y otros	4.0	0.8	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6
Reserva para jubilaciones y prima de antigüedad	61.4	-20.8	-21.0	-21.0	-20.9	-20.6	-20.2	-19.6	-18.7	-17.5	-16.1	-14.2
Gastos de exploración y perforación de pozos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos												
Recursos generados en la operación	-12.2	-12.8	-44.3	-33.4	-50.3	-53.3	-55.7	-57.9	-61.5	-64.1	-66.1	-69.7
Financiamiento:												
Pago de rendimientos al Gobierno Federal	-10.7	-10.2	-10.6									
Otros movimientos de capital	53.0											
Documentos por pagar a contratistas	12.6	3.7	4.6	5.2	6.0	-1.8	-1.6	-1.4	-1.2	-0.9	-0.7	-0.4
Incremento en la deuda	55.8	36.1	34.8	68.1	80.1	71.7	77.3	97.5	79.2	55.1	35.7	-5.3
Ingresos por la venta de derechos de cobro futuros	-3.8	-1.2	-1.6	-1.5	-1.5	-1.4	-1.3	-1.3	-1.2	-1.2	-1.1	-1.1
Recursos generados en actividades de financiamiento	107.0	28.4	27.2	71.8	84.6	68.5	74.3	94.9	76.8	53.0	34.0	-6.7
Inversión:												
Incremento en activos fijos, neto	-74.3	-164.0	-130.1	-123.2	-145.8	-156.3	-173.7	-194.9	-209.8	-229.5	-245.0	-269.8
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	7.8	10.9	9.8	-26.9	6.1	12.9	13.0	10.0	17.1	15.1	5.9	10.9
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio de ejercicio	77.1	84.9	95.8	105.6	78.7	84.9	97.7	110.7	120.7	137.8	152.9	158.7
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	84.9	95.8	105.6	78.7	84.9	97.7	110.7	120.7	137.8	152.9	158.7	169.7

Fuente: Elaboración propia.

Es conveniente señalar las implicaciones financieras que aparecerían en el caso de la existencia de una tendencia bajista en los precios internacionales del petróleo. En la medida que las ventas disminuyen y los costos decrecen en menor proporción, los márgenes de utilidad se reducen. El apalancamiento (deuda a activo total) continuaría acercándose a la unidad o sería superior, es decir, el patrimonio sería igual a cero o deficitario. La compañía estaría sujeta a la exposición de riesgos derivados de movimientos adversos en el mercado petrolero internacional, de posibles eventos que impacten las finanzas públicas o la economía nacional e internacional.

Un primer efecto se reflejaría en el aumento en la calificación del riesgo de emisión de su deuda, como ya se esbozó en algún momento durante 2003,²⁷ lo que a su vez se traduciría en un mayor costo financiero de las nuevas colocaciones de deuda y de los créditos por contratar, así como de la deuda contraída a tasa variable. Ante la necesidad de continuar dependiendo de dicho endeudamiento, ello agudizará la problemática financiera de la compañía.

En el caso del agravamiento en el deterioro financiero de Pemex, queda la posibilidad de que el Estado la rescate -lo que evitaría una posible quiebra a menos que lo hiciera el propio Estado- a través de una capitalización de recursos (como aconteció en 1990).²⁸ Sin embargo, en las condiciones actuales de crecientes presiones financieras en las finanzas públicas por efecto de los pasivos acumulados de la deuda contingente en el esquema Pidiregas, de los fondos de pensión de los trabajadores afiliados al Instituto Mexicano del Seguro Social y del Instituto de Seguridad Social al Servicio de los Trabajadores del Estado y de los rescates bancarios y carreteros, el Estado tendría que incurrir en endeudamientos adicionales que incrementarían su déficit financiero. Evidentemente, el riesgo país también se elevaría, y por ende, el costo financiero de la deuda pública.

Por otra parte, el extremo de la agudización de la situación financiera de Pemex serían presiones de grupos de interés para propiciar la apertura del sector hidrocarburos a la iniciativa privada. Tal escenario es el más conveniente para la Paraestatal, pues implicaría la disminución de su carga fiscal al igual que a otros participantes. Todos los indicadores de la empresa se recuperarían en poco tiempo e incluso su capacidad de financiamiento le permitiría incrementar su presencia en otros mercados, debido a que a sus bajos costos de producción que le permitirían operar adecuados márgenes de utilidad.

²⁷ En octubre del 2003, la calificadora Moody's señaló que podría reducir la calificación de PEMEX "... debido a las crecientes obligaciones de deuda de la paraestatal y otros pasivos, derivados de la necesidad de financiar un programa de inversión...", Periódico La Crónica, "Por la baja en la meta del PIB, el dólar sube a 11.25 pesos y la bolsa cae..", 3 de Octubre del 2003.

²⁸ La Ley de Concursos Mercantiles no permite que una entidad paraestatal, como es Petróleos Mexicanos, sea declarada en concurso (o para efectos prácticos, quiebre). Asimismo, la liquidación o extinción de PEMEX debe ser por un decreto del Congreso porque así fue creada. Por lo que el Congreso, en dicho decreto, debe fijar la forma y términos de esa liquidación o extinción y en su caso, la prelación en el pago.

Sin embargo, la primera pregunta en este escenario sería ¿quién compensará los ingresos fiscales que Pemex paga?. Existirían en esencia dos respuestas: o se

vende una parte de la Paraestatal como en el caso de Petrobras en Brasil o bien se lleva a cabo una profunda reforma fiscal que alcance una magnitud de recaudación de ingresos igual o mayor al monto que Pemex dejaría de contribuir al fisco. En virtud de que esta última alternativa es económica y políticamente no viable, la única es que Pemex se venda a los particulares, bien sea en el mercado de valores o a alguna compañía petrolera ligada a intereses internacionales.

Un escenario de apertura a la participación de particulares en la industria petrolera nacional debería tener como marco de referencia cambios estructurales en su marco legal. En particular, se pueden citar los siguientes elementos como básicos: la apertura a la iniciativa privada a todas o una gran parte de las actividades desarrolladas en la industria petrolera que ahora mantiene en monopolio el Estado; un régimen fiscal distinto al aplicable e igual para todos los participantes, inclusive a Pemex; otorgar autonomía de gestión y de adopción de estrategias de crecimiento a la Paraestatal (por ejemplo para realizar alianzas estratégicas, adquisiciones, entre otras); la creación de una institución reguladora tipo el “Directorado Noruego de Hidrocarburos” que ordene, vigile y supervise el desarrollado de las actividades en la industria petrolera, y en general, un marco de referencia legal y operativo acorde con el de una empresa petrolera privada.

Como se ha ilustrado, la viabilidad financiera de Pemex está ligada a precios elevados del petróleo en los mercados internacionales, al éxito en sus inversiones, a su eficiencia operativa y gerencial, sobretudo al apoyo financiero que le proporcione el Estado Mexicano. En los años recientes, la compañía se ha beneficiado de precios elevados de la mezcla de exportación, empero la estrategia de financiamiento basada en el uso de endeudamiento para apuntalar su crecimiento, dadas las restricciones de asignación de presupuesto público, le ha llevado a presentar un elevado nivel de apalancamiento y una constante erosión de su patrimonio.

Para fortalecer financieramente a Pemex es necesario instrumentar medidas, en el marco de una “política de Estado”, que permitan reducir la presión financiera sobre la paraestatal, para lo cual se plantean las siguientes alternativas, mismas que pueden o no ser excluyentes.

1. Establecer una contribución fiscal fija de Pemex como proporción del PIB nacional. Dado que los ingresos presupuestales del gobierno federal han estado ampliamente correlacionados con el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) desde 1980 a la fecha, se puede establecer el siguiente modelo econométrico, que definiría el perfil de contribución anual de Pemex.²⁹

²⁹ Los indicadores de la regresión lineal simple resultan con una Adjusted R-squared de 0.996695 y la aprobación de la prueba t

Ingresos presupuestales del gobierno federal = $-6021.4 + 0.160608 * \text{PIB}$

Así, en una perspectiva de crecimiento en promedio anual del PIB de 3.5% real, se asume que la tasa de contribución fiscal de Pemex podría representar una proporción anual de 32% de dichos ingresos fiscales. Esta medida debe ser acompañada por el establecimiento de un fondo de estabilización que permita la sustentabilidad de la medida. Los excedentes obtenidos, en su caso, se podrían repartir entre los Estados para proyectos de inversión, pero siempre manteniendo un nivel de al menos un mil millones de dólares como mínimo en dicho fondo. Los recursos excedentes se propone canalizar a actividades ligadas con la recuperación de la reservas de hidrocarburos.

2. Paulatino ajuste a la baja en las tasas de contribución fiscal de Pemex. El objetivo es propiciar un esquema fiscal que permita hacia unos cuatro o cinco años permitir un mayor margen de maniobra a las finanzas de la paraestatal. Bajo el principio de que la carga fiscal aplicable a Pemex es elevada y que el gobierno federal mantiene una dependencia de tales contribuciones, en esta alternativa se daría certidumbre respecto al monto de contribuciones fiscales que eroga anualmente la paraestatal.

La lógica de esa estrategia es preservar ordenadamente la situación financiera de la paraestatal hacia los próximos años. La reconstitución del patrimonio de Pemex se podría fortalecer gradualmente y propiciar paulatinamente su autosuficiencia financiera y una mayor capacidad para realizar inversiones.

Las contribuciones fiscales de Pemex tenderían a mantener menor presencia en los ingresos totales del gobierno federal, que como contraparte tendría que adaptar su gasto, y en general sus finanzas. Como contraparte, la capacidad financiera de Pemex podría cubrir cualquier contingencia de precios del petróleo hasta niveles por debajo de los 22 dólares por barril a partir del 2007. En particular, se propone reducir el porcentaje del Derecho sobre Hidrocarburos.

3. Capitalización de Pemex de una parte de la deuda de la paraestatal –la cual pasaría a ser deuda pública como sucedió en 1990-, y destinar en la medida de que se dispongan de excedentes del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.³⁰ El canalizar los recursos excedentes del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros permitiría con el tiempo coadyuvar a resarcir el patrimonio de la paraestatal, únicamente en el caso de la existencia de precios elevados.

³⁰ Lo ideal sería que cada año, se destinara la mitad de los fondos acumulados a la capitalización de Pemex. Diario Oficial de la Federación el día 15 de marzo del 2001 y 20 de marzo del 2002.

Cuadro No. 5.12
PRINCIPALES VARIABLES DEL ESCENARIO OPTIMISTA

CONCEPTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
MODULO ENTORNO ECONOMICO												
PIB (MMM\$93)	1,726	1,787	1,876	1,970	2,068	2,172	2,280	2,394	2,514	2,640	2,772	2,910
TASA PIB REAL (%)	4.5%	3.5%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
TIPO DE CAMBIO (FP) pesos x dólar	11.26	11.63	11.97	12.33	12.70	13.08	13.48	13.88	14.30	14.73	15.17	15.62
INFLACION FP (%)	5.2%	3.2%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
ING. NO PETROLEROS (mmlls pesos 2004)	515	527	541	554	568	582	597	612	627	643	659	675
ING. PETROLEROS (mmlls pesos 2004)	473	503	575	610	672	755	847	951	1,082	1,223	1,359	1,525
CETES 28D (%)	7.8%	8.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
MODULO DE PRODUCCION												
PROD. PETROLEO CRUDO (mbd)	3,441	3,544	3,651	3,760	3,873	3,989	4,089	4,191	4,296	4,403	4,513	4,626
Condensado liquidos	442	427	439	453	466	480	495	507	520	533	546	560
PROD. PETROLEO (mbd)	3,883	3,971	4,090	4,213	4,339	4,469	4,583	4,698	4,815	4,936	5,059	5,186
PROD. GAS NATURAL (Mpcd)	4,573	4,700	5,076	5,482	5,921	6,394	6,906	7,458	8,055	8,699	9,395	10,147
PROD. PETROLIFEROS (mbd)	1,608	1,642	1,700	1,724	1,800	1,865	1,878	1,868	1,879	1,871	1,994	2,054
MODULO DE COMERCIO EXTERIOR												
PRECIOS PETROLEO (DB) mezcla	31.0	38.0	36.5	33.0	34.0	35.0	36.1	37.1	38.3	39.4	40.6	41.8
Precio gas natural dólares	6.09	6.00	7.00	7.21	7.43	7.65	7.88	8.11	8.36	8.61	8.87	9.13
Exp. Petroliferos (mbd)	152	145	124	117	93	110	100	92	122	128	134	141
Petroquímicos (Ton)	916	934	953	972	992	1,011	1,032	1,052	1,073	1,095	1,117	1,139
Exportaciones Pemex (Mllsdls)	1,200	1,294	2,907	2,490	2,047	2,477	2,318	2,191	2,999	3,244	3,508	3,794

Fuente: Pemex PEP, Plan de Negocios 2002-2010, Enero 2002, CAPEM y estimaciones propias.

Cuadro No. 5.13
INDICADORES FINANCIEROS EN EL ESCENARIO OPTIMISTA

Precio mezcla del petróleo exp 33.00 dólares por barril												
VAN 126.5 Miles de millones de pesos												
Miles de millones de pesos del 2004												
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Var anual Pasivo documentado	22.1%	14.8%	11.6%	14.7%	16.8%	15.5%	17.5%	17.4%	14.2%	14.8%	15.1%	14.5%
Activo total	1,018.3	1,149.3	1,278.4	1,379.5	1,516.7	1,670.8	1,838.4	2,038.9	2,279.4	2,555.9	2,859.2	3,222.5
Patrimonio	58.1	69.0	70.8	79.9	76.9	88.3	97.3	104.3	117.6	150.5	197.3	251.6
Cobertura de intereses	6.4%	6.4%	8.5%	8.9%	9.4%	9.5%	9.8%	10.2%	10.4%	10.3%	10.5%	10.7%
Apalancamiento	94.3%	94.0%	94.5%	94.2%	94.9%	94.7%	94.7%	94.9%	94.8%	94.1%	93.1%	92.2%
Rotación de ventas	76.3%	69.7%	69.6%	66.4%	64.6%	64.0%	63.3%	62.3%	61.5%	60.2%	58.0%	56.1%
Liquidez	1.87	1.60	1.54	1.43	1.39	1.38	1.36	1.35	1.36	1.35	1.32	1.31
Margen de beneficio bruto	70.9%	72.5%	72.7%	72.9%	71.8%	73.2%	73.0%	72.9%	73.3%	74.3%	75.2%	75.5%
Pasivos laborales	347.2	370.1	395.2	422.1	450.8	481.4	514.1	549.1	586.4	626.2	668.8	714.3
Contribuciones al Gobierno Fed	473	487	541	557	596	650	708	772	853	935	1,009	1,099
Resultado neto	(14.1)	21.2	13.1	11.2	(0.5)	14.0	12.1	10.5	17.4	37.4	52.5	61.5
Utilidad neta sobre capital	n. s.	30.6%	18.5%	14.0%	n. s.	15.9%	12.4%	10.1%	14.8%	24.9%	26.6%	24.5%

n.s. no significativo

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 5.14
ANÁLISIS DEL FLUJO DE EFECTIVO DE PEMEX: ESCENARIO OPTIMISTA
Millones de pesos

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
Recursos generados (utilizados) en:														
Operación:														
Pérdida neta			-14.1	21.8	13.9	12.2	-0.6	16.3	14.5	13.0	22.0	48.9	70.7	85.3
Cargos a resultados que no requirieron la utilización de recursos:														
Depreciación	50.7	60.1	75.8	73.6	86.6	89.3	100.5	107.0	120.7	135.2	148.1	172.0		
Costo de pasivo laboral	52.8	55.6	58.3	61.3	64.3	67.5	70.9	74.5	78.2	82.1	86.2	90.5		
Reserva para créditos diversos y otros	-14.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Subtotal	74.6	137.5	148.0	147.1	150.4	173.1	185.9	194.5	220.9	266.2	304.9	347.9		
Variaciones en:														
Cuentas y documentos por cobrar a clientes y otros	-57.4	28.4	-14.3	-6.8	-12.2	-16.5	-18.1	-20.6	-25.8	-27.8	-26.8	-32.7		
Inventarios	-7.6	-5.4	1.4	3.2	-1.1	-1.1	-1.2	-1.2	-1.8	-1.9	-2.0	-2.1		
Activo intangible derivado de la valuación actuaria de las obligaciones laborales y otros activos														
Proveedores	-4.7	12.5	6.0	2.8	5.1	6.9	7.5	8.6	10.8	11.6	11.2	13.6		
Cuentas y gastos acumulados por pagar	4.3	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2		
Impuestos por pagar	7.0	-6.4	5.4	2.6	4.6	6.2	6.8	7.7	9.7	10.4	10.0	12.3		
Reserva para créditos diversos y otros	4.0	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0		
Reserva para jubilaciones y prima de antigüedad	61.4	-20.8	-20.1	-19.2	-18.1	-16.7	-15.0	-12.9	-10.5	-7.7	-4.3	-0.4		
Gastos de exploración y perforación de pozos cargados a la reserva para exploración y declinación de campos														
Recursos generados en la operación	-12.2	-12.8	-44.5	-42.1	-48.4	-50.2	-51.3	-52.5	-54.7	-55.5	-55.6	-56.9		
Financiamiento:														
Pago de rendimientos al Gobierno Federal	-10.7	-10.2	-10.5											
Otros movimientos de capital	53.0													
Documentos por pagar a contratistas	12.6	3.7	4.1	4.6	5.2	-2.4	-2.2	-1.9	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9		
Incremento en la deuda	55.8	36.1	26.8	21.7	41.3	36.2	46.7	82.4	99.3	116.0	149.2	191.2		
Ingresos por la venta de derechos de cobro futuros	-3.8	-1.2	-1.1	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9	-0.9	-0.8	-0.8		
Recursos generados en actividades de financiamiento	107.0	28.4	19.4	25.3	45.5	32.8	43.6	79.6	96.7	113.8	147.2	189.5		
Inversión:														
Incremento en activos fijos, neto	-74.3	-164.0	-132.7	-129.6	-156.6	-172.7	-196.1	-242.5	-292.6	-354.7	-419.7	-512.1		
Incremento en efectivo y valores de inmediata realización	7.8	10.9	9.8	-0.7	9.2	17.0	17.9	21.0	29.7	30.2	23.2	31.7		
Efectivo y valores de inmediata realización al inicio de ejercicio	77.1	84.9	95.8	105.6	104.9	114.1	131.1	149.0	170.0	199.6	229.8	253.0		
Efectivo y valores de inmediata realización al final del ejercicio	84.9	95.8	105.6	104.9	114.1	131.1	149.0	170.0	199.6	229.8	253.0	284.7		

Fuente: Elaboración propia.

Además, el capitalizar a Pemex mediante la conversión de deuda por capital, amén de también mejorar el patrimonio institucional, permitiría impulsar la inversión. El beneficio para la empresa sería inmediato, así como para el Estado que paga un costo financiero inferior a la paraestatal. Con base en un escenario base, se determinó el monto de recursos de capitalización requerido para que Pemex mantenga en el 2010 su nivel de apalancamiento del 2004 (0.94 veces). No obstante, es evidente que el monto por capitalizar se va reduciendo en la medida en que los precios internacionales del petróleo aumentan.

Cuadro No. 5.15
COMPARATIVO DEL NIVEL DE PRECIOS INTERNACIONALES DE PETRÓLEO Y EL MONTO REQUERIDO DE CAPITALIZACIÓN DE PEMEX EN UN ESCENARIO BASE O TENDENCIAL.

Precios del petróleo <i>Dólares por barril</i>	Nivel requerido de capitalización <i>(Millones de dólares)</i>
20.0	17,154
21.0	15,904
22.0	14,655
23.0	13,405
24.0	12,156
25.0	10,906
26.0	9,657
27.0	8,407
28.0	7,157
29.0	5,908
30.0	4,658
31.0	3,409
32.0	2,159
33.0	910
33.7	0

Nota: Se refiere al precio de largo plazo estimado a partir del 2006 que mantendría un nivel de apalancamiento al menos similar al del año de 2004 en el 2010.

Fuente: Elaboración propia.

4. Modificaciones en el sistema de pensiones - reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones- que implicaría, que en lugar de destinar recursos a la amortización o cubrimiento del pasivo laboral no fondeado, dirigirlos a la amortización de la deuda financiera a largo plazo³¹ con lo cual la empresa podría reducir su pasivo total.

³¹ Se propone la aplicación de un nuevo sistema de transición gradual a la jubilación, mediante el cual se busca reducir el pasivo laboral y estimular la mayor permanencia en empleo. La base de tal sistema considera la creación de dos fondos uno para pagar a los pensionados existentes y otro para cubrir las pensiones a los nuevos jubilados; contempla la capitalización colectiva con base en el SAR 92 para pagar los estímulos económicos y los costos de capacitación; y el último elemento es un programa de capitalización individual. Consúltese, Grupo de Trabajo para la Reforma del Sistema de Pensiones de Pemex, "Propuesta de un nuevo esquema de jubilaciones y pensiones en Pemex", Revista Energía a Debate, Año 2, volumen, No. 8 abril-mayo del 2005.

De manera complementaria sería conveniente para Pemex la obtención del mandato legal que le da autonomía de gestión, lo cual podría inducir un incremento en la eficiencia operativa (traducida menor crecimiento en el gasto de administración y de operación).

Conclusiones

Pemex está sujeta a diversos riesgos derivados del entorno económico nacional e internacional, los cuales se reflejan de distinta manera en sus operaciones. Pero a diferencia de cualquier empresa comercial, e incluso muchas paraestatales, los factores de influencia sobre su desempeño cobran mayor relevancia por su interacción con las finanzas públicas.

En distinta magnitud Pemex, y la industria petrolera nacional, enfrenta varios riesgos, clasificados en general, como de mercado, operativos, tecnológicos, legales y de política. En materia de riesgos de mercado resaltan diversas circunstancias que ocurren en el ámbito petrolero ligadas a la volatilidad en los precios del petróleo y la conducta de los oferentes y demandantes. Los más significativos se relacionan con la baja de los precios en el mercado petrolero internacional, toda vez que pueden significar restricciones de recursos y ajustes en los programas de inversión y operación de la paraestatal.

En el ámbito del mercado interno, los riesgos que afronta Pemex se relacionan con la política de precios y subsidios al público de los productos petrolíferos y petroquímicos vendidos, y con el impacto que tales medidas tienen sobre la demanda interna de esos productos. A su vez, el crecimiento económico en México influye en el nivel de consumo de dichos productos, y por ende, en los ingresos de la petrolera nacional.

Los riesgos tecnológicos inciden sobre los costos de producción y la racional explotación de los hidrocarburos. No obstante, los riesgos legales significan influencia sobre su capacidad de gestión y pueden incidir en diferir sus proyectos de mantenimiento o desarrollo, y entre otros casos, traducirse en problemas en aspectos ambientales.

En materia de riesgos políticos se pueden identificar los internacionales y los internos. En el primer caso, pueden incidir sobre el desempeño de la producción de hidrocarburos, particularmente en momentos de la existencia déficit de producción en el mercado petrolero por las presiones de los principales consumidores mundiales para que la paraestatal incremente su oferta. Sin embargo, un aspecto clave en el desarrollo de la paraestatal está relacionada con la actitud pasiva de los grupos de interés que buscan aprovechar las ventajas que ofrece la paraestatal en sus actividades.

Aún a pesar de enfrentarse a distintos riesgos, Pemex se ha consolidado como una de las diez mayores petroleras en el mundo por su volumen de producción de petróleo, ingresos y reservas, así como por su grado de integración. Ha obtenido

un sinnúmero de logros que se han manifestado en la creación de una infraestructura base de sus operaciones, un abasto adecuado al país de los hidrocarburos y sus derivados, así como la constitución de un cúmulo de habilidades técnicas y de gestión.

La acumulación de una serie de problemas estructurales ha afectado su desempeño en los años anteriores. En particular, uno de esos problemas, es su relación con las finanzas públicas.

La política la prioridad de asignar recursos a actividades no productivas en materia de gasto público, una disminución del nivel de la deuda externa del gobierno federal y las carencia de acuerdos para que los distintos actores políticos pacten una reforma fiscal, han motivado que entre otros factores, se evite la canalización óptima de recursos financieros a Pemex durante prácticamente durante los ochenta y los noventa.

Desde 1997 en operaciones aisladas, y en el 2002 de manera importante, se adoptó el esquema Pidiregas en el cual el gobierno va reconociendo paulatinamente sus compromisos de deuda, pero para Pemex se va incorporando directamente a su balance financiero, lo cual se ha cristalizado fundamentalmente en el deterioro financiero de la paraestatal.

En efecto, del análisis financiero se desprende las siguientes conclusiones generales:

- El reciente comportamiento en los precios internacionales del petróleo ha evitado el deterioro financiero de Pemex, no obstante los recursos presupuestales asignados le hacen continuar enfrentando retos financieros.
- Es imprescindible la posibilidad de que las inversiones en la paraestatal sean efectivas, es decir sean productivas.
- Dados los bajos costos de producción, el margen de utilidad de operación de la compañía estatal se mantiene elevado.
- La compañía registra un elevado nivel de rentabilidad antes de impuestos, sin embargo el esquema fiscal aplicado es de los más confiscatorios en el mercado petrolero internacional y reduce su capacidad de generación de remanentes positivos.
- Su capitalización sólo depende de la generación de remanentes positivos. De no presentarse éstos, el patrimonio se erosiona y con ello tiende a elevarse el nivel de apalancamiento.
- La estrategia de apalancar su crecimiento con deuda –Pidiregas- limita su capacidad financiera en virtud del volumen del endeudamiento y del costo del servicio de dicho pasivo.

- El régimen de pensiones aplicable mantiene una elevada participación sobre los pasivos totales, y es un factor que al continuar aumentando por el sistema de prestaciones otorgadas a su personal, presionará aún más la situación financiera de la compañía.
- La favorable capacidad de pago en virtud de los precios del petróleo ha evitado el deterioro de su calificación como emisor de deuda, pese a ello, se encuentre en una situación financiera endeble, pues registra un apalancamiento elevado -desde un punto de vista histórico como cotejado con el de las grandes empresas multinacionales petroleras-.

Los resultados financieros de la paraestatal registran remanentes negativos de 1998 al 2004, situación que ha mermado su capitalización. Con ello, se ha dejado a la paraestatal a expensas de su capacidad para ser eficiente para recuperarse financieramente o quedar a la voluntad política del gobierno y de algunos grupos de interés que, en el marco del perfil de la política económica neoliberal, buscan que la empresa sea privatizada parcial o totalmente.

Con el objeto de analizar el desempeño de la Paraestatal hacia los próximos diez años, en esta investigación se desarrolló un modelo financiero (MEFPEX) que es una representación simplificada de la realidad de Pemex de tipo simbólica, cuyo objetivo es realizar simulaciones sobre la perspectiva financiera de Pemex. Con base en el MEFPEX se elaboraron una serie de ejercicios para analizar el comportamiento de la paraestatal. En particular, se proponen tres escenarios: Uno tendencial, uno más optimista y otro pesimista.

- Escenario 1 “base o tendencial”. Este escenario contempla que el entorno macroeconómico se mantiene estable de 3.5% por año, los precios internacionales del petróleo se mantienen por arriba de los 30 dólares en términos reales en el largo plazo y las metas de producción de la paraestatal se cumplen parcialmente..
- Escenario 2. “Optimista”. La economía mexicana muestra un crecimiento por arriba del promedio histórico, los precios internacionales del petróleo se mantienen altos como en los meses recientes, las metas de producción de hidrocarburos de la paraestatal cumplen con la planeación y se preservan los niveles de eficiencia
- Escenario 3. “Pesimista”. Las condiciones económicas en México son de bajo crecimiento en la actividad productiva, repunta la inflación y las tasas de interés; los precios internacionales del petróleo se ubica en el largo plazo en 25 dólares por barril; Pemex aumenta marginalmente su producción y se registra una pérdida de eficiencia operativa en la empresa..

La viabilidad de fortalecer la estructura financiera de la empresa no sólo depende del nivel de precios del petróleo, sino del volumen de producción de hidrocarburos, la efectividad de las inversiones realizadas y su capacidad de generación de efectivo, así como de mejorar su eficiencia.

Las alternativas para que Pemex pueda capitalizarse y mejorar su estructura financiera se pueden resumir en lo siguiente, y pueden ser complementarias o independientes en su caso:

- 1. Establecer una contribución fiscal fija de Pemex como proporción de los ingresos totales del sector público, se propone un tasa de 32%.*
- 2. Paulatino ajuste a la baja en las tasas de contribución fiscal de Pemex, es decir al Derecho sobre Hidrocarburos.*
- 3. Capitalización de Pemex de una parte de la deuda de la paraestatal –la cual pasaría a ser deuda pública como sucedió en 1990-, y destinar en la medida de que se dispongan de excedentes del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.*
- 4. Modificaciones en el sistema de pensiones - reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones- que implicaría, que en lugar de destinar recursos a la amortización o cubrimiento del pasivo laboral no fondeado, dirigirlos a la amortización de la deuda financiera a largo plazo con lo cual la empresa podría reducir su pasivo total.*

Para impulsar el desarrollo de Pemex, y mejorar su salud financiera, es condición que los grupos políticos coincidan en apoyar a la paraestatal, dimensionando su papel en la economía y como el principal contribuyente del sector público. Pero ello, en el marco de una política de Estado en materia del desarrollo de la industria de los hidrocarburos, que comprenda el evitar cambios abruptos en los presupuestos y la Ley de ingresos de la Federación, es decir contar con un régimen fiscal similar al que enfrentan las empresas petroleras internacionales en la gran mayoría de países del mundo.

Sin embargo, si sólo se busca preservar la rectoría del Estado en el manejo de los hidrocarburos en el país, es necesario cambiar la inercia operativa, administrativa y fiscal que predomina en Pemex, es decir en la instrumentación de una política de Estado.

CONCLUSIONES GENERALES

Las operaciones de financiamiento son cada día más complejas porque los distintos agentes económicos evalúan el riesgo/rendimiento como base para la toma de decisiones y poseen una mayor gama de alternativas dada la globalización económica. Esas evaluaciones involucran aspectos específicos relativos a un negocio o proyecto, que deben ser justificados en términos de rentabilidad económica o social, según sea el caso.

El trabajo de investigación planteó el objetivo de estudiar alternativas de financiamiento que favorezcan la viabilidad financiera y económica de la empresa petrolera estatal mexicana y que induzcan su desarrollo sustentable, asumiendo que el Estado preserve la propiedad de la empresa, y bajo la premisa de que un apropiado financiamiento de la industria petrolera mexicana es estratégico social, económica y políticamente para el país.

Como marco de referencia, se justifica el por qué canalizar recursos a Pemex, y a la industria petrolera nacional. Se concluye que: Los hidrocarburos son los principales combustibles empleados en la generación de energía primaria en México; posibilitan la autonomía energética del país y la potencialidad de generar recursos para mejorar el perfil de su ahorro interno a través de las exportaciones de los hidrocarburos; tienden a ser intensivas en el uso tecnología y de conocimientos técnicos y es por naturaleza una notable demandante de factores de la producción en la exploración, explotación y refinación, así como en un conjunto de actividades accesorias en materia de almacenamiento, transporte y distribución; tienen un carácter estratégico en virtud de su amplia vinculación hacia atrás y hacia delante con un sinnúmero de actividades económicas. Asimismo, la industria mexicana de los hidrocarburos ha contribuido al crecimiento económico; ha sido una fuente de generación de divisas que permite equilibrar la balanza de pagos; ha sido una base de desarrollo de recursos humanos, técnicos y de investigación, pero sobre todo, se ha constituido en uno de los principales aportes fiscales al gobierno mexicano. Además, es una de las actividades económicas más rentables que posee el Estado, quien en el marco de una política neoliberal ha impulsado la desincorporación de sus empresas.

Para afianzar sus operaciones e incentivar su desarrollo, Pemex –y la industria petrolera nacional- tendrá que enfrentarse a crecientes conflictos en todas las etapas de su cadena valor, entre las que destacan las dificultades para restituir sus reservas de hidrocarburos, explotarlos en condiciones accesibles, mantener e incrementar su nivel de producción, tratar el crudo pesado y desarrollar combustibles limpios, entre otros retos.

Desde el punto de vista del gobierno, las estimaciones recursos financieros necesarios para apuntalar el crecimiento de la industria de los hidrocarburos en México superan los diez mil millones de dólares por año, dado el rezago en el nivel de inversiones registrado en años anteriores.

Por los retos que enfrenta hoy y en el futuro para propiciar el abasto adecuado de petróleo, gas natural y derivados al mercado, la industria petrolera mexicana –y Pemex de manera especial- debe contar con una base operativa sólida, eficiente, competitiva y en crecimiento, que disponga de la infraestructura, tecnología y recursos humanos, así como de los marcos legales y fiscales adecuados. Pero de manera particular, debe poseer una plataforma óptima de aprovisionamiento de los recursos financieros.

Las principales conclusiones obtenidas en el desarrollo de la comprobación de la hipótesis que “se han instrumentado innovadores esquemas de financiamiento en la industria petrolera mundial de aplicación a Pemex” son las siguientes:

La agudización del proceso de globalización en el mundo y la sofisticación en la evaluación de los riesgos de inversión, conllevan la problemática de encontrar alternativas para financiar las actividades en la industria petrolera de las naciones con déficit de ahorro, como es el caso de México.

Las alternativas y esquemas de financiamiento empleados en el mundo dependen del perfil económico financiero de las empresas, así como del esquema legal y fiscal aplicable. Es notable la importancia de las habilidades de las empresas petroleras para aprovechar los espacios que les generen ventajas financieras en el marco de tales esquemas legales y fiscales.

Las empresas petroleras independientes privadas, dependiendo del estado de desarrollo del negocio y del riesgo afrontado, pueden recurrir a distintos esquemas, que van desde los más primitivos como la aportación de recursos de los socios fundadores, hasta colocaciones de deuda y capital en los mercados financieros y de valores para el caso de las empresas de mayor tamaño. No obstante, también emplean esquemas de contratación de deuda “fuera de balance”, demandan recursos de los fondos de inversión creados ex profeso, o son apoyados con esquemas de fomento gubernamental como las excepciones fiscales, subsidios y el diferir de impuestos para fondar sus operaciones.

Un caso especial es el de las empresas petroleras transnacionales (*oil majors*) que emplean como base de financiamiento sus flujos de efectivo, aprovechan las ventajas de los esquemas fiscales para diferir el pago de sus impuestos y complementan el aprovisionamiento de recursos con emisión y contratación de deuda. Su crecimiento a través de las fusiones y adquisiciones las ha llevado a adoptar estrategias financieras basadas fundamentalmente en el endeudamiento y en el intercambio accionario.

Para el caso de los países productores de hidrocarburos, se han empleado también distintas alternativas, bien para allegarse de recursos a sus empresas estatales o bien para obtenerlos para explotar sus reservas de hidrocarburos con la participación de la iniciativa privada nacional e internacional a través de concesiones, contratos de servicios, de producción compartida o de alianzas

estratégicas. En este caso, los mecanismos de financiamiento de recursos se asocian con la aportación de capital de los involucrados -como el aprovisionamiento de fondos por las empresas de servicio- y la contratación de deuda primordialmente en los mercados financieros internacionales, así como con la aportación de recursos de los contratistas. Sin embargo, la base del financiamiento se ha centrado en el endeudamiento de sus empresas petroleras estatales, y más recientemente, en la aportación de capital de empresarios privados, que en distinto porcentaje están participando en el patrimonio de esas compañías.

En otras naciones petroleras más pobres, las instituciones financieras internacionales les proveen de los fondos para apoyar las actividades en su industria petrolera, como sucedió en el caso del Banco Mundial con países como Kazajstán, Chad y Sudán, entre otros.

Después de analizar los mecanismos y alternativas de financiamiento empleados en el mundo, se puede concluir que en México se están usando los más comunes para el caso de una empresa Estatal, como lo es Pemex, quizás a excepción de los que algunas compañías de países en desarrollo emplean de los organismos de fomento internacionales.

Para probar que el modelo de financiamiento utilizado por Pemex se ha agotado, entendido este como el conjunto de estrategias empleadas para proveerle de fondos a sus operaciones y sus inversiones, se realizaron un conjunto de análisis económico-financieros en los que se encontraron o ratificaron algunos hallazgos.

En general en México la disponibilidad de recursos para la inversión en la industria petrolera ha vivido distintos momentos, pues ha estado asociada a diferentes condiciones económicas y políticas nacionales, y en algunos casos internacionales. En particular, el financiamiento de Pemex ha conllevado un sinnúmero de problemas estructurales que han limitado su crecimiento, pese a ser una de las primeras diez petroleras en el mundo y que opera, en general, de manera satisfactoria en los mercados atendidos. Son algunos de estos problemas estructurales, conjugados con los existentes en la economía y particularmente los del gobierno mexicano, los que han originado el agotamiento del modelo de financiamiento usado para el desarrollo de la petrolera estatal mexicana. En términos generales, a continuación se señalan los principales problemas estructurales identificados en el trabajo de investigación:

- ◆ La Paraestatal enfrenta un régimen fiscal oneroso, que limita su capacidad de capitalización.
- ◆ En los últimos veinte años, la situación financiera de Pemex ha estado ampliamente ligada al desempeño de las finanzas públicas y a las políticas gubernamentales de corto plazo, las cuales, entre otras medidas, se han enfocado a desincorporar las empresas estatales.

- ◆ El gobierno le asigna recursos presupuestales para su inversión sin una política de largo plazo bien definida. En época de precios altos de los hidrocarburos, destina escasos recursos adicionales a la inversión, pero con precios bajos puede llevar a cabo ajustes en los montos de inversión canalizados a la paraestatal. Ello ha conllevado a la agudización de algunos problemas estructurales en la Paraestatal, principalmente en materia de mantenimiento y creación de nueva infraestructura.
- ◆ Las necesidades financieras del gobierno, que se basan en gran medida en las contribuciones fiscales de Pemex, limitan el potencial para que la paraestatal pueda hacer un uso más eficiente del efectivo disponible. Incluso, a diferencia de las empresas petroleras multinacionales, no puede diferir el pago de impuestos.
- ◆ Sus bajos costos de producción por barril de petróleo le posibilitan elevados niveles de utilidad operativa en comparación con los estándares internacionales, un adecuado nivel de cobertura de intereses y una elevada rotación de activos.
- ◆ La empresa ha tenido que adoptar un esquema alternativo de financiamiento, desde 1997 y con más intensidad en el 2002, consistente en la contratación acelerada de deuda bajo el denominado esquema Pidiregas, como respuesta a la insuficiencia de recursos financieros asignada por el gobierno.
- ◆ Los pasivos laborales de Pemex son una elevada carga financiera que se agudiza con el tiempo y que representan dos quintas partes del pasivo total.
- ◆ La empresa adolece de una capacidad de autogestión apropiada y es influenciada por la acción política de los grupos en el poder, situación que limita su eficiencia.
- ◆ En general, el esquema legal aplicable genera vicios administrativos que obstaculizan la toma de decisiones y la eficiencia de la compañía.

En suma, la acumulación de los problemas estructurales, su marco legal aplicado y su esquema fiscal, ha llevado a Pemex a mostrar una situación financiera endeble caracterizada por un elevado nivel de apalancamiento, constante erosión en su patrimonio y un creciente gasto en el servicio de deuda, así como a depender exclusivamente del endeudamiento para ampliar y mantener su capacidad productiva.

Para comprobar la hipótesis de que “existen alternativas de financiamiento que apoyan la viabilidad económica y financiera de Pemex, asumiendo que el Estado preserve la propiedad de la empresa en el contexto del marco legal existente”, se encontraron los siguientes argumentos:

El elevado nivel de flujo de efectivo con el que cuenta, a expensas de los altos precios internacionales del petróleo de los años recientes, el nivel de reservas probadas que reporta, el respaldo que mantiene como propiedad del Estado Mexicano, y la evolución de la economía nacional, han evitado que la calificación asignada a las emisiones de deuda de Pemex haya disminuido aún, no obstante que ya ha sido sujeta a la posibilidad de baja en octubre del 2003, básicamente debido a su elevado nivel de apalancamiento.

Pemex continúa colocando deuda en los mercados financieros nacional e internacional, incluso con demandas de papel por arriba de los montos ofertados. Aún así, los factores de incertidumbre ligados a la volatilidad en los precios internacionales del petróleo y la posibilidad de incurrir en riesgos derivados de la operación o del esquema legal aplicado, implican cierto grado de vulnerabilidad financiera. Ello se traduciría en un mayor costo financiero de las nuevas colocaciones de deuda y de los créditos por contratar, lo cual, ante la necesidad de continuar dependiendo de dicho endeudamiento, agudizará su problemática financiera sucesivamente.

Ante los problemas financieros identificados en Pemex, y las posibles complicaciones derivadas de ello, se construyó un modelo financiero (MEFPEX) que es una representación simplificada de la realidad de la empresa de tipo simbólica. Mediante el modelo se definieron tres escenarios para evaluar el comportamiento de la paraestatal hacia el 2015. Su estructura contempla información financiera de Pemex y del desempeño del sector nacional de los hidrocarburos, así como de las finanzas públicas y de algunas variables económicas.

La aplicación del MEFPEX se llevó a cabo a través de la simulación de tres escenarios, en los cuales se mantiene el régimen fiscal y legal a la paraestatal y se mantiene como base de financiamiento su endeudamiento.

Para el caso de que Pemex se mantenga como una empresa estatal, se proponen un conjunto de alternativas. Estas pueden ser o no complementarias, e incluso excluyentes, y representarían la adopción de medidas viables que no implican transformaciones profundas en materia fiscal e inducen a adoptar acciones de mayor eficiencia operativa y administrativa en la Paraestatal, y son las siguientes:

- 1. Establecer una contribución fiscal fija de Pemex como proporción de los ingresos totales del sector público, se propone un tasa de 32%.*
- 2. Paulatino ajuste a la baja en las tasas de contribución fiscal de Pemex, es decir al Derecho sobre Hidrocarburos.*
- 3. Capitalización de Pemex de una parte de la deuda de la paraestatal –la cual pasaría a ser deuda pública como sucedió en 1990-, y destinar en la medida de que se dispongan de excedentes del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros.*
- 4. Modificaciones en el sistema de pensiones - reserva para pagos por retiro, pensiones e indemnizaciones- que implicaría, que en lugar de destinar recursos a la amortización o cubrimiento del pasivo laboral no fondeado, dirigirlos a la amortización de la deuda financiera a largo plazo con lo cual la empresa podría reducir su pasivo total.*

De mantenerse la inercia operativa, administrativa y fiscal que predomina, la Paraestatal podría cargar con costos cada vez más mayores, los cuales podrían agudizarse ante la vulnerabilidad característica del mercado petrolero internacional. Esos costos en los que tendría que incurrir Pemex, y el Estado, podrían contemplar desde incrementar sus egresos financieros ante la baja en la calificación de riesgo de emisión; hasta la necesidad de que la compañía tenga que ser capitalizada por el Estado Mexicano como aconteció en 1990; o no tener otra alternativa que abrir la participación a la iniciativa privada bien como accionistas de la Paraestatal o en la explotación de la industria nacional de los hidrocarburos, todo ello en condiciones no tan favorables para el país.

Es claro que los elementos estructurales que ha acumulado la industria petrolera mexicana en el tiempo tales como el esquema legal aplicado, su interacción con las finanzas públicas, el rezago en las inversiones, la elevada dependencia técnica y tecnológica enfrentada, así como los vicios acumulados en su gestión, se están conjugando con la competencia de grupos e interés políticos, nacionales e internacionales, que buscan que el Estado permita la participación de la iniciativa privada en las actividades de upstream y downstream, cediendo a los particulares una mayor gama de oportunidades de inversión y hasta la posibilidad de participar en el capital de la Paraestatal. Es por ello que se requiere de la voluntad de los grupos políticos fuera y dentro de la compañía para llevar a cabo las acciones para que el Estado pueda conservar la propiedad de Pemex. Operar en otro sentido, implicará la justificación de que los particulares provean de los recursos financieros para participar en la explotación de los hidrocarburos en el país, tal como ya lo hacen en algunas actividades de la cadena de valor del gas LP, y la distribución de derivados del petróleo y gas natural, en donde, por cierto, se han registrado algunos fracasos -por ejemplo Mexlub Lubricantes- y conflicto de intereses entre los consumidores, el Estado y las empresas particulares.

Este trabajo deja una serie de temas de investigación que sería conveniente estudiar para contribuir a la discusión sobre el financiamiento de la industria petrolera, entre los que se pueden destacar los siguientes:

Sería propicio realizar estudios sobre los resultados e impactos obtenidos en los países que han dejado que los capitales privados participen en sus industrias petroleras. En particular, sería conveniente evaluar el impacto sobre las finanzas públicas, específicamente en el caso de que las empresas estatales hayan sido importantes contribuyentes al erario.

Resultaría interesante desarrollar estudios que sienten las bases legales para disminuir el pasivo relativo al sistema de pensiones de Pemex.

Otros trabajos con potencialidad se refieren a estudios del papel de los privados en el sector hidrocarburos nacional, en el que se incluya una evaluación integral de la operatividad del marco regulador, los beneficios e impactos de su actuar en la economía. En particular, resultaría relevante determinar la forma en que su presencia en el país ha contribuido a fortalecer el ahorro nacional.

Asimismo, queda pendiente un estudio integral que evalúe los resultados de los proyectos Pidiregas. De manera particular, sería atractivo analizar los proyectos en forma individual, desde su planteamiento hasta los resultados obtenidos.

Anexo A

CONSIDERACIONES ORGANIZACIONALES DE PEMEX

El marco jurídico de la industria de los hidrocarburos en México se fundamenta en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En general, las actividades de Pemex están reglamentadas por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, pues ahí se define que “corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los 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 acompañan o se derivan de él”.¹ Por su parte, el artículo 25 se refiere a la rectoría del Estado en la economía y en el desarrollo nacional y el 28 reglamenta los monopolios y excluye las actividades en las que el propio Estado puede actuar en ese sentido.

En esta ley se confiere a Petróleos Mexicanos (Corporativo), que opera como controladora, la conducción central y la dirección estratégica de todos los Organismos Subsidiarios que a continuación se detallan, que se explica en el Reglamento Orgánico de la paraestatal.

- Pemex Exploración y Producción (PEP), es la subsidiaria que mantiene el monopolio en el país de las actividades de exploración y explotación del petróleo y el gas natural. También realiza el transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de los hidrocarburos obtenidos.
- Pemex Refinación (PR) es la empresa enfocada a los procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados. Su actividad es también de carácter monopólico en el procesamiento del crudo. La distribución de productos al público la realiza a través de franquicias que otorga en toda la república.
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPQ) es la compañía subsidiaria de procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas. Para fines operativos cuenta con el monopolio de la producción de 8 productos denominados básicos.
- Pemex Petroquímica (PP) es la firma subsidiaria que se encarga de los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización. Manufactura 39 diferentes productos petroquímicos entre los que se incluye el metano, etano, propileno, oxígeno y nitrógeno y los derivados de

¹ Véase artículo 1 de la esta Ley reglamentaria, la cual está vigente a partir del 30 de noviembre de 1958 y modificada el 12 de mayo de 1995 y el 14 de noviembre de 1996 y por la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios vigente a partir del 17 de julio de 1992 y modificada el 1° de enero de 1994.

estos. Pemex Petroquímica guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, etc.

Las actividades estratégicas confiadas por la Ley Orgánica a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, a excepción de Pemex Petroquímica, pueden ser realizadas únicamente por Pemex y no pueden ser delegadas ni subcontratadas - lo cual resulta en una contradicción con los denominados Contratos de Servicios Múltiples instrumentados durante el 2003-.² En general, el conjunto de actividades que Pemex puede realizar de manera exclusiva son la exploración y extracción de petróleo crudo y gas natural; el transporte, almacenamiento y distribución de petróleo; la refinación de productos petrolíferos y la producción de petroquímicos básicos (etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, materia prima para el negro de humo, naftas y metano).

La estructura organizacional actual de la Paraestatal se derivó de su reestructuración en 1992, misma que se realizó en el sentido de muchas empresas privadas internacionales. La justificación de tal determinación fue hacer eficiente la operación de cada una de las subsidiarias, así como “ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarcan la industria petrolera estatal”.³ Sin embargo, tal reorganización se realizó en un contexto en el que preservaba la intención del gobierno de privatización de la empresa, pues fue en esos años cuando estaba en proceso de la venta de las Paraestatales de elevada importancia como los bancos, la telefónica nacional, entre otras. El problema que se derivó de tal reestructuración fue la creación de un número adicional de plazas de administración y el inicio de procesos de gestión, en muchos casos independientes, así como el empalme de funciones que con el tiempo se han superado.

Es evidente que dicha reorganización ha buscado hacer de cada subsidiaria un centro de ganancia y de costos, para lo cual interactúan con las otras empresas del grupo mediante un sistema de precios de transferencia de productos e insumos tomando como referencia niveles de precios internacionales. Sin embargo, este sistema impide el óptimo aprovechamiento de las habilidades de Pemex a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, pues existen insumos que se negocian entre las subsidiarias de la empresa a precios que limitan su potencial para continuar operando, y han propiciado el cierre o paro de plantas, situación que sin duda ha agudizado la debacle de la petroquímica nacional.

Para complementar las actividades en México y en el extranjero, PEMEX ha creado empresas subsidiarias y filiales que permiten fortalecer su integración

² Una discusión amplia sobre el tema se puede ubicar en la página www.energia.org.mx.

³ Véase artículo 2 de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y de Organismos Subsidiarios que entró en vigor el 17 de julio del 1992.

vertical.⁴ Entre las más importantes, se ubica a P.M.I. Comercio Internacional que se dedicada al intercambio de hidrocarburos con el exterior, tiene capital independiente y opera por cuenta propia, tanto productos físicos como instrumentos financieros, servicios de seguros y fletes de embarcaciones. Al estar en contacto diario con el mercado mundial de petróleo, tiene la capacidad de proporcionar información actualizada sobre los precios de los hidrocarburos y las tendencias en la demanda de los petrolíferos. Además, es el conducto a través del cual PEMEX optimiza el valor de la capacidad total de refinación para satisfacer la demanda interna de productos refinados. Como parte de sus operaciones internacionales, PMI Norteamérica, S. A. de C. V. tiene una coinversión al 50% con Shell Oil Company para la operación de una refinería ubicada en Deer Park, Texas que sirve para maquilar una parte de la producción mexicana de petróleo.

Otras de las empresas del Grupo, algunas de las cuales se constituyeron para captar recursos financieros y desarrollar operaciones en el exterior son: PMI Trading Ltd.; PMI Holdings North America Inc.; PMI Holdings, N.V.; PMI Holdings, B.V.; PMI Norteamérica, S.A. de C.V.; Kot Insurance Co. Ltd.; Integrated Trade System Inc.; PMI Marine Limited, PMI Services, B. V.; Pemex Internacional España, S.A.; Pemex Services Europe Ltd.; PMI Services North America, Inc. y Mex Gas Internacional, Ltd. Además, Pemex también tiene en propiedad el 100% de Mexicana de Lubricantes, S.A. de C. V. (Mexlub), que adquirió en marzo del 2003 después de haber sido mal administrada por un grupo empresarial privado.⁵

En particular, resulta notable señalar la constitución de filiales de Pemex orientadas a realizar operaciones financieras. La primera es Pemex Capital, Inc. constituida en 1992 en Delaware con el propósito específico de emitir papel comercial en los Estados Unidos de América. También se creó Pemex Project Funding Master Trust en 1998, también en Delaware, Estados Unidos cuyo objetivo es captar recursos para financiar proyectos PIDIREGAS (Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Gasto). También en 1998 se constituyó Pemex Finance Ltd. como una sociedad de responsabilidad limitada creada con base en las leyes de las Islas Caimán. Utiliza los recursos de los bonos que emite para comprar cuentas por cobrar generadas por la venta de petróleo a clientes designados de P. M. I. Comercio Internacional, S.A. de C. V.. Asimismo que el 17 de octubre del 2003, Pemex constituyó el fideicomiso No. F/136 con el objetivo de emitir Certificados de Bursátiles en el mercado de valores mexicano.⁶

⁴ La principal distinción entre Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias es que los primeros son organismos públicos descentralizados, mientras que las segundas son empresas creadas de acuerdo con la ley general de sociedades de cada una de las jurisdicciones en donde operan.

⁵ Pemex, "Pemex adquiere el total de las acciones de Mexlub", Boletín de Prensa, 16 de mayo del 2003.

⁶ El fideicomiso F/136 tiene como fideicomitentes a las casas de bolsa ING y BBVA Bancomer y como fiduciario a Bank Boston. Los fideicomisarios son los tenedores de los Certificados Bursátiles y Pemex. Pemex, Programa de Certificados Bursátiles, México, Octubre del 2003.

Anexo B

EL MARCO LEGAL APLICABLE A PEMEX

Las actividades desarrolladas por Pemex se circunscriben en la regulación federal aplicada al sector energético. Para fines de congruencia con el sistema nacional de planeación y con los lineamientos generales en materia de gasto, financiamiento, control y evaluación gubernamental, la relación entre el Ejecutivo Federal y Pemex se lleva por conducto de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Energía y de la Secretaría de la Función Pública (antes Contraloría General de la Federación).⁷ A su vez el Ejecutivo debe establecer una vinculación con el Poder Legislativo quien aprueba anualmente el presupuesto de ingresos y egresos para todo el sector público, y por supuesto para Pemex.

Como cualquier empresa estatal, Pemex está sujeta a una serie de lineamientos planteados por el Estado que definen los ámbitos de su atribución, decisión y seguimiento. El marco jurídico al que está sujeto la Paraestatal es simple, pero complejo en cuanto a la gama de los procesos que involucra. Resalta el carácter monopólico que mantiene la empresa, el cual representa una de sus grandes ventajas. No obstante por su vinculación con el Estado, también está sujeta a un sinnúmero de leyes y reglamentos, entre los que se destacan la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, el Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y el reglamento de Trabajos Petroleros, el de Gas Natural y el de Gas Licuado de Petróleo (Cuadro No. B.1).

Además del marco jurídico aplicable, el Estado ha creado un conjunto de leyes y disposiciones a las que debe sujetarse Pemex en sus actividades gerenciales y operativas.

Así, Pemex debe apegarse a los lineamientos que la SHCP establece en materia de financiamiento global del sector público, de las normas de recaudación e ingresos y de la política de precios y tarifas de los bienes y servicios ofrecidos por el estado. Asimismo, la empresa petrolera paraestatal debe cumplir con los criterios que la SHCP dicta en materia de planeación, presupuesto, contabilidad y evaluación, así como de los relativos a los temas de administración, normas y lineamientos de personal, de información estadística y geografía, adquisiciones, almacenes e inventarios, entre otros. Todo ello requiere de inversión de tiempo y recursos para realizarse año con año,⁸ pero sobre todo implica la carencia de adecuados recursos presupuestales para realizar las inversiones durante varios meses. La situación es más complicada cuando los ajustes instrumentados por la SHCP implican modificaciones a la baja en la política de gasto público, y por ende

⁷ Véase Artículo 50 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

⁸ La etapa de programación del presupuesto del Sector Público comprende de marzo a septiembre de cada año y su periodo de negociación cubre los meses de agosto, septiembre, octubre, y a veces algunos días de noviembre, a excepción de cuando inicia el periodo presidencial (cuando se puede remitir hasta el 15 de diciembre).

al presupuesto de Pemex, en la mayoría de los casos sin evaluar el impacto en la estructura financiera y operativa de la empresa.

El proceso de vinculación de Pemex con la SHCP para formalizar el presupuesto involucra a la cabeza del sector energía en México, es decir a la Secretaría de Energía, así como a una grupo denominado intersecretarial –integrado por personal de distintas dependencias del gobierno federal-, quien participan para dar mayor congruencia al gasto en el Sector Público.

Pemex debe apegarse también a los lineamientos establecidos que enmarcan la operación de la Secretaría de Energía y buscan: asegurar la coherencia de la política energética nacional; planificar de manera metódica el desarrollo del sector; optimizar el uso de las reservas energéticas de la nación a largo plazo y aplicar un marco regulatorio transparente y predecible que impulse la actividades de la Paraestatal.

Por su parte, Pemex debe sujetarse a los lineamientos definidos en las actividades de la Secretaría de la Función Pública, mismos que se refieren a las normas que regulan el funcionamiento de los instrumentos y procedimientos de control y a las auditorías. Esta Secretaría también vigila el cumplimiento de tales normas y comprueba que se apliquen en Pemex las obligaciones derivadas de las disposiciones en materia de planeación, presupuesto, ingresos, financiamiento, inversión, deuda, patrimonio, entre muchos más. Además, la Secretaría de la Función Pública vigila muchas de las actividades de operación de la empresa, particularmente las relativas al cumplimiento de las adquisiciones de materiales y equipos, así como de la construcción de la infraestructura.

Una limitante notable que se le impone a la administración pública, y a Pemex por supuesto, es lo contenido en el artículo 126 de la Constitución, que establece que no podrá hacerse pago alguno que no esté comprendido en el presupuesto o determinado por la ley posterior, lo cual tiene como objetivo evitar la imprevisión en el presupuesto. Esto significa propiciar ineficiencias en la Paraestatal en materia de contratación de servicios, en particular de los programas o proyectos multianuales de inversión, así como su planeación de mediano y largo plazo.

El control del gasto de Pemex es realizado por la SHCP y la Secretaría de la Función Pública. Finalmente se realiza la evaluación de su gasto en el informe de la Cuenta Pública cada año.

Las regulaciones ambientales requieren que Petróleos Mexicanos obtenga autorizaciones de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales antes de realizar cualquier actividad que pueda tener un efecto adverso en el medio ambiente. PEMEX está sujeto a la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y a la regulación derivada de ésta, así como a varias normas técnicas de medio ambiente emitidas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. Las Secretarías de Salud, Comunicaciones y

Transportes, Marina y de Energía asisten a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales en sus funciones.

Cuadro No. B.1 PRINCIPALES LEYES O REGLAMENTOS APLICABLES A PEMEX

FACULTADES GENERICAS

- Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos
- Reglamento de Trabajos Petroleros
- Reglamento de Gas Natural
- Reglamento de Gas Licuado de Petróleo
- Ley de Equilibrio Ecológico y la Protección al Medio Ambiente
- Disposiciones Generales Aplicables en las Leyes del Sector Energía (CRE, Conae,...)
- Directivas, Normas Oficiales Mexicanas

FACULTADES ORGÁNICAS

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- Decreto que crea la Institución Petróleos Mexicanos
- Exposición de Motivos (Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios)
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
- Ley de Comercio Exterior
- Ley de Concursos Mercantiles
- Ley de Expropiación
- Ley de Fiscalización Superior de la Federación
- Ley de Impuesto al Valor Agregado
- Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2005
- Ley de Inversión Extranjera
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
- Ley de Planeación
- Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal
- Ley del Servicio de Tesorería de la Federación
- Ley del Servicio Profesional de Carrera en la Administración Pública
- Ley Federal de Planeación.
- Ley Federal de Procedimiento Administrativo
- Ley Federal de Responsabilidad Patrimonial del Estado
- Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos
- Ley Federal de Responsabilidades de los Servidores Públicos
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- Ley General de Bienes Nacionales
- Ley General de Sociedades Mercantiles
- Ley Federal de Procedimiento Administrativo
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios
- Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2005
- Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas.
- Reglamento de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización
- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía
- Ley de Aguas Nacionales
- Ley de Energía para el Campo
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley Federal de Competencia Económica
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales

Fuente: Elaboración propia.

A partir de 1995, el Estado redujo las atribuciones de Pemex en el mercado de gas natural, pues se permitió la participación de los privados en las actividades de

transporte, distribución y almacenamiento de gas natural.⁹ Esta medida dio origen a la creación de un nuevo orden legal, así como a la creación de la Comisión Reguladora de Energía.

Petróleos Mexicanos también está sujeto a la legislación y regulaciones ambientales emitidas por los gobiernos de los Estados donde tiene instalaciones.

Finalmente, Pemex cuenta con un esquema legal establecido en la Ley Orgánica al que debe sujetarse como cualquier empresa privada, misma que es constituida por su Consejo de Administración, directivos y área de contraloría y legal. En particular, el Consejo de Administración está integrado por representantes del sindicato, la empresa, la SHCP, Secretaría de Energía y por la Secretaría de la Función Pública, quien define al Comisario Público. A su vez al Consejo de Administración le corresponde dictar la política de la empresa. Debe señalarse, que en el año 2001, el gobierno del presidente Fox trató de incluir a empresarios mexicanos, pero su propuesta fue desechada por el Congreso por apartarse de los lineamientos legales.¹⁰ Paradójicamente con la Ley Sarbanes-Oxley,¹¹ que entrará en vigor en el mercado de valores estadounidense a partir del 2005, y que entre otros requisitos, pide a las empresas públicas que coticen en bolsa, el contar con mayoría de consejeros independientes. Pemex deberá modificar su composición de miembros del Consejo de Administración y adoptar tales medidas. De otra manera, tendrá dificultades para continuar emitiendo sus valores en ese país.

Como se ha explicado, Pemex debe cumplir con un basto conjunto de lineamientos legales que implican, entre otros factores; el retraso en la toma de decisiones; la necesidad de contar con una mayor personal administrativo para cumplir con el régimen legal aplicable, con el consecuente gasto que ello implica;¹² interrupción en la continuidad de algunos proyectos de inversión;¹³ limitaciones en la medición y evaluación de los riesgos financieros, de mercados y operativos a los que se enfrenta la empresa y el acatamiento de los compromisos nacionales e internacionales que asume la empresa.

⁹ Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de mayo de 1995.

¹⁰ Se trató de incluir a empresarios nacionales de importancia en el país, tales como a: Carlos Slim Helú uno de los principales accionistas de Telmex, Gcarso, Grupo Samborn's, entre otras empresas; a Lorenzo Zambrano de Cemex; a Alfonso Romo del Grupo Savia y Rodolfo Rebolledo.

¹¹ La Ley Sarbanes-Oxley, emitida por el gobierno estadounidense el 30 de julio de 2002, fue preparada a raíz de escándalos como los de Enron Corp., WorldCom, Inc., Vivendi y establece una serie de nuevos requisitos tanto para las empresas estadounidenses como para las extranjeras, tenedoras y subsidiarias, que cotizan en la bolsa de valores estadounidense (New York Stock Exchange, NYSE), con la idea de regular el gobierno corporativo. Esta Ley fue emitida, el pasado 30 de julio del 2002. Entre los nuevos requisitos se establecen los siguientes: Establecer un nuevo consejo de vigilancia, supervisado por la SEC; definir nuevas funciones y responsabilidades para el comité de auditoría, que debe tener miembros independientes a la administración; nuevas reglas para la conformación de los Consejos de Administración, para que incluyan personas ajenas al grupo de control de la empresa; que los directivos acompañen los reportes con una certificación personal, y en general se incrementan las responsabilidades de los directores generales y de los directores de finanzas. Véase KPMG, Estrategia Septiembre 2002, Año 1, No. 5. y http://franciscocalleja.com/la_ley_sarbanes.htm

¹² Ejemplo de e es la aplicación poco óptima de la Leyes de Adquisición y Obra Pública, pues se presentan varios problemas en las licitaciones de los proyectos petroleros, debido a que están enfocadas a obras civiles, véase Foro Organizado por la SENER en el 2000.

¹³ Baste decir que para decidir una reparación mayor o un cambio en la programación de una obra por factores no previsto, la toma de decisión se lleva un tiempo que muchas veces es crucial para la óptima operación de un activo o pozo.

El régimen legal influye directamente sobre la dirección de negocios de la empresa, pues tiene implicaciones sobre su desempeño en el corto, mediano y largo plazo. Algunos especialistas, incluida la administración actual de la empresa,¹⁴ consideran que el marco legal que aplica a Pemex es uno de los principales factores que han limitado el desarrollo de la compañía, por las restricciones para la toma óptima de las decisiones operativas y estratégicas. A lo anterior, se le adicionan un conjunto de vicios, mismos que se han constituido a lo largo de la historia de la empresa, tales como la corrupción; el poder que ha tenido el sindicato petrolero y su influencia en los negocios de la firma; la lucha interna por el control de la administración de la empresa por parte de los grupos de petroleros o los desvíos de recursos al apoyo de las campañas políticas del Partido Revolucionario Institucional, que han implicado generar una sensación de desconfianza sobre el manejo que se pueda dar a la empresa, lo cual, se constituye en una barrera que impide la autogestión de la empresa. De aquí, que sea necesario alcanzar una administración eficiente, basada en un óptimo sistema de autorregulación y seguimiento, que permita la transparencia en sus operaciones.

Pero quizás uno de los elementos más significativos que limita la libertad de gestión de Pemex consiste en que no puede realizar de manera eficiente la adquisición de bienes y servicios, ni la adopción de una política de desarrollo tecnológico integral. Esta situación es particularmente delicada, toda vez que los retos enfrentados por la paraestatal cada vez son más complejos y es necesario contar con tecnología adecuada y la mayor eficiencia posible. En particular, la tecnología disponible en muchas ocasiones debe ser desarrollada para las condiciones concretas de la problemática donde se ubican los hidrocarburos –yacimientos naturalmente fracturados, areno-arcillosos, por ejemplo-. En otras ocasiones podría ser conveniente realizar asociaciones estratégicas con empresas que poseen una parte del conocimiento tecnológico para afrontar la problemática en cuestión o simplemente llevar a cabo medidas que permitan asimilar la tecnología, adquirirla y difundirla hacia toda la organización.¹⁵

Debe anotarse que el esquema de regulación al que está sujeto Pemex se ha justificado, además del proceso de evolución del Estado y los intereses de grupo, por la desconfianza que la sociedad tiene sobre el manejo de los recursos de la empresa.

La complejidad y diversidad del esquema legal aplicado, si bien no es un factor clave en el desarrollo de Pemex, si es un elemento que limita su eficiencia y sus capacidades. Su autonomía de gestión resultaría en una posibilidad de mejorar la operación de la compañía, siempre y cuando se enmarque en un programa

¹⁴ En la conferencia dictada en el Cambridge Research Associates, el director de Pemex dijo que “El control externo, (que) limita la gestión independiente de la empresa...” véase Nota de prensa de Pemex publicada el 16 de enero del 2002

¹⁵ En los foros realizados por la Secretaría de Energía en el año 2000, se concluyó que los principales problemas que impiden un adecuado desarrollo tecnológico de Pemex son: Escasez de recursos financieros y lentitud de trámites para la adquisición de tecnología; desvinculación de las necesidades de la industria petrolera con los centros de investigación; no existe una valoración adecuada del personal profesional técnico sobresaliente y la carencia de programas para mejorar el conocimiento tecnológico en áreas críticas.

integral de crecimiento en materia de hidrocarburos que represente beneficios al país y de transparencia de las operaciones. Además, podría ser útil la formación de grupos civiles no lucrativos y lucrativos que puedan vigilar el desempeño financiero, gerencial y operativo de la compañía.¹⁶

¹⁶ Se ha avanzado en parte con la instrumentación de los Testigos Sociales, quienes se integran por personas que vigilan algunas licitaciones que realiza Pemex.

Anexo C

EL RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX.

Pemex, como cualquier empresa que opera en México, está obligada al pago de impuestos al gobierno federal. La Paraestatal y sus organismos subsidiarios no están sujetos a la Ley de Impuestos Sobre la Renta ni a la Ley del Impuesto al Activo que se usa en las empresas privadas nacionales, lo que representa limitaciones para la compañía para registrar montos importantes de impuestos diferidos.

Antes de 1994, el régimen fiscal de Pemex consistía básicamente de un derecho sobre extracción de hidrocarburos que gravaba los ingresos brutos de la empresa en un porcentaje fijo. Esta tasa se determinaba cada año con base al presupuesto asignado por el Congreso e incluía el pago de derechos sobre la extracción de petróleo, el impuesto sobre el rendimiento generado por la empresa y el pago de dividendos al gobierno federal. Con la modificación de la estructura organizativa de la compañía en subsidiarias, se cambió el régimen fiscal aplicado en donde se buscaba “ofrecer a Pemex y sus organismos una mayor autonomía de gestión, dando fin a los ajustes anuales de la carga fiscal que reflejaban variaciones previstas en los requerimientos presupuestales de corto plazo del gobierno federal y los flujos de venta de Petróleos Mexicanos...”¹⁷

El régimen fiscal aplicado a la empresa, denominado red fiscal, presentó su más reciente modificación estructural en 1994 durante el sexenio de Carlos Salinas cuando se derogó el contenido del capítulo XII de la Ley Federal de Derechos, mismo que se aprobó como un régimen de “transición” y que no se ha modificado en estructura hasta finales del 2004.

El citado régimen fiscal de Pemex se encuentra contenido en el artículo 7 de la Ley de Ingresos de la Federación y comprende un conjunto de derechos e impuestos. Cada año, el Congreso define las particularidades específicas con relación a los montos y fechas en que la empresa debe cumplir con sus compromisos.

I. Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP). Se obtiene de aplicar la tasa del 52.3% al resultado que de restar al total de los ingresos de Pemex-Exploración y Producción por cada región, el total de los costos y gastos efectuados en bienes o servicios con motivo de la exploración y explotación de dicha región (considerando dentro de estos últimos las inversiones en bienes de activo fijo y los gastos y cargos diferidos efectuados con motivo de la exploración y explotación).

Pemex Exploración y Producción entera diariamente, incluyendo los días inhábiles, anticipos a cuenta de este derecho como mínimo. Además, Pemex-

¹⁷ Pemex, Memoria de Labores 1994, México marzo de 1995, página 61-62.

Exploración y Producción enterará el primer día hábil de cada semana un anticipo (cuadro No. C.1).

Cuadro No. C.1
ADELANTOS OBLIGATORIOS DE PEMEX AL FISCO

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Derecho de extracción						
Valor mínimo anual	30,660	40,880	40,880	40,515	54,203	70,628
Semanal anualizado	30,732	40,456	41,080	41,028	54,340	70,616
Derecho extraordinario						
Valor mínimo anual	17,885	25,915	17,520	18,250	33,215	35,122
Semanal anualizado	18,148	25,948	17,628	18,200	33,280	35,100

Fuente: Ley del Presupuesto de Ingresos de la Federación, varios años.

II. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP). Se obtiene de aplicar una tasa del 25.5% sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo. Petróleos Mexicanos entera diariamente incluyendo los días inhábiles, anticipos como mínimo. Además, Pemex-Exploración y Producción entera el primer día hábil de cada semana un anticipo).

III. Derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP). Se determina aplicando la tasa del 1.1% sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo.

IV. Impuesto a los rendimientos petroleros (ISRP). Se determina aplicando a cada organismo la tasa del 35% al rendimiento neto del ejercicio; efectuarán dos anticipos a cuenta del impuesto del ejercicio a más tardar el último día hábil de los meses de agosto y noviembre (de cada año).

Asimismo, Petróleos Mexicanos entera diariamente el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios por la enajenación de gasolinas y diesel, mismo que se acredita contra el pago provisional que establece la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. Las tasas aplicables dependen, entre otros factores, del producto comercializado, el precio al productor, los fletes y comisiones y la región en que se vende el citado producto. Cuando los precios internacionales del petróleo disminuyen, los precios al mayoreo determinados por Pemex se reducen y, como resultado, se elevará el IEPS por recaudar y transferir de los consumidores al gobierno federal.

El Impuesto Especial de Producción y Servicios (IEPS) es un impuesto indirecto aplicable a la enajenación de gasolinas, diesel y gas natural. Las subsidiarias de Pemex Refinación y PGPB retienen el impuesto de los consumidores y lo entregan a la SHCP. La tasa del IEPS es variable dependiendo del producto y de la agencia de venta, se revisa mensualmente. Su base de cálculo son los precios spot de los citados derivados en Houston, California o la costa del golfo de Estados Unidos.

Pemex paga el **derecho sobre hidrocarburos (DSH)** aplicando la tasa del 60.8% al total de los ingresos por las ventas de hidrocarburos y petroquímicos a terceros. Los ingresos antes citados se determinarán incluyendo el impuesto especial sobre producción y servicios por enajenaciones y autoconsumo de Pemex-Refinación sin tomar en consideración el impuesto al valor agregado.

Cabe destacar que en la Ley de Ingresos de la Federación para el 2004, se decretó que Pemex podrá disponer del 39.2% de los excedentes petroleros restantes derivados de un precio internacional de petróleo superior a la meta de precios planeada por el gobierno en dicha ley.¹⁸ En este caso, la Paraestatal debe pagar el AOI (Aprovechamiento para Obras de Infraestructura de PEMEX) -antes ARE o Aprovechamiento sobre rendimientos extraordinarios-. La diferencia entre el AOI y el ARE consistió en que en el primero fue reembolsado a Pemex para destinarlo a obras de infraestructura.

También, Pemex debe pagar impuestos relativos al Impuesto al Valor Agregado; Contribuciones causadas por la importación de mercancías; impuestos a la exportación; por derechos definidos en los términos de la Ley Federal de Derechos; aprovechamiento sobre rendimientos excedentes; así también otras obligaciones como son el derecho sobre trámite aduanero; impuestos sobre nóminas locales; impuestos prediales; derechos de consumo sobre aguas nacionales y derechos sobre descarga de aguas residuales. Otras contribuciones fiscales aplicables son el pago de aprovechamiento de gas natural, gas licuado y diáfano y los impuestos sobre productos del trabajo.

En suma, el esquema fiscal implica que la Paraestatal llegue a pagar una tasa que puede llegar a representar un 100%. Por lo anterior, el 28 de octubre del 2004, la Cámara de Diputados aprobó cambiar el régimen fiscal, no obstante quedó pendiente su ratificación por la Cámara de Senadores.¹⁹

En general, el esquema fiscal que enfrenta Pemex limita sus capacidades de planeación e inversión en el mediano y largo plazo, pues en algunas ocasiones no se tiene la certidumbre de la adecuada disponibilidad de recursos para realizar los proyectos que demanda su crecimiento. Primero porque al enfrentar una elevada carga impositiva, el efectivo generado en las operaciones se emplea a pagar impuestos. Segundo, porque el dinero que le regresa el Estado en forma del presupuesto asignado es generalmente insuficiente y sujeto a cambios imprevistos, lo cual limita la toma de decisiones, misma que puede depender del desempeño operativo (plataforma y valor de la exportación de crudo, por ejemplo).

¹⁸ En el 2005, Pemex pagará el ARE de 39.2% entre el diferencial del precio internacional de la mezcla de exportación y 23 dólares por barril multiplicado por el volumen exportado de crudo. El ARE a partir de los 27 dólares por barril se destinará: 50% a gasto de inversión de Pemex y 50% a entidades federativas. Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2005, artículo 7 fracción XI.

¹⁹ Salazar Diez Francisco, "En defensa del nuevo régimen fiscal de Pemex, Revista Energía a Debate, Año 2, Volumen II, NO. 7, febrero – marzo del 2005, página 18, a 23.

Cuadro No. C.2
RESUMEN DE LA RED FISCAL DE PEMEX HASTA EL 2005

Contribución	Base	Tasa (%)	Quien Paga	Funcionamiento de la Red Fiscal
DEP	Ingresos menos egresos incluyendo inversiones	52.3	PEP	Acreditable al DSH
DEEP	DEP	25.5	PEP	Acreditable al DSH
DAEP	DEP	1.1	PEP	Acreditable al DSH
ISRP	Ingresos totales del ejercicio menos deducciones autorizadas	34.0	Pemex y organismos	Acreditable al DSH
DSH	Ingresos por venta a terceros más IEPS sin IVA	60.8	Pemex y organismos	Red Fiscal
ARE	Exportaciones de crudo al precio de referencia	39.2	PEP	Adicional al DSH
IEPS	Valor residual entre el precio al público menos comisiones, IVA y precios al productor	Variable por producto y agencia	Consumidores nacionales de petrolíferos retenido por PREF y PGPB	Acreditable al DSH
IVA	Valor de bienes y servicios enajenados	15.0 10.0 en la frontera	Pemex y organismos	Adicional al DSH

Fuente: Venegas Martínez Francisco, "Política fiscal y renta petrolera", Revista Latinoamericana de Economía, Vol. 32, Número 124, página 68, México 2001.

CONSIDERACIONES SOBRE EL REGIMEN FISCAL APLICABLE A PEMEX A PARTIR DEL 2006.

El pasado 8 de noviembre del 2005, el Congreso aprobó el Decreto que reforma diversas disposiciones del Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos. Mediante ello, se disminuye la carga de contribución fiscal a Pemex.

En esencia el decreto establece que PEMEX Exploración y Producción estará obligado al pago anual del derecho ordinario sobre hidrocarburos, aplicando la tasa de 79% a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año y una serie de deducciones, que a continuación se detallan:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable
- El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural

- El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento
- Los costos de explotación de petróleo crudo o gas natural determinados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, sin considerar los conceptos de los tres apartados anteriores.
- El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo efectivamente pagado y la diferencia que efectivamente se pague por concepto del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.
- El derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica.
- El derecho para la fiscalización petrolera.
- Un monto adicional de 0.50 dólares de los Estados Unidos de América por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción que se registre para 2006.

Los derechos para el fondo de investigación científica y tecnológica se determinan aplicando la tasa de 0.05 por ciento al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año. El derecho para la fiscalización petrolera se determina aplicando la tasa de 0.003 por ciento al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en el año.

El pago anual del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización, aplicará cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de 22.00 dólares, con base en la tabla C.3:

Tabla C. 3
RANGOS DE PRECIO DE PETROLEO Y TASAS DE DETERMINACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN

Rango de precio promedio anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado. (dólares por barril)	Por ciento a aplicar sobre el valor anual del total de las extracciones de petróleo crudo en el año
22.01-23.00	1%
23.01-24.00	2%
24.01-25.00	3%
25.01-26.00	4%
26.01-27.00	5%
27.01-28.00	6%
28.01-29.00	7%
29.01-30.00	8%
30.01-31.00	9%
Cuando exceda 31.00	10%

El pago anual del derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo consiste en aplicar la tasa de 13.1 % sobre el valor que resulte de multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio considerado en la estimación de la Ley de

Ingresos de la Federación, por el volumen total de exportación acumulado de petróleo crudo mexicano en el mismo ejercicio

Los derechos aprobados a partir del 2006 son totalmente diferentes a los anteriores, pues se aplican sobre distintas bases y con tasas disímiles. Estos cambios consisten en eliminar los derechos existentes en Ley de Ingresos. Los nuevos derechos estarían contemplados en la Ley Federal de Derechos.

Tabla C. 4
RESUMEN DE LA RED FISCAL DE PEMEX A PARTIR DEL 2006

Contribución	Base	Tasa (%)	Quien Paga
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	Ingresos menos egresos excluyendo una serie de deducciones autorizadas ^{1/}	79.0	PEP
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	Variable desde un precio de 22 dólares por barril de petróleo crudo de exportación.	Variable	PEP
Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo	Diferencia entre el precio de exportación de petróleo y el estimado en la Ley de Ingresos.	13.0	PEP
Fondo de investigación científica y tecnológica	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año	0.05	PEP
Derecho para la fiscalización petrolera	Valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año	0.003	PEP
IEPS	Valor residual entre el precio al público menos comisiones, IVA y precios al productor	Variable por producto y agencia	Consumidores nacionales de petrolíferos retenido por PREF y PGPB
ISRP	Ingresos totales del ejercicio menos deducciones autorizadas	34.0	Pemex y organismos
DSH	Ingresos por venta a terceros más IEPS sin IVA	60.8	Pemex y organismos
ARE	Exportaciones de crudo al precio de referencia	39.2	PEP
IVA	Valor de bienes y servicios enajenados	15.0 10.0 en la frontera	Pemex y organismos

Nota: 1/ Las deducciones autorizadas son:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable
- El 16.7% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo crudo o gas natural
- El 5% del monto original de las inversiones realizadas en oleoductos, gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento
- Los costos de explotación de petróleo crudo o gas natural determinados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, sin considerar los conceptos de los tres apartados anteriores.
- El derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo efectivamente pagado y la diferencia que efectivamente se pague por concepto del derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización.
- El derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica.
- El derecho para la fiscalización petrolera.
- Un monto adicional de 0.50 dólares de los Estados Unidos de América por cada millar de pie cúbico de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen de extracción que se registre para 2006.

Fuente: Cámara de Diputados, Gaceta Parlamentaria, 8/nov/2005.

Anexo D
FINANCIAMIENTOS OBTENIDOS POR PEMEX

AÑO	LINEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
1973	Crédito Interno	Nacional Financiera S.A.	Pesos	n. d.	24.4
	Crédito Externo	Eximbank	Pesos	n. d.	7.1
	Crédito Externo	Manufacturers Hanover Trust Co.	Pesos	n. d.	7.1
	Crédito Externo	Eximbank	Pesos	n. d.	1.6
	Crédito Externo	First City Nat. Bank of Houston	Pesos	n. d.	1.6
	Crédito Externo	Bank of America N.T. And S.A.	Pesos	n. d.	100.0
	Crédito Externo	The Prudential Insurance Co. Of America	Pesos	n. d.	10.0
	Proveedores y Contratistas	Stichting Neederlandsche S.E.C.	Pesos	n. d.	6.9
1974		Van Der Giessen de Noord N.V.	Pesos	n. d.	5.5
	Créditos Revolventes	Crédit Lyonnais	Pesos	n. d.	25.0
	Créditos Revolventes	Republic National Bank of N.Y.	Pesos	n. d.	6.0
	Créditos Revolventes	French American Banking Corp.	Pesos	n. d.	36.5
	Créditos Revolventes	Mellon Bank, N.A.	Pesos	n. d.	5.0
	Créditos Revolventes	Irving Trust Co.	Pesos	n. d.	17.0
	Créditos Revolventes	Bank of America N.T. And S.A.	Pesos	n. d.	35.0
	Créditos Revolventes	Bankers Trust	Pesos	n. d.	5.0
	Créditos Revolventes	Crocker National Bank	Pesos	n. d.	10.0
	Créditos Revolventes	Société Générale	Pesos	n. d.	20.0
	Aceptación Sindicada	Chase Manhattan Bank, Citibank, Westdeutsche Landesbank			28.0
	Emisión de Eurodólares	Swiss Bank	n.d.	n. d.	6.0
1975	Emisión de Eurodólares	Chase Manhattan Bank	Dólares	n. d.	300
		Kuhn Loeb Co. y First Boston Ltd.			
		Singer and Friendlander Ltd.			
		Bayerische Landsbank			
		The Prudential Insurance Co. of America.			
		Citicorp International Bank			
	Créditos Externos	Comerzbank, A.G.	Dólares	n. d.	39.7
	Créditos Externos	Export-Import Bank of the United States	Dólares	n. d.	20

AÑO	LINEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
1976	Proveedores	Interssents Kapet Vilcen	Dólares	n. d.	16
		Eksport- Finans	Dólares	n. d.	155
	Créditos Revolventes	Halcantieri S.P.A.	Dólares	n. d.	18.6
	Créditos Revolventes	Chemical Bank	Dólares	n. d.	100
	Créditos Revolventes	French American Banking Corp.	Dólares	n. d.	75
	Créditos Revolventes	Manufacturers Hanover Trust Co.	Dólares	n. d.	100
	Aceptación Sindicada	Chase Manhattan Bank, Citibank, Westdeutsche Landesbank	Dólares	n. d.	350
	Emisión de Eurodólares	Swiss Bank	Dólares	n. d.	75
	Colocación privada	Compañías de Seguro Norteamericanas/Merrill Lynch	Dólares	15 años	90
	Créditos de Cartera	Diversos Bancos	Dólares	n. d.	230
1977	Emisión de Bonos	Mercado Suizo	Franco		n.d.
	Emisión Pública	Mercado Alemán	Marcos		n.d.
	Emisión	Medio Oriente	Dólares	10 años	63
	Proveedores y Créditos a Exportación	Marubeni Panama International, Hilsider, Siderexport	Dólares	n. d.	58
	Créditos Revolventes		Dólares	n. d.	87
	Créditos Internos	Nacional Financiera S.A.	Pesos	n. d.	73
	Créditos Internos	Soc. Mex. De Crédito Industrial, S.A.	Pesos	n. d.	53
	Créditos Internos	Banco Internacional, S.A.	Pesos	n. d.	127
	Créditos Internos	Multibanco Comermex, S.A.	Pesos	n. d.	25
	Créditos Internos	Banco de Comercio, S.A.	Pesos	n. d.	72
	Créditos Internos	Banco de México, S.A.	Pesos	n. d.	7
	Créditos Externos	Société Générale	Pesos	n. d.	25
	Créditos Externos	The Bank of Tokio, Ltd.	Pesos	7 años	156
	Créditos Externos	Manufacturers Hanover Trust Co.	Pesos	n. d.	1,058
	Créditos Externos	The Toronto Dominion Bank	Pesos	n. d.	50
	Créditos Externos	The Chase Manhattan Bank	Pesos	n. d.	50
	Créditos Externos	Swiss Bank	Pesos	n. d.	50

AÑO	LÍNEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
1978	Créditos Externos	Barckay's Bank Int. Ltd	Pesos	n. d.	25
	Créditos Externos	Canadian Imperial Bank of Commerce	Pesos	n. d.	25
	Créditos Externos	The Bank of Tokio, Ltd.(an.y. Agency)	Pesos	8 años	45
	Créditos Externos	International Westminster Bank, Ltd.	Pesos	n. d.	50
	Créditos Externos	The Bank of Nova Scotia	Pesos	n. d.	50
	Créditos Externos	Commerzbank Int. S.A. Luxemburgo	Pesos	n. d.	50
	Operaciones de Mercado	Merril Lynch & Co. Y Compañías de Seguro E.U.A	Pesos	n. d.	50
	Créditos Compradores	Baring Brothers Ltd.	Pesos	n. d.	19
	Créditos Compradores	Eximbank	Pesos	n. d.	13
	Créditos Compradores	Banque Francaise du Commerce Extérieur	Pesos	n. d.	18
	Créditos Compradores	The Bank of Tokio, Ltd.	Pesos	n. d.	51
	Créditos Compradores	Instituto Mobiliare Italiano	Pesos	n. d.	69
	Créditos Compradores	Société Générale de Banque, Bruxelles	Pesos	n. d.	5
	Créditos Compradores	Bank of Montreal	Pesos	n. d.	11
	Proveedores	M.W. Kellohh. Co.	Pesos	n. d.	1
	Ahorros de la Banca Nacional	Banco Nacional de México	Pesos	n. d.	88
	Ahorros de la Banca Nacional	Banca Nacional de Obras y Servicios Públicos	Pesos	n. d.	66
	Ahorros de la Banca Nacional	Nacional Financiera	Pesos	n. d.	66
	Ahorros de la Banca Nacional	Financiera Nacional Azucarera	Pesos	n. d.	50
	Créditos Directos	Bank Leumi Le Israel, B.M.	Pesos	n. d.	32
1979	Créditos Directos	Deutsche Bank Compagnie Financier Luxemburgo	Pesos	n. d.	107
	Créditos Directos	Barcklays Bank International	Pesos	n. d.	100
	Aceptaciones Bancarias	Bank of America	Dólares	n. d.	300
	Créditos Directos	Banco Nacional de México	Pesos	n. d.	180
	Créditos Directos	The Sumimoto Bank y Bank of Tokio	Pesos	n. d.	251
	Emisiones Públicas	Credit Comerciales the France y Manufacturers Hanover Trust.	Pesos	5 años	100
	Emisión Privada	The Mitsui Bnak Ltd.	Pesos	9 años	20
	Proveedores		Pesos	n. d.	199
	Créditos Externos Directos	Bank of America	Pesos	n. d.	1,605

AÑO	LÍNEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
	Créditos Externos Directos	Industrial Bank of Japan	Pesos	n. d.	502
	Créditos Externos Directos	Morgan Guaranty Trust	Pesos	n. d.	251
	Créditos Externos Directos	Swiss Bank	Pesos	n. d.	125
1980	Créditos Externos Directos	Bank Leumi	Pesos	n. d.	80
	Créditos Nacionales	Banco de México, S.A.	Pesos	n. d.	823
	Créditos Nacionales	Banco Nacional de México S.A.	Pesos	n. d.	291
	Créditos Nacionales	Banco Internacional S.A.	Pesos	n. d.	90
	Crédito de los Compradores	Exim Bank de EUA y Protocolo Franco Mexicano.	Pesos	n. d.	151
	Créditos Externos Directos	Morgan Guaranty Trust	Pesos	n. d.	219
	Créditos Externos Directos	Wood Gundy	Pesos	n. d.	83
	Créditos Externos Directos	Lloyds Bank International	Pesos	n. d.	98
	Créditos Externos Directos	Credit Commercial de France	Pesos	n. d.	114
	Créditos Externos Directos	Swiss Bank Corporation	Pesos	n. d.	69
	Créditos Externos Directos	Yamaichi Securities	Pesos	n. d.	95
	Créditos Externos Directos	Swiss Bank	Pesos	n. d.	72
	Aceptaciones Bancarias	Bank of America	Pesos	n. d.	2,163
	Aceptaciones Bancarias	Baring Brothers Co. Ltd.	Pesos	n. d.	637
1981	Créditos Nacionales	Banco de México, S.A.	Pesos	n. d.	1,999
	Créditos Nacionales	Banco Nac. De Obras y Servicios Públicos	Pesos	n. d.	496
	Créditos Nacionales	Nacional Financiera	Pesos	n. d.	280
	Créditos Nacionales	Bancomer S.A.	Pesos	n. d.	130
	Créditos Nacionales	Multibanco Comermex S.A.	Pesos	n. d.	72
	Créditos Nacionales	Banamex/Bancomer	Pesos	n. d.	435
	Crédito de los Compradores	Protocolo Franco Mexicano, París,			n.d.
		Baring Brothers Co. Ltd., Eximbank Japan	Pesos	n. d.	318
	Créditos Puente	n.d.	Pesos	n. d.	389
	Proveedores	Socitic	Pesos	n. d.	261
	Crédito Sindicado	Citibank, N.A.	Dólares	largo plazo	2000
	Sindicación Cerrada	Banque de la Société Financiere	Dólares	largo plazo	60

AÑO	LÍNEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
	Aceptaciones Bancarias	Bank of America	Dólares	largo plazo	100
	Emisiones Privadas	Swiss Bank	Pesos	largo plazo	11
	Emisiones Privadas	Banque de Paris et des Pays Bas	Dólares	largo plazo	600
	Emisiones Privadas	Credit Suisse	Pesos	largo plazo	12
	Emisiones Privadas	Daiwa Securities	Pesos	largo plazo	8
1982	3 Emisiones Públicas	Commerzbank, A.G.	Pesos	largo plazo	25
		Swiss Bank Corp.,	Pesos	largo plazo	25
		Citibank, N.A.	Dólares	largo plazo	150
	Créditos Externos		Pesos	corto plazo	2,334
	7 Créditos Puente		Pesos	n. d.	707
	Créditos Compradores	Protocolo Franco Mexicano, Eximbank Japan	Pesos	n. d.	55
	Créditos Nacionales	Banco de México, S.A.	Pesos	n. d.	412
	Créditos Nacionales	Nacional Financiera	Dólares	n. d.	250
	Créditos Nacionales	Bancomer S.A.	Dólares	n. d.	170
	Créditos Nacionales	Banamex	Dólares	n. d.	250
	Renovación Aceptaciones Bancarias	Mercado Norteamericano	Dólares	n. d.	4,000
1983	Renegociación de adeudos	Mercado de Gran Bretaña	libras esterlinas	n. d.	365
	Renegociación de adeudos		Dólares	8 años c/4 de gracia	6,200
	Renegociación de adeudos		Dólares	n. d.	1,500
1984	Créditos al Exterior		Dólares	n. d.	100
	Reestructuración de deuda		Dólares	n. d.	10,138
1985	Emisión de Bonos	Mercado de Tokio	Dólares	n. d.	45
1986	Renegociación de deuda.			n. d.	
1987	Renegociación de deuda.			n. d.	
	Líneas de Crédito		Dólares	n. d.	353
1988	Arrendamiento Financiero		Dólares	n. d.	22
	Créditos Directos		Dólares	n. d.	546
	Líneas de Crédito			n. d.	500

ÑO	LÍNEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
1989	Líneas de Crédito Comprador			n. d.	430
	Créditos de la Banca Comercial		Pesos	n. d.	270
	Papel Comercial		Pesos	n. d.	549
	Pagaré Pemex	Mercado Nacional de Valores	Pesos	varios	n. d.
	Papel Comercial		Pesos	varios	n. d.
	Emisiones de Bonos	Mercado Alemán	Marcos Alemanes	5 años	n. d.
1990	Emisiones de Bonos	Mercado Austriaco	Chelines Austriacos	6 años	
	Emisiones de Bonos	Mercado Inglés	Dólares		150
	Emisiones de Bonos	Mercado E.U.	Dólares	5 años	100
	Aceptaciones Bancarias	Línea Americana	Dólares	n. d.	2,500
		Línea Inglesa	Libras Esterlinas		
	Crédito Comprador	Línea Canadiense	Dólares	n. d.	500
1991	Créditos de la Banca Comercial	Diversos Países	Dólares	n. d.	414
	Emisiones de Bonos	Diversos Mercados	Dólares	7 años	125
	Emisiones de Bonos	Diversos Mercados	Dólares	7 años	150
		Mercado Europeo	ECUS	3 años	
		Mercado Austriaco	Chelines Austriacos	10 años	
	Papel Comercial	Mercado E.U.	Dólares	n. d.	275
	Líneas de Crédito Directas	Bancos Comerciales	Dólares	corto	420
			Dólares	corto	30
1992	Emisión de Eurobonos	Mercado de Eurodólares	Dólares	5 años	150
		Mercado de Eurodólares	Francoes Franceses	2 años	
	Crédito Sundicado	Bank of Tokio	Dólares	n. d.	800
	Creditos Directos	n.d.	Dólares	Varios hasta 2006	501
	Lineas de Aceptación	n.d.	Dólares	Varios hasta 2006	1,256
	Crédito al Comercio Exterior	n.d.	Dólares	2 años	1,131

AÑO	LINEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
1993	Créditos Compradores	n.d.	Dólares	Varios hasta 2023	1,933
	Créditos Compradores	n. d.	Dólares	Varios hasta 2002	489
	Arrendamiento Financiero	n. d.	Dólares	Varios hasta 2002	216
	Papel Comercial	n. d.	Dólares	De 7 a 180 días	323
	Emisiones de Bonos	Mercado de Luxemburgo	Dólares	10 AÑOS	465
		Mercado de Austria	Dólares	10 AÑOS	95
		Mercado Francés	Dólares	10 AÑOS	133
		Mercado Suizo	Dólares	10 AÑOS	97
		Mercado de EU	Dólares	10 AÑOS	500
	Papel Comercial	Bank of America / Credit Suisse	Dólares	n. d.	300
	Aceptación Bancaria	JP Morgan/ Banco Norteamericano	Dólares	n. d.	700
	Aceptación Sindicada	Industrial Bank of Japan	Dólares	n. d.	427
1994	Aceptación Bancaria	JP Morgan/ Banco Europeo	Dólares	n. d.	300
	Aceptación Bancaria		Dólares		700
	Emisiones de Bonos	n.d.	Dólares	n. d.	150
	Emisiones de Bonos	n.d.	Dólares	n. d.	204
	Créditos Revolventes		Dólares	n. d.	880
	Crédito al Comercio Exterior	Fuji Bank	Dólares	n. d.	20
	Líena Sindicada	Chase Manhattan Bank	Dólares	n. d.	70
	Crédito a la Exportación	BLANDEX	Dólares	n. d.	25
		Diversos Acreedores	Dólares	n. d.	535
	Créditos Comprador	Deutsche Bank	Dólares	n. d.	117
1995	Créditos Directos	Banque Europeenn pour L'Amérique Latine	Dólares	n. d.	41
	Créditos Directos	Societe Generale	Dólares	n. d.	33
	Créditos Directos	Kreditanstalt Fur Wiederaufb	Dólares	n. d.	16
	Créditos Directos	Westbl.	Dólares	n. d.	19
	Créditos Directos	Export Development Corp.	Dólares	n. d.	3

AÑO	LINEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
	Créditos Directos	Societe Generale	Dólares	n. d.	30
		PMI Norteamérica S.A. DE C.V.	Dólares	n. d.	329
	Papel Comercial	Credit Suisse	Dólares	n. d.	65
	Emisión de Bonos	Mercado Suizo	Dólares	n. d.	133
	Emisión de Eurobonos (3)		Dólares	2 años	800
			Dólares	3 años	
	Aceptaciones Bancarias	n.d.	Dólares	n. d.	800
1996	Aceptaciones Bancarias	n.d.	Dólares	n. d.	460
	Papel Comercial		Dólares	n. d.	500
	Papel Comercial		Dólares	n. d.	175
	Líneas Comercio Exterior	n.d.	Dólares	n. d.	1,500
	Emisión de Bonos	Mercado Americano	Dólares	n. d.	2,182
	Mercado de aerolíneas	Mercado Americano	Dólares	7 años	209
1997	Mercado de eurodólares		Dólares	10 años	423
	Mercado de eurodólares		Dólares	n. d.	1,000
	Mercado de eurodólares		Dólares	10 años	600
	Mercado de eurodólares		Dólares	30 años	400
1998	Líneas al Comercio Exterior		Dólares	n. d.	4,814
	Créditos Bancarios Directos			n. d.	227
	Líneas al Comercio Exterior		Dólares	n. d.	1,226
	Aceptación Bancaria		Dólares	n. d.	930
1999	Papel Comercial		Dólares	n. d.	718
	Emisión de Bonos		Dólares	n. d.	676
	Créditos Directos		Dólares	n. d.	465
	Líneas al Comercio Exterior	Diversos bancos	Dólares	Varios hasta 2002	465
	Créditos Comprador	Diversos bancos	Dólares	Varios hasta 2011	107
	Créditos Directos	Banco Santander	Dólares	Varios hasta 2006	650

AÑO	LINEAS DE CRÉDITO	INSTITUCIONES OTORGANTES	MONEDA	PLAZO	MONTO (Millones de dólares)
		Nacional Financiera	Dólares	Varios hasta 2006	
	Papel Comercial	Pemex Capital Inc.	Dólares	de 60 a 150 días	173
	Aceptación Bancaria	JP Morgan	Dólares	2 años	691
		Bank of Japan	Dólares	n. d.	
	Crédito a la Exportación	ABN AMRO Bank	Dólares	n. d.	1,099
2000	Créditos Directos	Barclays Bank	Dólares		n.d.
		JBIC	Dólares		
		HSBC	Dólares		
		Export Development Corporation	Dólares		
	Emisión de Bonos		Euros	7 años	963
	Emisión de Bonos		Dólares	10 años	
	Prestamos bancarios	Bancomext	Dólares	n. d.	400
	Prestamos bancarios	Royal Bank of Canada	Dólares	n. d.	
	Financiamiento Gobierno	Gobierno Mexicano	Dólares	n. d.	698
	Lineas de crédito a tasas de interes variable	n.d.	Dólares	Varios hasta 2011	4,600
	Lineas de crédito a corto plazo	Banca Internacional	Dólares	n. d.	3,100
	Créditos directos	n.d.	Dólares	n. d.	1,803
	Aceptaciones Bancarias		Dólares	n. d.	1,294
	Emisiones de Bonos		Dólares	n. d.	693
2001	Papel Comercial		Dólares	n. d.	509
	Comprador y Proyectos	n. d.	Dólares	n. d.	925
	Creditos Bancarios	n. d.		n. d.	350
	Créditos Garantizados	Agencias de Crédito a		n. d.	n.d.
		la Exportación (Eximbank)		n. d.	n.d.
	Créditos directos	n. d.	Dólares	n. d.	653
	Aceptaciones Bancarias	n. d.	Dólares	n. d.	798
	Créditos al Comercio Exterior	n. d.	Dólares	n. d.	218
2002	Papel Comercial		Dólares	n. d.	605
	Comprador y Proyectos	n. d.	Dólares	n. d.	145
	Créditos directos y bonos	n. d.	Dólares	n. d.	9,503
2003	Créditos al Comercio Exterior		Dólares	n. d.	2,096

n. d. No disponible

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

Anexo E

Principales Indicadores Financieros de Empresas Petroleras

Cuadro E.1. Razón de circulante

<i>Razón de circulante</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	77.8%	103.9%	114.2%	106.4%	109.6%	124.9%	186.5%	117.6%
<i>Oil majors</i>	88.9%	95.1%	109.9%	103.4%	100.0%	108.4%	119.5%	103.6%
BP	89%	101%	104%	96%	97%	94%	79%	94.3%
CHEVRON	94%	96%	108%	89%	89%	121%	152%	106.9%
ROYAL	73%	91%	108%	91%	74%	80%	102%	88.2%
EXXON	85%	80%	106%	118%	115%	120%	140%	109.3%
TOTAL ELF	105%	107%	125%	123%	124%	127%	124%	119.2%
Statoil	92%	100%	99%	84%	98%	103%	106%	97.4%
PETRO-CANADA	136%	121%	144%	144%	97%	127%	69%	119.6%
Petrobras	72%	82%	121%	155%	132%	141%	151%	121.8%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.2. Deuda a Activos Totales

<i>Deuda a Activos Totales</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	59.0%	65.6%	73.3%	77.9%	86.3%	94.6%	94.3%	78.7%
<i>Oil majors</i>	58.1%	57.7%	54.8%	53.0%	57.5%	55.3%	51.5%	55.4%
BP	56.8%	58.6%	54.7%	54.1%	56.4%	55.2%	57.0%	56.1%
Chevron	58.8%	60.5%	57.0%	56.2%	59.1%	55.4%	51.5%	56.9%
ROYAL	47.6%	48.2%	51.0%	46.5%	58.3%	55.3%	45.7%	50.4%
Exxon	55.4%	56.1%	52.5%	48.9%	51.1%	48.4%	47.9%	51.5%
TOTAL ELF	71.7%	65.1%	58.8%	59.3%	62.3%	62.0%	55.4%	62.1%
Statoil	68.5%	71.8%	67.1%	73.3%	71.5%	67.7%	65.1%	69.3%
PETRO-CANADA	54.1%	53.5%	55.4%	49.4%	57.0%	47.1%	51.7%	52.6%
Petrobras	45.7%	69.0%	62.8%	61.5%	64.7%	63.8%	57.6%	60.7%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.3. Efectivo a activos totales

<i>Efectivo a activos totales</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	3.5%	5.0%	4.9%	2.6%	5.9%	8.7%	9.3%	5.7%
<i>Oil majors</i>	2.0%	2.8%	4.6%	3.6%	3.3%	4.0%	5.4%	3.7%
BP	0.5%	1.5%	0.8%	1.0%	1.0%	1.2%	0.6%	0.9%
CHEVRON	1.4%	2.6%	3.0%	2.7%	3.8%	5.2%	10.0%	4.1%
ROYAL	2.5%	3.6%	9.3%	6.0%	1.0%	1.2%	1.0%	3.5%
EXXON	1.7%	1.2%	4.8%	4.6%	4.7%	6.1%	9.5%	4.6%
TOTAL ELF	3.8%	5.0%	5.1%	3.9%	5.8%	6.0%	5.8%	5.1%
STATOIL	0.3%	2.0%	4.6%	2.2%	3.3%	3.3%	2.0%	2.5%
PETRO-CANADA	5.3%	2.4%	14.2%	8.1%	1.7%	4.4%	0.9%	5.3%
PETROBRAS	2.5%	9.5%	17.0%	22.7%	12.2%	18.3%	12.9%	13.6%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.4. Margen de Beneficio Bruto

<i>Margen de Beneficio Bruto</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	65.5%	67.1%	68.0%	63.9%	73.1%	72.4%	70.9%	68.7%
<i>Oil majors</i>	17%	18%	20%	18%	21%	18%	17%	18.5%
BP	17.6%	17.9%	18.4%	15.6%	13.0%	13.1%	15.6%	15.9%
CHEVRON	3.9%	6.8%	11.8%	7.8%	34.4%	10.5%	8.2%	11.9%
ROYAL	18.2%	22.3%	20.7%	20.2%	15.7%	17.4%	16.2%	18.7%
EXXON	32.2%	28.5%	30.1%	31.3%	28.8%	32.7%	31.0%	30.7%
TOTAL ELF	11.2%	13.2%	16.6%	16.7%	15.5%	17.0%	15.5%	15.1%
STATOIL	46.6%	40.5%	48.1%	45.7%	39.0%	39.9%	38.3%	42.6%
PETRO-CANADA	51.3%	43.6%	40.9%	45.4%	54.1%	58.3%	53.1%	49.5%
PETROBRAS	14.2%	25.5%	33.1%	28.5%	25.6%	33.8%	30.0%	27.2%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.5. Utilidad operativa sobre ventas

<i>Utilidad operativa sobre ventas</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	55.2%	57.8%	59.8%	54.8%	57.1%	57.2%	56.7%	56.9%
<i>Oil majors</i>	5.7%	9.2%	13.1%	11.4%	11.9%	9.4%	9.9%	10.1%
BP	7.4%	10.0%	11.7%	9.1%	5.5%	6.8%	10.3%	8.7%
CHEVRON	3.9%	6.8%	11.8%	7.8%	24.3%	2.1%	1.9%	8.4%
ROYAL	3.3%	14.5%	16.4%	14.8%	9.9%	11.3%	11.9%	11.7%
EXXON	8.7%	7.3%	13.3%	13.0%	9.9%	14.7%	15.7%	11.8%
TOTAL ELF	5.4%	7.4%	12.4%	12.1%	9.9%	12.2%	9.9%	9.9%
STATOIL	7.0%	11.1%	26.0%	22.1%	17.2%	19.5%	20.9%	17.7%
PETRO-CANADA	5.6%	8.4%	15.6%	16.5%	20.8%	23.8%	23.0%	16.2%
PETROBRAS	10.2%	21.7%	30.0%	24.3%	21.5%	19.8%	23.0%	21.5%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.6. Activo Fijo/ventas

<i>Activo Fijo/ventas</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	119%	98%	81%	89%	95%	89%	79%	92.9%
<i>Oil majors</i>	70%	63%	51%	53%	56%	51%	46%	55.5%
BP	98.1%	78.3%	68.4%	59.2%	62.6%	50.1%	41.1%	65.4%
CHEVRON	40.3%	44.4%	48.6%	49.0%	51.6%	58.1%	63.6%	50.8%
ROYAL	72.6%	65.2%	47.8%	53.0%	57.2%	45.3%	38.8%	54.3%
EXXON	71.6%	66.3%	48.7%	52.6%	58.7%	54.1%	47.0%	57.0%
TOTAL ELF	66.6%	61.7%	42.2%	49.4%	49.0%	45.2%	37.6%	50.3%
STATOIL	125.9%	102.6%	65.4%	61.9%	57.4%	60.9%	56.2%	75.7%
PETRO-CANADA	129.9%	110.2%	71.1%	86.9%	101.7%	88.0%	102.8%	98.7%
PETROBRAS	121.6%	90.8%	58.3%	60.2%	75.6%	87.7%	73.5%	81.1%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.7. Ventas a activos totales

<i>Ventas a activos totales</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	63%	72%	85%	82%	69%	71%	76%	74.0%
Trasnacionales	91%	102%	137%	124%	124%	138%	154%	124.4%
BP	80.5%	95.9%	126.4%	121.5%	118.7%	146.8%	175.6%	123.6%
CHEVRON	104.5%	117.8%	155.7%	136.9%	127.7%	153.3%	177.7%	139.1%
ROYAL	85.1%	94.1%	126.2%	115.5%	135.8%	125.4%	146.7%	118.4%
EXXON	106.7%	115.5%	143.4%	130.7%	123.4%	136.4%	146.4%	128.9%
TOTAL ELF	77.0%	89.1%	135.5%	115.8%	115.5%	126.6%	124.1%	111.9%
STATOIL	61.6%	74.4%	110.2%	112.3%	119.7%	116.7%	129.8%	103.5%
PETRO-CANADA	60.5%	72.7%	96.2%	86.0%	86.8%	85.7%	91.2%	82.7%
PETROBRAS	64.7%	64.7%	85.4%	90.9%	84.7%	78.8%	102.3%	81.6%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.8. Utilidad de operación sobre capital

<i>Utilidad de operación sobre capital</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	85%	124%	190%	204%	292%	677%	759%	332.8%
Oil majors	13%	22%	40%	31%	35%	28%	31%	28.4%
BP	13.8%	22.5%	26.4%	24.3%	14.3%	22.5%	39.8%	23.4%
CHEVRON	9.8%	19.5%	42.1%	24.4%	76.1%	7.0%	6.4%	26.5%
ROYAL	5.4%	25.8%	40.9%	33.5%	28.0%	30.2%	35.4%	28.5%
EXXON	20.8%	19.1%	41.8%	34.5%	24.5%	40.0%	44.2%	32.1%
TOTAL ELF	14.6%	20.8%	47.3%	38.5%	30.6%	40.8%	29.6%	31.8%
STATOIL	13.7%	26.9%	85.2%	96.4%	71.4%	67.9%	75.1%	62.4%
PETRO-CANADA	7.3%	12.8%	32.7%	29.0%	35.8%	37.6%	37.9%	27.6%
PETROBRAS	12.2%	45.4%	68.9%	57.2%	51.6%	43.2%	55.5%	47.7%
PDVSA	36.1%	57.3%	82.4%	51.1%	42.2%	44.2%	0.0%	44.8%
PETROPERU	175.8%	317.6%	108.4%	496.3%	166.8%	101.0%	0.0%	195.1%
ECOPETROL	5.4%	10.8%	15.1%	13.7%	18.4%	17.2%	0.0%	11.5%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.9. Utilidad neta sobre los activos totales

<i>Utilidad neta sobre los activos totales</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	33.5%	38.9%	48.6%	41.2%	39.2%	40.4%	45.1%	41.0%
Oil majors	2.9%	5.4%	9.5%	7.5%	5.3%	8.8%	10.7%	7.2%
BP	3.2%	5.3%	7.0%	4.7%	4.4%	6.6%	8.8%	5.7%
CHEVRON	2.7%	4.3%	10.0%	4.2%	1.5%	8.9%	14.3%	6.6%
ROYAL	0.3%	7.5%	10.4%	9.7%	6.2%	7.0%	9.4%	7.2%
EXXON	5.8%	5.6%	12.1%	10.5%	7.7%	13.2%	13.7%	9.8%
TOTAL ELF	2.3%	4.1%	8.2%	8.4%	6.7%	8.5%	7.2%	6.5%
STATOIL	0.1%	1.7%	7.6%	8.6%	8.2%	7.5%	10.0%	6.2%
PETRO-CANADA	0.6%	3.7%	8.6%	8.8%	7.2%	11.3%	9.7%	7.1%
PETROBRAS	3.6%	3.1%	15.2%	13.7%	10.1%	12.9%	12.1%	10.1%
PDVSA	8.6%	11.2%	25.1%	14.5%	18.0%	18.9%	0.0%	13.8%
PETROPERU	-0.1%	1.5%	3.5%	6.3%	5.1%	0.6%	0.0%	2.4%
ECOPETROL	19.8%	27.4%	33.6%	25.4%	13.4%	15.3%	0.0%	19.3%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.10. Utilidad neta sobre el capital

<i>Utilidad neta sobre el capital</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	-5.8%	-13.1%	-13.1%	-27.7%	-24.6%	-79.8%	-24.3%	-26.9%
<i>Oil majors</i>	7.1%	12.8%	21.9%	16.5%	12.4%	19.8%	22.8%	16.2%
BP	7.4%	12.7%	15.6%	10.2%	10.0%	14.8%	20.5%	13.0%
CHEVRON	6.6%	10.9%	23.2%	9.7%	3.6%	19.9%	29.5%	14.8%
ROYAL	0.6%	14.6%	21.2%	18.2%	14.8%	15.7%	20.2%	15.0%
EXXON	13.0%	12.6%	26.4%	21.3%	15.5%	26.2%	26.4%	20.2%
TOTAL ELF	8.0%	13.2%	23.0%	23.1%	18.0%	22.5%	17.3%	17.9%
STATOIL	0.2%	5.9%	23.0%	32.4%	28.8%	23.1%	29.3%	20.4%
PETRO-CANADA	1.3%	8.0%	19.2%	17.3%	16.9%	21.4%	20.1%	14.9%
PETROBRAS	6.6%	10.1%	40.7%	35.5%	28.6%	35.5%	28.7%	26.5%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.11. Impuestos /ventas

<i>Impuestos /ventas</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	57.2%	60.5%	61.4%	57.6%	61.5%	63.4%	60.9%	60.4%
<i>Oil majors</i>	4.7%	5.8%	7.7%	6.9%	5.5%	6.3%	6.6%	6.2%
BP	3.9%	4.0%	5.9%	4.6%	3.1%	3.1%	2.8%	3.9%
CHEVRON	1.3%	3.0%	5.3%	4.1%	3.0%	4.3%	4.8%	3.7%
ROYAL	1.3%	3.0%	5.3%	4.1%	3.0%	4.3%	4.8%	3.7%
EXXON	2.2%	5.6%	7.6%	6.7%	4.3%	4.8%	5.9%	5.3%
TOTAL ELF	15.0%	13.6%	14.6%	14.8%	14.2%	14.7%	14.8%	14.5%
STATOIL	4.0%	7.2%	17.6%	16.6%	14.2%	11.0%	14.9%	12.2%
PETRO-CANADA	2.1%	3.8%	6.0%	5.6%	8.6%	10.7%	10.3%	6.7%
PETROBRAS	0.3%	0.7%	6.9%	5.0%	3.9%	6.5%	4.8%	4.0%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Cuadro E.12. Impuestos/Utilidad Operación

<i>Impuestos/Utilidad Operación</i>	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Promedio 1998-2004
PEMEX	107.2%	111.3%	107.2%	114.9%	108.5%	111.9%	103.1%	109.1%
<i>Oil majors</i>	82.6%	77.6%	60.4%	65.6%	73.5%	55.7%	53.5%	67.0%
BP	49.8%	41.5%	46.0%	54.9%	44.8%	40.9%	34.5%	44.6%
CHEVRON	32.4%	44.1%	45.0%	57.0%	72.6%	42.3%	36.1%	47.1%
ROYAL	85.4%	40.9%	47.1%	45.5%	45.2%	44.9%	46.5%	50.8%
EXXON	207.0%	223.2%	116.1%	127.1%	158.9%	107.2%	104.7%	149.2%
TOTAL ELF	38.4%	38.5%	47.8%	43.4%	45.9%	43.2%	45.9%	43.3%
STATOIL	96.9%	74.8%	71.5%	69.1%	67.1%	62.4%	64.6%	72.3%
PETRO-CANADA	67.8%	41.9%	39.6%	36.3%	46.7%	44.2%	45.9%	46.1%
PETROBRAS	5.4%	12.5%	27.9%	24.9%	24.8%	28.4%	28.9%	21.8%

FUENTE: Elaboración propia con datos de los informes anuales de cada empresa.

Anexo F Principales Proyectos de Inversión en Pemex, 1978-2001

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1978-1990. Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
TOTAL.	9,039,286	35,668,327	59,730,623	26,646,902	75,660,836	17,148,876	1,909,754	4,425,837	5,148,306	1,468,695	650,481	1,087,523	7,071,037
Programas Estratégicos.		76,961	1,002		40,331	9,089	1,085	3,315	3	2,933	3	1	4
Evaluación del potencial petrolero													
Papaloapan B													155
Sonda Marina de Campache		76,961			40,331	9,089	1,085	3,315	2,563		2,906	1,251	651
Atasta. Cam.													159
Dos bocas, Tab.			1,002						1		26		3,255
Area Perdido													
Cuichapa													
San Fernando													
Otros													
Incorporación de Reservas				1									
D.F.N.E				99									
Veracruz				59									
Tabasco				456									
Otros													

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1978-1990.
Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
Desarrollo de Campos	55,796	66,376	156,003	16,700,632	21,645,067	3,302,782	676,782	351,440	762,121		2,405	762	
Golfo de Campeche				12,440	1,488								
Arenque C													
D.F.N.E.	2,856	530		319	495	403							
Dtto. Sur					465								
Dtto. Norte													
Dtto. Villahermosa					6,703	2,222	347	124	540		49	55	
Poza Rica	822	932		115	830	204	65		32		320	533	
Norte. Tam.				5	326								
Norte. Ver.				27									
Papaloapan	203	246		6	254	27	26	109				155	
Marsopa													
Morsa													
Salamanca							9						
Cornalcalco	17,777	25,769		1,811	7,935								
Tamaulipas-Constituciones	791	52											
El Plan, Ver.	309	2,081		114									
Nvo. Progreso Cd. Pemex							229						
Cd. Pemex, Tab.	210			38	683								
Dtto. Cd. Pemex					2,465	446		79					
Agua Dulce Ver.	692	628		21					43				
Campeche					697								
Edos. Tab. Y Ver.	82			1,110									
Campo Castaños							1						
Agua Fria									147				
Distritos Varios													
Arroyo Prieto													
Ogarrio Tabasco	148												
Bacab													
Hallazgo Ver.		228											
Kutz													
Magallanes- Tucán-Pajonal	124												
Tecominoacan								38					
Agave			337										
Caparoso- Escuintle-Pijije													
Cárdenas	22,875		1,002										
Correo de Nanchital		1,803											
Corridón Pandura													
Culebra-Arcabuz													
Nanchital	98												
Cunduacán	2,770			595									
Paredón II				337									
Zona Sur		103											
Zona Centro		1,401									2,036		
Zona Norte	241	5		9,619									
Zona Sureste		30,361		143,018									
Dtto. Frontera Noreste	3,220	2,238											
Carmito-Artesa													
Rancho Nuevo													
Coculte													
Cactus Chis.	2,578												
San Manuel (Muspac-Catedral)													
Samaria			1,095										
Proyectos Estratégicos										2,462			124,533
Proyecto Petrolero del Pacifico													
Cantarell										1,915			125
Abkatún-Pol-Chuc										547			
Recuperación de Condensados													

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1978-1990.
Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
Explotación de Campos	1,131	5,100	1,079										
Recuperación Secundaria													
Inyección de Agua Abkatun-Pol-Chuc													
Inyección de Agua CAAN													
Cd. Pemex Tab.	742	4,533	262										
Zona Norte													
Cunduacán	19												
Cd. Madero Tamps.	371												
Zona Sureste			817										
Dtto. Comalcalco		567											
Explotación Integral del campo Pol													
Recuperación Mejorada													
Infraestructura Complementaria de Explotación	6,137,234	33,855,056	52,022,432	4,770,905	12,664,505	3,878,745	146,931	624,365	1,812,187	1,265,418	606,877	1,001,861	
Instalaciones Comunes de Producción													
Otros										455,614			
Transporte Ductos	6,137,234	33,107,117	51,958,959	4,531,681	12,447,796	3,878,745	146,931	597,777	1,812,187	809,804	542,202	1,001,861	
Centrales de Almacenamiento y Entrega		747,939	63,473	239,223	216,739			26,588			64,576		
Terminales													
PAGOS PIDIREGAS													
Programas Operacionales	2,055,018	1,117,788	5,161,144	3,535,328	533,321	717,981	1,347	10,793	6,205	197,882	41,195	480,024	250,442
Programas Integrales (PIDIREGAS)													
Burgos													
Cantarell													
Delta del Grijalva													
Otros	790,106	547,046	2,388,963		487,120	160,714		123,991	4,104			84,899	7,071,033

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1991-2001.
Pesos constantes del 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
TOTAL.	22,822	20,770	18,974	19,256	21,625	31,805	39,505	50,583	48,472	54,839	56,133
Programas Estratégicos.	10,404	10,896	10,613	12,633	12,703	17,612	13,304	10,228	4,440		3,477
Evaluación del potencial petrolero	1,899	2,306	419	381	314	88	342	1,169	345		
Valles	150	79	211	160	47						
Chihuahua	401										
Lacantón	379										
Tlaxiaco B		177	29	75	47						
Yucatán				58	40						
Coatzacoalcos				48	69	33	149	1,050	179		
Golfo de México A			15	37	9						
Golfo de México B							86	3	82		
Sierra de Chiapas	890	1,413									
Papaloapan B		626	164	3	101						
Sonda Marina de Campeche											
Atasta. Cam.											
Dos bocas, Tab.											
Area Perdido								9			
Cuichapa								32			
San Fernando								14	71	78	2
Otros	79							23	36	38	83
Incorporación de Reservas	5,453	5,092	4,580	4,237	2,992	3,300	2,185	1,997	1,805		
D.F.N.E											
Veracruz											
Tabasco											
Campeche	2,352	2,133	2,099	1,052	779	1,461	596	965	1,255		
Litoral de Tabasco (Campeche)			791	895	1,221	388	315		19		
Cuencas del Sureste AyB	1,969	1,318	674	667	228	202					
Tuxpan	4	4	18	616							
Simojovel			244	299							
Burgos	326	555	328	282	394	172	149				
Burgos Camargo							21				
Burgos Herrerias							5				
Burgos Nuevo Laredo							12				
Burgos Presa Falcón							256				
Burgos Reynosa							105				
Litoral de Tabasco (Mesozoico)			44	99	16	126		180	193		
Ocosingo	366	472	11	99							
Papaploapan A	75	39	73	75							
Sabinas		91	55	68	9						
Tamaulipas		63	91	58							
Misantla A Y B	357	417	153	235	81						
Cazones							77				
Cardenas Tabasco	18,139										
Comalcalco						51	200	387		8	
Julivá						202					
Papantla						93	279	31			
Tempoal						28	173	3			
Otros						605	443	419	522		
Delimitación y Caracterización de Yacimientos							637	868	51		
Costero							11	4			
Cabecera Exploratoria Litoral									43		
Ixtal DL							488				
Palangre							12	82	7		
Quebrache											
Sinán							121				
Yagual-Chinchorro							5				
Otros								782			

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 1991-2001.
Pesos constantes del 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Desarrollo de Pozos Intermedios							2,457	1,556	396		
Abkatún Integral									65		
Antonio J. Bermudez									25		
Cunduacán-Oxiacaque							41	86			
Delta del Grijalva							929				
Explotación Integral del campo Pol									196		
Lujo Tecominoacán							394	286	13		
Mecayucan									39		
Platanal							141				
Puerto ceiba							199	151			
Samaria-Irde							356	441			
San Manuel (Muspac-Catedral)							65				
Sánchez Magallanes							41				
Otros							209	874	196		
Explotación de Campos							3,101	1,453	228		
Sistemas Artificiales de Explotación							1,828	874	196		
Bellota							21	38			
Bellota-Chinchorro									58		
Canduacán							15	13			
Ek-Balam							924	742	121		
Irde											
Ku							700	19			
Samaria							11	23			
Otros							156	38	17		
Recuperación Secundaria							438	43	20		
Inyección de Agua Abkatun-Pol-Chuc							317	42			
Inyección de Agua CAAAN							123	1			
Cd. Pemex Tab.											
Zona Norte											
Cunduacán											
Cd. Madero Tamps.											
Zona Sureste											
Dtto. Comalcalco											
Explotación Integral del campo Pol									20		
Optimización de Campos							835	529			
Bellota-Chinchorro									54		
Carrillo-Artesa									33		
Conversión al Sistema Artificial de Bombeo Mecánico									33		
José Colomo									92		
Optimización del Desarrollo Abkatún-Pol-Chuc							811				
Optimización del Campo Arenque							14				
Reingeniería a pozos cerrados Poza Rica							11		87		
Otros									230		
Recuperación Mejorada									6	11	
Infraestructura Complementaria de Explotación							2,805	1,230	896		
Instalaciones Comunes de Producción							994	308	771		
Infraestructura Portuaria Dos bocas									31	10	
Lujo Tecominoacán									1		
Manejo Prod. Adicional Aceite ligero							752			125	
Manejo gas y condensado región Sur											
Modernización y Optimización centro de proceso y transporte de gas Alasta									66		
Olmeca							77	69	123		
Optimización y Modernización de las estaciones de compresión Cantus I y IV										337	
San Manuel (Muspac-Catedral)							61	4	11		
Otros							103	137	165		
Transporte Ductos							1,803	816	30		
Centrales de Almacenamiento y Entrega							9	32	16		
Terminales								74	78		
PAGOS PIDIREGAS									152		
Programas Operacionales	7,880	4,309	6,565	6,623	8,922	14,193	18,018	13,771	12,830		12,885
Programas Integrales (PIDIREGAS)							8,184	26,584	31,770		
Burgos							3,472	6,909	8,506		
Cantarell							4,712	15,598	21,927		
Delta del Grijalva								1,077	1,338		
Otros					414	4,440					

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA, 1978-1990.
Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
TOTAL	10,396,090	21,440,276	242,838	4,233	325,677	265,481	12,366	1,436,795	2,120	1,502	991,336	25,540	4,080
Proyectos Estratégicos.	8,421,618	195,742	119,012	601,141	475,076	89,435	44,724	77,856	33,842		8,124	25,024	2,981
Comercialización y Transporte de Gas Natural		190	119,012			516							
Ductos	6,811	170,500	11,948,783	601,141	2,156	5,430	415	1,183	1,058		998	3,681	
Comercialización y Transporte de Gas LP y Petroquímicos Básicos			15,868		1,530		26,794	5,818	7,542				172,612
Zona Sureste							3						97,014
Zona Norte			15,868										75,599
Zona Pacífico													
Valle de México													
Zona Centro					1,530				2,574				-
Zona Sur							26,791	5,818	4,968				-
Ciudad Juárez													-
Tuandipilli, Ver.													-
Proyecto Reynosa													
Producción y Plantas Industriales	17,034	34,483	70,720,770	471,665	39,527	7,625	81,620	15,467	24,439		120,127		397,049
Planta Recuperadora de Azufre, Minatitlán Ver.					987	1,025							
Planta endulzadora Gases Licuados, Minatitlán Ver.		649											
Integración Cd Pemex Tab.					23,470								
Planta de Oxido de Etileno, La Cangrejera, Ver.				299,029									
Planta de Gas Licuado, Cactus, Chis.				172,635									
Planta de Propano, Topolobampo, Sin.					10,740								
Planta de Alimento, p/ exp. de crudo Salina Cruz, Oax.									20,053				
Planta de Amoniaco, Salina Cruz, Oax.					4,330								
Planta Girbotol, Minatitlán, Ver.										28			
Integración complejo Petroquímico, Cactus, Chis.		32,416	57,125,657				78,587						
Planta XI endulzadora de gas			1,983,530										
Planta III endulzadora de gas amargo, Nuevo Pemex.	1,600					6,500	3,005		4,386				
Planta Endulzadora y Estabilizadora de Hidrocarburos	6,231												45,853
Planta Endulzadora de Gas													228,203
Planta de Polietileno													119,455
Planta de Acetaldehído													3,538
Planta de Amoniaco		1,418	2,380,236										
Tres Plantas Endulzadoras y Estabilizadoras de Condensados													
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos													
Recuperación de licuables en la Zona Sureste													
Producción de gas en la Cuenca del Papaloapan													
Plantas para recuperación de Azufre Cantus													
Planta Criogénica I en Cd. Pemex								15,467					
Planta Criogénica II en Cd. Pemex			8,886,213								120,127		
Planta Criogénica III Cactus Chis.	4,200												
Planta Criogénica IV Cactus Chis.	4,203												
Unidad Petroquímica La Venta	800		345,134										
Construcción de nueva planta recuperadora de azufre en el CPQ La Cangrejera													
Programas Operacionales	1,576	19,923	96,189,748	1,583,888	17,843		2,759	539,797	24,264		680,821	75,995	210,038
Infraestructura de Producción	1,576	19,923	1,513,757	387,451	17,762		482	5,895	23,057		307,799	57,631	171,612
Seguridad			5,545,945		81			531,840	1,207		304,128	18,364	1,202
Protección Ecológica			111,078	1,196,437			2,277	2,058					37,224
Infraestructura de Admon.											68,985		-
Ahorro de Energía													-
Modernización													-
otras inversiones	3,824	15,543	2,089,847	482,732	4,793	318	3,161	5,595	8,975		7,304		27,579
PIDIREGAS													
Planta Criogénica II de 600 MMpdc en Cd. Pemex													

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX GAS Y PETROQUIMICA BASICA, 1991-2001.
Pesos constantes del 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
TOTAL	603	866	1,377	2,090	1,653	2,201	5,001	5,656	3,573	3,846	1,009
Proyectos Estratégicos.	348	291	474	987	791	545	756	622	977		(946)
Comercialización y Transporte de Gas Natural	-	-	1	1	2	1					
Ductos							-	2	49		
Comercialización y Transporte de Gas LP y Petroquímicos Básicos	64	42	97	117	90	48	72	87	12		
Zona Sureste		-	-	-	-	-					
Zona Norte											
Zona Pacífico	60	42	14	37	36	26	23	3	-		
Valle de México	-	-	11	32	44	22	14	10	-		
Zona Centro	-	-	21	25	4	-					
Zona Sur											
Ciudad Juárez	3	-	51	22	6	2	5	-	-		
Tuandépetl, Ver.							30	73	8		
Proyecto Reynosa							-	1	4		
Producción y Plantas Industriales	16	32	32	172	261	263	427	398	799		
Tres Plantas Endulzadoras y Estabilizadoras de Condensados	-	-	7	107	92	25	9	1	-		
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos	-	-	1	35	87	22	34	1	-		
Recuperación de licuables en la Zona Sureste	-	-	4	26	76	212	378	174	14		
Producción de gas en la Cuenca del Papaloapan	16	32	21	5	6	4	6	15	-		
Plantas para recuperación de Azufre Cantus							-	1	780		
Planta Criogénica I en Cd. Pemex											
Planta Criogénica II en Cd. Pemex								206	2		
Planta Criogénica III Cactus Chis.											
Planta Criogénica IV Cactus Chis.											
Unidad Petroquímica La Venta											
Construcción de nueva planta recuperadora de azufre en el CPQ La Cangrejera							-	-	2		
Programas Operacionales	36	43	73	91	81	454	1,910	1,800	996		1,955
Infraestructura de Producción	24	33	38	30	33	284	348	593	459		
Seguridad	3	2	35	60	48	133	348	593	459		
Protección Ecológica	8	7	-	-	-	13	40	38	78		
Infraestructura de Admon.	2	2	-	1	-	1	556	5,515	407		
Ahorro de Energía							14	15	15		
Modernización		-	-	-	-	24	952	639	37		
Otras inversiones	21	103	176	233	304	490	891	1,237	652		
PIDIREGAS							-	903	703		
Planta Criogénica II de 600 MMpcd en Cd. Pemex							-	903	703		

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX REFINACIÓN, 1978-1990.
Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
	7,141,868	56,606	30,814	6,929,039	419,884	119,078	63,260	81,292	328,531	1,331,481	3,527	180	870
Programas Estratégicos.	7,141,868	56,606	30,814	6,928,848	416,424	119,078	63,260	81,292	328,531	1,329,398	3,527	180	870
Paquete Ecológico													
Plantas TAME													
Plantas MTBE													
Plantas de Isomerización													
Conversión de Reformadoras a regeneración continua													
Plantas HDS Diesel													
Plantas HDS Residuales, Tula		598									40		
Plantas de alquiler													
Ampliación Refinería de Tula											33		
Ampliación Refinería Salina Cruz		15,243		863							2,831	77	
Ampliación Refinería Cadereyta		8,036		3,587								102	
Ampliación Refinería Salamanca		14,996				54	63		146		107		
Ampliación Refinería Madero	6,289												227
Ampliación Refinería Minatitlán, Ver.	853			1,335	416	65			4				6
Planta Estabilizadora, Poza Rica, Ver.									68	1,329			
Planta de Destilación al vacío			2,222							864			
Planta de Desintegración catalítica			15,026										
Planta Mercox			329										
Planta Combinada			6,649										
Planta La Cangrejera, Ver.				675									
Planta I endulzadora Cd. Pemex, Tab.				271									
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos 1.								81					
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos Condensados, Cactus Chis.		7,741									516		
Planta Hidrosulfurizadora			2,142										
Planta Reformadora de Nafta			2,303										
Unidad Hidrosulfurizadora			2,142										
Red de Ductos													
Proyecto Cadereyta													
Mejoramiento "pool" de gasolinas de la Refinería Cd. Madero, Tamps.		9,890							110				
Ingeniería Básica, Consultoría y asistencia en admon., monitoreo y coordinación de obra refinarias.													
Otros		103											636
Relocalización Plantas de Almacenamiento										865			
Hermosillo													
Otras										865			
Infraestructura Portuaria										17			
Abastecimiento de Crudo a Salina Cruz													
Programas Operacionales				191	3,460					1,201			

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX REFINACIÓN, 1991-2001.
Pesos constantes del 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	9,462	8,803	9,560	12,221	11,249	9,452	9,669	10,408	7,582	7,223	6,493 5,489
Programas Estratégicos.	4,427	5,072	5,177	6,521	8,179	6,013	4,127	3,564	1,809		2,323
Paquete Ecológico	66	838	1,650	3,386	6,739	3,855	758	305	152		
Plantas TAME		31	26	289	56	4	3				
Plantas MTBE		24	29	317	99	9	6				
Plantas de Isomerización	4	39	729	735	851	316	105	64	64		
Conversión de Reformadoras a regeneración continua	9	307	608	667	244	9					
Plantas HDS Diesel		346	259	898	161	186	41	3	11		
Plantas HDS Residuales, Tula	48	106		650	4,342	2,960	420	235	76		
Plantas de alquilación				150	988	372	182	4	-		
Ampliación Refinería de Tula	1,308	1,916	1,144	405	184	610	1,191	827	221		
Ampliación Refinería Salina Cruz	2,163	1,043	517	78	29	32	192	151	23		
Ampliación Refinería Cadereyta	410	181	455	575	553	573	474	153	48		
Ampliación Refinería Salamanca	57	209	95	126	60	25	5	1			
Ampliación Refinería Madero	308	425	547	143	36	60	241	112	239		
Ampliación Refinería Minatitlán, Ver.							680	162	404		
Planta Estabilizadora, Poza Rica, Ver.											
Planta de Destilación al vacío							320	281	49		
Planta de Desintegración catalítica											
Planta Mercox								783	261		
Planta Combinada		4	22								
Planta La Cangrejera, Ver.											
Planta I endulzadora Cd. Pemex, Tab.											
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos 1.	93	421	732	1,760	374	267	265	786	412		
Planta Fraccionadora de Hidrocarburos Condensados, Cactus Chis.	26	216	219	214	18	16	12				
Planta Hidrodesulfurizadora			350	643	96	9	2				
Planta Reformadora de Nafta	40	165	138	27	13						
Unidad Hidrodesulfurizadora	22	16	7	37	25						
Red de Ductos			26	800	204	12	32			2	
Proyecto Cadereyta				41	18	35	44	28	40		
Mejoramiento "pool" de gasolinas de la Refinería Cd. Madero, Tamps.						195	11				
Ingeniería Básica, Consultoría y asistencia en admon., monitoreo y coordinación de obra refinerías.							21	166	117		
Otros	4	24					50	249	113		
							48	216	115		
							47	125	24		
Relocalización Plantas de Almacenamiento											
Irapuato	22	39	15								
Guadalajara											
Victoria		4			13	11					
Avalos											
Azcapotzalco											
Veracruz	2,053	3,266	2,671	2,634	2,143	2,403	3,825	4,041	4,236		4,170
Mexicali											
Morelia											
Aguascalientes	2,868	1,629	965	1,307	540	759	1,452	2,017	1,125		
Zacatecas											
Hermosillo											

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX PETROQUIMICA, 1978-1990.
Pesos constantes del 2001

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990 *
TOTAL	74,207	11,446	17,585	5,294	576,979	609	1,035	216	1,842,495	1,645,703	3,222	921	3,007
Proyectos Estratégicos.	74,207	11,446	17,585	5,294	576,979	609	1,035	216	1,842,495	1,642,383	3,222	921	2,468
Planta endulzadora de gas y recuperadora de azufre.													240
Recuperadora de Azufre, Cadereyta.				49									
Planta de polietileno	18,813									493			1,194
Plantas de percloroetileno y tetracloruro de carbono										1,642			
Planta de acetaldehído			2,301										625
Planta de amoniaco	19,719	2,751											19
Planta Alquitolbeno								94					
Gasoducto y combustoleoducto Poza Rica													390
Corredor de Tuberías Cactus-Nvo. Pemex							72						508
Recuperadora de Azufre, Cd. Pemex Tab.			398	222					1,842				
Incinerador de desechos Tula, Hgo.													26
Abastecimiento de Agua Morelos, Ver.													143
Planta de acrilonitrilo (aguas residuales)		8,695	9,758										26
Planta de Propileno Morelos													
Pajaritos, Ver				46				121					8
Planta de Etileno	9,005										1,859		
Planta de Metanol 11	10,832												
Integración Plantas Amoniaco A y B	7,573												
Integración Plantas etileno y polietileno	8,265												
Planta de Butadieno													
Mezclador Banbury p/formulación de polietileno													
Planta de Oxígeno			5,128								252		
Planta de acrilonitrilo, Pue.												912	
Planta, La Cangrejera, Ver.				4,977	577	568	963						
Planta Recuperadora de Azufre. Minatitlán.						41					19		
Integración compresores de etano											4		
Integración en endulzamiento de propano butano/sosa													
Ampliación Planta Oxido de Etileno											1,087		
Rehabilitación plantas de amoniaco													
Programas Operacionales										3,320			539
Infraestructura de Producción										3			369
Seguridad	927												10
Protección Ecológica													26
Infraestructura de Admon.													134

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

PRINCIPALES INVERSIONES DE PEMEX PETROQUIMICA, 1991-2001.
Pesos constantes del 2001

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
TOTAL	728,283	788,870	336,321	1,372	889	694	994	1,485	965	887	638
Proyectos Estratégicos.	257,186	170,633		59,351	54,405		37,094	170,633	165,687		
Planta de Propileno Morelos Pajaritos, Ver	257,186	170,633		59,351	54,405						
Planta de Etileno							29,675	69,242	39,567		
Planta de Metanol 11											
Integración Plantas Amoniaco A y B											
Integración Plantas etileno y polietileno											
Planta de Butadieno											
Mezclador Banbury p/formulación de polietileno											
Planta de Oxígeno											
Plante de acrilonitrilo, Pue.											
Planta, La Cangrejera, Ver.											
Planta Recuperadora de Azufre. Minatitlán.											
Integración compresores de etano											
Integración en endulzamiento de propano butano/sosa											
Ampliación Planta Oxido de Etileno								1,236			
Rehabilitación plantas de amoniaco							7,419	100,154	126,120		
Programas Operacionales	357,341	248,531	108,810	190,417	178,052	248,531	511,900	625,655	573,723		
Infraestructura de Producción	113,756	95,208	21,020	48,222	123,647	82,844					
Seguridad			38,331	81,607	9,892	21,020	82,844	64,297	45,750		
Protección Ecológica	93,972	80,371	33,385	59,351	34,621	112,519	170,633	76,661	23,493		
Infraestructura de Admon.						1,236	213,910	265,842	289,335		
Incremento de Producción	107,573	33,385	3,709				21,020				
Ahorro de Energía	43,277	39,567	12,365		8,655	4,946		1,236	2,473		
Modernización						25,966	22,257	217,619	212,673		
Otras Inversiones	113,756	369,705	227,511	248,531	258,423	241,112	262,132	764,140	302,936		

Fuente: Pemex, Memoria de Labores, varios años.

BIBLIOGRAFIA

- Ackoff Russell, Planificación de la Empresa del Futuro, Ed Limusa, sexta reimpresión, México, 1992.
- Agencia Internacional de energía con base en Oil and Gas Journal, véase www.eia.doe.gov/emeu/international/petroleu.html#IntlReserves.
- Agencia Internacional de Energía, International Energy Outlook, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, July 2004.
- Anonymous, Oil rich, cash poor, Latinfinance; Coral Gables; Sep 2001; Euromoney Institutional Investor PLC.
- Anonymus, "Cheaper financing in the public market" Sayer's Corporate Finance, Spring 2003.
- Anonymus, "Shell Capital", Oil & Gas Investor, Denver, USA, Jun 2001.
- Assein Razavi, "Financing Oil and Gas Projects in Developing Countries", Finance & Development, June 1996.
- Atanassov, Boyko, Privatization and corporate governance in a transition economy: The case of Bulgaria, University of Delaware, 2004.
- Beb Edward, "How to finance projects in risky countries", Euromoney, No. 297, London, Enero 1994.
- BP-Amoco. Informes anuales, varios años.
- Brain A. Toal, "Canadian Dollars", Oil & Gas Investor, Jun 2003.
- Brain A. Toal, Paul Dougan y Et. Al. "Banking Tales", Capital Formation, Oil & Gas Investor, June 2003.
- Brasileiro Adriana, "Petrobras Marks 50 Years of Growth", Wall Street Journal, (Eastern edition), New York, Oct. 8, 2003.
- Brealey R. y Myers, Principios de Finanzas Corporativos, McGraw-Hill, Segunda Edición, España 1986.
- Brian Toal, "Banking on Debt", Oil & Gas Investor, Denver, USA, Jun 2003.
- Castro Quiroz A., "Perspectivas de la Economía Mexicana" CAPEM, Septiembre del 2000.
- CEPAL, "En América Latina y el Caribe, en casi todos los países productores, se implementó una reforma tendiente a incorporar la inversión privada en el sector, con la excepción de México". CEPAL, documento No.889/1307.
- CEPAL, Retos y Posibles Soluciones para el Sector Energético Mexicano, 20 de diciembre de 2001. www.eclac.cl/publicaciones/Mexico/5/LCMEXL505/lcmexl505e.pdf
- Chan-Fishel, "Project Finance Trends: Key Players, regions and sectors", Focus on Finance, USA, September 22 2003.
- Chevron. Informes anuales, varios años.
- Colmenares Francisco, Pemex: Crisis y Reestructuración. Documentos de Análisis y Prospectiva del Programa Universitario de Energía, Facultad de Economía, México, 1991.
- Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual, México 2003.
- Consejo Mundial de Energía, www.worldenergy.org
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

- Dávila Flores Alejandro, La Crisis Financiera en México, Ediciones Cultura Popular-IIE-UNAM-Universidad Autónoma Agraria Antonio Narro, México 1986.
- De la Vega Angel, La evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México, PUE-UNAM, México 1999.
- Díaz Serrano Jorge, La privatización del Petróleo Mexicano, Editorial Planeta, México, Octubre de 1992.
- Dwigth S. Brothers, El financiamiento de la formación de capital en México, 1950-1961, en Economía Mexicana II, política y desarrollo, El trimestre económico FCE, México, 1973.
- Ebel Robert, Director de Energía y Seguridad Nacional. Discurso en el Comité del Senado para Asuntos Gubernamentales en Washington D. C., 24 de marzo del 2000.
- Eiteman D y Stonehill A., Las Finanzas en la Empresas Multinacionales, Prentice Hall, México, 2000.
- El Economista del jueves 18 de marzo del 2004, página No. 39.
- El Financiero “Gas Natural una bomba de tiempo; en 2007”, primera plana, 26 de abril del 2004.
- El Financiero, “Cambio de criterios para medir reservas de gas y petróleo harían bajar stocks”, Martes, 10 de septiembre de 2002.
- El Universal online Ciudad de México, Miércoles 24 de marzo de 2004.
- Energy Intelligence Group, Inc. “PIW ranks the worlds top oil companies”, December, 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002.
- Exxon. Informes anuales, varios años.
- F. J. Bullards, Mexico Natural Gas, Paper, Austin Texas, 1968
- Fatih Birl, “World Oil Outlook to 2030”, International Energy Agency, 2002.
- Form 20-F United States Securities and Exchange Commision, BP plc, diciembre 2002.
- Fornari Fabio and Aviram Levy, Global liquidity in the 1990s: geographical allocation and long-run determinants, Bank for International Settlements (BIS) 14/02/2004, <http://www.bis.org/publ/bispapers.htm>.
- G. Philip., Oil and Politics in Latina America, Cambridge Press 1982.
- Galina S. y D. Romo, “Actividades Mundiales de Perforación: Algunas Tendencias”, conferencia organizada en el marco de los trabajos de la AIPM, México, 2001.
- Galina Sergio y Romo Daniel, “Mexico in the Context of the 2003 International Energy Crisis”, Journal Of Energy And Development, Vol. 29 No. 2, ICEED, 2003.
- Galina Sergio y Romo Daniel, “Observaciones Sobre el Estado Reciente de las Actividades de Exploración y Producción en México y el Mundo”, Asociación Mexicana de Ingenieros Petroleros de México, A C. Delegación México, IMP; Delegación México, 2001.
- Galina Sergio y Romo Daniel, “The Role of Mexico in the North American Energy Market”, 23rd Annual International Area Conference, Boulder, Colorado, ICEED, 2002.
- Gordon Wright, “San Francisco savors solar energy”, Building Design & Construction, Vol. 44, Issue 5, May 2003.

- Guaso Sergio, Presentación “Contratos de Servicios Múltiples” realizada en el CAPEM, 24 de junio de 2004 y periódico Reforma del 2 de julio del 2004.
- Hossein Razavi, “Financing Oil and Gas Projects in Developing Countries”, Finance & Development, June 1996.
- HRH Prince Faisal Bin Turki Bin ‘Abdul ‘Aziz Al-Sa’ud, “Financing Petroleum Development and the Experience of Saudi Arabia”, World Petroleum Congress Calgary, Alberta, Canada, 13 June 2000.
- <http://dgcnesyp.inegi.gob.mx/cgi-win/bdieintsi.exe>
- http://franciscocalleja.com/la_ley_sarbanes.htm
- <http://www.banxico.org.mx/eInfoFinanciera/FSinfoFinanciera.html>
- <http://www.eia.doe.gov/emeu/ipsr/t41c.xls>, 12/may/2004.
- <http://www.energia.gob.mx/work/secciones/1682/imagenes/ELIZONDO-COPARMEX-040714.pdf>.
- <http://www.mem.gov.ve/aperturaCapituloNuevo.pdf>.
- <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=8&catID=40&subcatID=1962>
- <http://www.shcp.gob.mx/index01.html>
- IEPES, Reunión para el Estudio del Desarrollo Industrial de México, Ponencias, PRI, Volumen II, México, 1970.
- IMP, Manual de Evaluación de Proyectos de la Industria Petrolera, Volumen I, México, 1974.
- IMP, Prospectiva Tecnológica en la Industria Petrolera, 2000-2025, noviembre del 2001
- Información Selectiva, (EXIMBANK) “Aprueba garantía por 1,100 md a favor de Pemex”, 9/octubre/2002.
- International Energy Agency, Transportation Projections in OECD Regions, May 2002, Executive Summary.
- International Monetary Fund, Oil Market Developments and Issues, Prepared by the Policy Development and Review Department, March 1, 2005.
- Investment Company Institute, Guía de Fondos Mutuos, www.ici.org
- Johnson, Robert W. Administración Financiera, Ed. Continental, México, 1989.
- Kara Sissel; Chemical Week, New York; Nov 14, 2001; Vol. 163, Iss. 42.
- Knott, David, “U. K independents accelerate global exploration campaigns”, Oil & Gas Journal, Sept. 1996.
- KPMG, Revista Estrategia, Septiembre 2002, Año 1 No. 5.
- Langberg, Nisan, “Entrepreneurial financing”, Northwestern University, 2004.
- Laurence E Skinner; Project Finance, London; Sep 2001.
- Lázaro Cárdenas, Plan Sexenal, México, 1932, Partido Revolucionario Institucional, Comisión Nacional Editorial.
- Leal Santana en el, VIII Foro de Avances de la Industria de la Refinación, realizado en el Instituto Mexicano del Petróleo el 26 y 27 agosto 2002.
- Lewis David T., Companies in a World Conflict: Sanctions and Corporate Responsibility, Royal Institute of International Affairs, London 1998.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y de Organismos Subsidiarios del 17 de julio del 1992.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de Petróleo.
- Lindsey, Laura, "Essays in venture capital", Stanford University, 2004.
- Loretta Cross, Dan Olds, et. al., "Complexities in Lending to Independents oil and gas Exploration and Production Companies", Commercial Lending Reviews, summer 2000.
- Mabro, Robert, "El impacto de los precios bajos del petróleo en la oferta, la demanda y en la industria petrolera mundial", El Colegio de México, abril del 2000.
- Marmolejo Martín, Inversiones, práctica, metodología, estrategia y filosofía, IMEF, México 1989.
- Matthew R. Simmons, "Depletion & US Energy Policy", International Workshop on Oil Depletion, Uppsala, Sweden May 23, 2002.
- Michelsen Sergio, "International Financial Law review", London, March 1998.
- Moody's Investor Service, Pemex Finance Ltd. Special Comment, January, 1999.
- Moreno F. Joaquín, Planeación Financiera, Compañía Editorial Continental, México, 2003.
- Muñoz Leos Raúl, "Comparecencia ante la Tercera Comisión de la Comisión Permanente del Congreso de la Unión", el 7/8/2003
- Nacional Financiera, Análisis Semanal, del 19 al 23 de noviembre del 2001, Año V, No. 47
- Nacional Financiera, Revista el Mercado de Valores, varios números.
- NAFINSA, Monografías Sectoriales sobre Bienes de Capital, México, varios números.
- National Ocean Industries Association. Panel, "Financing the Growth of the Oil Service Sector", Tucson, Arizona, November 1997.
- Norman A. White, Financing the International Petroleum Industry, Graham & Trotman, United Kingdom, 1978.
- Nuchhi R. Currier for the Chronicle, Transnational Corporations and Export Competitiveness
http://www.un.org/Pubs/chronicle/2003/webArticles/031803_wir.html, 10/02/2004
- Office of Science and Technology Policy and the President's Council of Advisors on Science and Technology, 2000.
- Oil & Gas Journal; Oct 14, 2002; Vol. 100, No. 42.
- OPEP, OPEC Annual Statistical Bulletin, 2002.
- Ortiz Gómez Alberto, Gerencia Financiera, Un enfoque estratégico, Mc Graw Hill, Colombia, 1994.
- Oxford Economic Forecasting, World Economic Report, April 2004.
- Page, Norman, "Nigeria Steps Up Action to Define and Increase Its Oil Reserves", Oil & Gas Journal, Vol. 90, No. 1, Enero 6, 1992.
- Paula Dittrick, "US Independents explore ways to finance drilling projects", Oil & Gas Journal, Tulsa, USA, December 3, 2001.
- PDVSA. Informes anuales, varios años.

- Pemex, “Reporte de resultados financieros de Pemex al 31 de diciembre del 2004”, 25 de febrero del 2005.
- Pemex, Anuario Estadístico, varios años.
- Pemex, Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera de la Compañía, Mayo del 2004.
- Pemex, Informe Anual, varios años.
- Pemex, Informe de Desarrollo Sustentable, 2003.
- Pemex, Informe del Director General, del 18 de marzo de 1982.
- Pemex, La Industria Petrolera en México, Una Crónica I, 50 Aniversario, México, 1988.
- Pemex, Memoria de Labores, varios años.
- Pemex, Plan Estratégico de Pemex, 2002-2010, México 2002.
- Pemex, Prospecto de Colocación de Certificados Bursátiles, México, Octubre del 2003, página 137.
- Pemex, Prospecto de Colocación de CPO’s –actualización a diciembre 2003. http://www.pemex.com/files/content/ra_031231.pdf.
- PEP, Plan de Negocios 2001-2006, México 2002.
- Periódico El Universal, “Bajará la inversión en gas natural”, 26 de noviembre del 2004.
- Periódico La Crónica, “Por la baja en la meta del PIB, el dólar sube a 11.25 pesos y la bolsa cae..”, 3 de Octubre del 2003.
- Periódico La Jornada “Controla Petrobras el derrame de crudo de la plataforma hundida”, 22 de marzo del 2001.
- Periódico Reforma “perfil: el hombre fuerte de Exxon-Mobil es un enigma para Wall Street” de fecha 12 de diciembre de 1999.
- Petróleos Mexicanos, Los Veinte años de la Industria Petrolera Nacional, Informes del 18 de marzo de 1938 a 1958, México, noviembre de 1958.
- Pinto, H., 1994, Les Structures de Financement des Compagnies Pétrolières Internationales Constituent-elles une Norme pour les Compagnies Nationales des Pays Exportateurs?, Institute d’Economie et de Politique de l’Energie-Grenoble.
- Piper, Thomas R. Que tan grande debe ser la deuda de su compañía, No.373, Publicaciones Ejecutivas, México, 1984.
- PIW ranks the world's top oil companies, varios años.
- Poder Ejecutivo Federal, Informes de Gobierno, varios años.
- Poder Ejecutivo Federal, Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo, 1997-2000, México, 1997.
- Porter, Michael e., Ventaja competitiva: Creación y sostenimiento de un desempeño superior, Estados Unidos, 1987.
- Porter, Michael, Competition in global industries. USA. Harvard business school press, Estados Unidos, 1989.
- Ramírez S. Roberto PGPB: Documento de Planeación de Programas y Proyectos de Inversión, presentación en el IMP en Junio, 2003.
- Rato, Joao De Almada Moreira, “Two essays in venture capital financing” Ph.D., The University of Chicago, 2000
- Razavi Hossein, Financing Oil and Gas Projects, Worldbank, Finance y Development, june 1996.

- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de junio de 2001.
- René Villarreal, México 2010. De la Industrialización Tardía a la Reestructuración Industrial, Ed. Diana, México, octubre de 1988.
- Revista Cambio, de fecha 2 de mayo del 2004.
- Reyes Heróles, Jesús, Política Petrolera. 1965-1966- 1967, México, 1965.
- Robert Phaal, Foresight Vehicle Technology Roadmap, Centre for Technology Management, Institute for Manufacturing, University of Cambridge, www.ifm.eng.cam.ac.uk.
- Rodríguez-Padilla Víctor, “Los contratos de servicios múltiples para que firmas privadas realicen actividades de exploración y producción de hidrocarburos son incompatibles con el marco jurídico vigente”, Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, 29 enero de 2002.
- Rodríguez-Padilla Víctor, “Los contratos de servicios múltiples violan la letra y el espíritu de la Constitución y de la legislación secundaria en materia de petróleo”, Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, 25 noviembre de 2001.
- Rodríguez-Padilla Víctor, “Modalidades de contratación en exploración y producción de hidrocarburos”, Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, 29 enero de 2002.
- Romo R. Daniel, La Banca Mexicana, 1989-2005, Instituto Politécnico Nacional, México, 2002.
- Salazar Diez Francisco, “En defensa del nuevo régimen fiscal de Pemex, Revista Energía a Debate, Año 2, Volumen II, NO. 7, febrero – marzo del 2005.
- Salinas A. Lavinia, El proceso de integración energética entre Canadá, Estados Unidos y México. Implicaciones en la industria del gas natural. Tesis de Maestría UNAM, México noviembre del 2002.
- Secretaría de Energía, Compendio Estadístico del Sector Energético, 1980-2000, México 2001.
- Secretaría de Energía, Prospectiva de los Petrolíferos, 2003-2012, México 2004.
- Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2003-2012, México, 2004.
- Secretaría de Energía, Prospectiva del Sector Eléctrico, 2003-2012, México 2004.
- Secretaría de Energía, Reglamento Interior, Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de junio de 2001.
- Secretaría de Programación y Presupuesto, Estadísticas históricas de México. Tomo II, 1985.
- Secretaría Permanente del SELA, Inversiones Extranjeras directas en América Latina y el Caribe, SP/CL/XXVII.O/Di N° 5-01, 8-10 de octubre de 2001
- Shell. Informes anuales, varios años.
- Shihab-Eldin, Adnan, “Oil Outlook & Investment Prospects”, 2nd Joint IEA/OPEC Workshop on Oil Investment Prospects, 28th April 2004 o <http://www.iea.org/Textbase/work/2004/opec/shihabeldin.pdf>

- Sosa Valderrama, Planificación del Desarrollo Industrial, SXXI, México, 1966.
- Soto M. Manuel, “Diversos Esquemas de Participación Privada: Análisis de su Posible Inclusión en México para Solucionar la Falta de Recursos en las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, Tesis de Maestría en el IPN, México, D. F. Julio del 2003.
- T. Prescott Kessey, William e. Weinder, “Capital Formation 2003; Energy finance 101”, Oil & Gas Investor; jun 2003.
- Taimur Ahmad, “Gulf Bridged”, Project Finance, diciembre del 2001 y Op. Cit Edwards Ben, “How to finance projects in risky countries”, Euromoney No. 297, Enero 1994.
- Tello Carlos y C. Reynolds, Las relaciones México-Estados Unidos, Colección de Lecturas del FCE No. 43, México 1981.
- United Nations Conference on Trade and Development, World Investment Report 2002, Transnational Corporations and Export Competitiveness, United Nations, New York and Geneva, 2002.
- Van Horne, James, Administración Financiera, CECSA, México, 1997.
- Vandell, Robert, El financiamiento en épocas de crédito escaso, fascículo 305, Biblioteca Harvard de administración de empresas, Publicaciones Ejecutivas de México, 1981.
- Vila Anne, “Asset price crises and banking crises: some empirical evidence”, Bank for International Settlements (BIS) 14/02/2004.
- Webster, Frank “The lending to Oil and Gas Producers”, The Journal of Commercial Bank Lending, Philadelphia, Jan 1990, Vol 72, No, 5.
- Williams Peggy, Growing percentage of world oil supply will come from depth water, Oil & Gas Journal, Denver, Oct. 2002, Vol. 22, Issue 10.
- Wolf-Smith Risa Lynn, “Independents can benefit form limited liability company structure”, Oil & Gas Journal, November 1994.
- WPA, 1998, World Petroleum Arrangements, Borrows.
- Wynant, Larry, Financiamiento de Grandes Proyectos, Fascículo 305, Biblioteca Harvard de Administración de Empresas, México, 1981.
- Young Christopher, “How to create the next-generation National Oil Company”, Oil & Gas Journal, Vol. 101, No. 35, September 27, 2003.

DIRECCIONES DE PAGINAS DE INTERNET.

- <http://www.imf.org/>
- <http://www.pdvsa.com/>
- <http://www.worldbank.org/>
- www.banxico.org.mx
- www.bp.com
- www.camaradediputados.gob.mx
- www.cefp.gob.mx
- www.cepal.org
- www.chevrontexaco.com
- www.conapo.gob.mx
- www.cre.gob.mx
- www.eclac.cl (CEPAL)
- www.ecopetrol.com.co
- www.eia.doe.gov
- www.energia.gob.mx
- www.energia.org.mx
- www.fitch.com
- www.iae.doe.gov
- www.ici.org
- www.imp.mx
- www.inegi.gob.mx
- www.moodys.com
- www.onu.org
- www.opec.org
- www.pdv.com
- www.pemex.mx
- www.petro-canada.ca
- www.petroperu.com
- www.sener.gob.mx
- www.shell.com
- www.statoil.com
- www.total.com
- www.transnationale.org
- www.unctad.org
- www2.exxonmobil.com
- www2.petrobras.com.br
- www2.standardandpoors.com

LISTA DE ABREVIATURAS

SIGLA	Nombre
AGPN	Administración General del Petróleo Nacional
AIE	Agencia Internacional de Energía
AOI	Aprovechamiento de Obras para Infraestructura
BANXICO	Banco de México
BP	British Petroleum P.L.C.
bpcd	Billones de pies cúbicos diarios
CAPN	Control de Administración del Petróleo Nacional
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
Cetes	Certificados de la Tesorería de la Federación
CPC	Contratos de Producción Compartida
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSM	Contratos de Servicios Múltiples
dmmbtu	Dólares por millón de BTU
EPE	Empresas Petroleras Estatales
EPPI	Empresas Petroleras Privadas Independientes
EPT (Oil majors)	Empresas Petroleras Transnacionales
EUA	Estados Unidos de América
Exxonmobil	ExxonMobil Co.
IED	Inversión Extranjera Directa
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
IPAB	Instituto de Protección al Ahorro Bancario
LLC	<i>Limited liability company</i>
Master Trust	Pemex Project Funding Master Trust
Md	Millones de dólares
MMb	Millones de barriles
MMbd	Millones de barriles por día
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmd	Miles de barriles por día
MMd	Miles de millones de dólares
MMMPCD	Miles de millones de pies cúbicos diarios
mmp	Miles de millones de pesos
MP	Millones de pesos
OBLS	<i>Off balance sheet loan</i>
OCDE	Organization for Economic Co-operation and Development
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEDP	Países en desarrollo petroleros
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
Petromex	Petróleos de México, S. A.
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
PIDIREGAS	Proyectos de Infraestructura de Impacto Diferido en el Gasto
Royal	Royal Dutch Shell Group

SEC	Securities Exchange Commissions
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaria de Hacienda y Crédito Público
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
Total	Total, S. A.

INDICE DE GRAFICAS

CAPITULO		PÁGINA
CAPITULO 1.		
Gráfica 1.1	Intensidad energética en Norteamérica.	7
Gráfica 1.2	Estados Unidos: Importaciones netas de petróleo.	7
Gráfica 1.3	México: Exportaciones de petróleo crudo.	15
Gráfica 1.4	México: PIB/Habitante vs consumo de energía.	17
Gráfica 1.5	Estructura de las fuentes de energía primaria.	18
Gráfica 1.6	Déficit comercial de petrolíferos en México.	19
Gráfica 1.7	Perfil de inversiones en Pemex Refinación.	28
CAPITULO 2.		
Gráfica 2.1	Destino de la inversión extranjera directa en el mundo.	42
Gráfica 2.2	Cadena de valor la E&P de hidrocarburos y eventos críticos.	47
Gráfica 2.3	Representación de una compañía de exploración	53
Gráfica 2.4	Gastos de capital de las petroleras multinacionales.	59
Gráfica 2.5	Gastos de inversión a flujo de efectivo.	60
Gráfica 2.6	Deuda documentada de la EPT, 1998-2003.	62
Gráfica 2.7	Estructura de los pasivos de la EPT, 1998-2003.	62
Gráfica 2.8	Deuda documentada por tipo de financiamiento de la EPT, 1998-2003.	63
Gráfica 2.9	Dividendos a utilidades del ejercicio anterior.	66
Gráfica 2.10	EPT: Pasivo impositivo a pasivos total, 1998-2003.	66
Gráfica 2.11	Fondos de pensión a pasivos totales de las empresas petroleras internacionales 1998-2003.	67
CAPITULO 3		
Gráfica 3.1	Pemex: Ventas internas y ventas totales.	91
Gráfica 3.2	Déficit público y deuda externa, 1960 – 1990.	94
Gráfica 3.3	El despegue de la industria petrolera mexicana.	96
Gráfica 3.4	Inversión e ingresos de Pemex.	98
Gráfica 3.5	Situación presupuestaria de Pemex.	99
Gráfica 3.6	Pozos en exploración y producción.	101
Gráfica 3.7	Déficit fiscal a PIB en países desarrollados.	104
Gráfica 3.8	La deuda documentada de las ETP en el 2002.	109
Gráfica 3.9	Inversión extranjera en México.	112
Gráfica 3.10	Endeudamiento neto de Pemex.	114
Gráfica 3.11	Financiamiento de Pemex.	115

CAPITULO 4

Gráfica 4.1	Requerimientos financieros del sector público a PIB.	122
Gráfica 4.2	Finanzas públicas: Gasto en intereses a gasto total consolidado.	123
Gráfica 4.3	Gasto público programable presupuestario.	123
Gráfica 4.4	Recaudación tributaria a PIB (1998).	124
Gráfica 4.5	Sector Público: Gasto total de capital.	125
Gráfica 4.6	Gasto neto programable de Pemex al total del Sector Público.	126
Gráfica 4.7	Inversiones, Producción y Exportación de Pemex	128
Gráfica 4.8	Gasto de Inversión por Subsidiaria: PEP y Pemex Refinación	128
Gráfica 4.9	Inversiones en Subsidiarias de Pemex: Pemex Petroquímica y PGPB	132
Gráfica 4.10	Superávit de Operación VS Precios del Petróleo.	142
Gráfica 4.11	Rendimientos mínimos garantizados.	144
Gráfica 4.12	Esquema de operación del Fideicomiso No. F/163.	145
Gráfica 4.13	Estructura de los pasivos de Pemex por origen de fuente de financiamiento, 1999 – 2004.	146
Gráfica 4.14	Estructura de los créditos bancarios a Pemex.	148
Gráfica 4.15	Financiamiento para PIDIREGAS.	153
Gráfica 4.16	Pemex: Número de plazas de trabajo.	154

CAPITULO 5

Gráfica 5.1	Precios internacionales del petróleo.	160
Gráfica 5.2	Economía mundial y consumo de petróleo.	161
Gráfica 5.3	Evolución de la estructura financiera de Pemex, 1981-2004.	166
Gráfica 5.4	Efectivo y valores líquidos a activos totales de empresas petroleras.	167
Gráfica 5.5	Ventas totales de Pemex vs precio de la mezcla de exportación.	170
Gráfica 5.6	Tendencia global del costo de ventas de Pemex.	171
Gráfica 5.7	Estructura del gasto corriente de Pemex.	172
Gráfica 5.8	Gasto neto de intereses de Pemex.	173
Gráfica 5.9	Impuestos a ventas totales de Pemex, 1990-2003	175
Gráfica 5.10	Impuestos pagados vs remanente del ejercicio.	176
Gráfica 5.11	Estructura del MEFPEX.	179
Gráfica 5.12	Comportamiento de la inversión en el modelo.	186

INDICE DE CUADROS

CAPITULO		PÁGINA
<i>CAPITULO 1.</i>		
Cuadro 1.1.	Reservas de hidrocarburos en América del Norte.	10
Cuadro 1.2.	Capacidad de refinación en Norteamérica.	12
Cuadro 1.3.	Dimensionamiento del sector nacional de hidrocarburos.	14
Cuadro 1.4.	Perfil de las mejores prácticas de negocios en empresas petroleras multinacionales en E&P.	20
Cuadro 1.5.	Principales tendencias tecnológicas internacionales en la industria de hidrocarburos de E y P.	21
Cuadro 1.6.	Perfil de las mejores prácticas tecnológicas en empresas petroleras multinacionales.	24
Cuadro 1.7.	Empresas de servicios que contrata Pemex en E y P.	25
<i>CAPITULO 2.</i>		
Cuadro 2.1	Diferencias entre emisión de deuda y capital.	36
Cuadro 2.2	Indicadores seleccionados de la inversión extranjera directa y su actividad internacional, 1982 – 2001.	43
Cuadro 2.3	Financiamiento externo a economías de mercado en desarrollo.	44
Cuadro 2.4	Lugar de las principales empresas petroleras transnacionales dentro de las 25 principales empresas transnacionales en el 2000.	58
Cuadro 2.5	Fusiones y adquisiciones en el mercado de los hidrocarburos.	64
Cuadro 2.6	Principales accionistas Fondos de Inversión de Chevron–Texaco, Corp, 2002.	65
Cuadro 2.7	Algunos esquemas empleados por las EPPD para incentivar su producción de hidrocarburos.	73
Cuadro 2.8	Principales destinos del financiamiento de proyectos de inversión en la industria mundial de los hidrocarburos.	75
Cuadro 2.9	Principales bancos proveedores de recursos a proyectos de inversión en la industria mundial de hidrocarburos	76

CAPITULO 3

Cuadro 3.1.	Estructura del capital social de Petróleos de México, S.A. (Petromex).	88
Cuadro 3.2.	Principales variables económicas en los setenta.	95
Cuadro 3.3.	Principales variables económicas en los ochenta.	100
Cuadro 3.4.	Producción de hidrocarburos y derivados.	102
Cuadro 3.5.	Principales variables económicas en México, 1990-2004.	106
Cuadro 3.6	Capacidad de financiamiento total en la economía.	114

CAPITULO 4

Cuadro 4.1	Refinación en México: Capacidad de producción.	131
Cuadro 4.2	Principales trabajos de inversión de Pemex en los ochenta y noventa.	133
Cuadro 4.3	Gastos de inversión de Pemex y subsidiarias.	136
Cuadro 4.4	Diferencia entre los contratos de servicios integrales y los contratos de servicios múltiples.	137
Cuadro 4.5	Contratos de servicios múltiples en Burgos.	139
Cuadro 4.6	Calificaciones asignadas por la Calificadora de Valores Ficta a Pemex.	146
Cuadro 4.7	Perfil de los financiamientos de la deuda de Pemex.	147
Cuadro 4.8	Características generales de las emisiones de valores de Pemex.	150
Cuadro 4.9	Gastos de inversión de Pemex y subsidiarias.	151
Cuadro 4.10	Diferencia entre emisión de deuda tradicional y Pidiregas.	153
Cuadro 4.11	Monto de inversiones destinadas a la construcción de infraestructura de gas natural.	155

CAPITULO 5

Cuadro 5.1	Apalancamiento de las empresas petroleras internacionales.	168
Cuadro 5.2	Comparativo de calificación de riesgo de empresas petroleras.	174
Cuadro 5.3	Utilidad operativo a activos totales de empresas petroleras internacionales.	176
Cuadro 5.4	Estados financieros de Pemex, años seleccionados.	177
Cuadro 5.5	Especificación del destino de la inversión en el modelo MEFPEX.	186
Cuadro 5.6	Principales variables del escenario base o tendencial	190

Cuadro 5.7	Indicadores financieros en el escenario base o tendencial	191
Cuadro 5.8	Análisis del flujo de efectivo de Pemex: Escenario base o tendencial.	191
Cuadro 5.9	Principales variables del escenario pesimista	195
Cuadro 5.10	Indicadores financieros en el escenario pesimista	196
Cuadro 5.11	Análisis del flujo de efectivo de Pemex: Escenario pesimista.	196
Cuadro 5.12	Principales variables del escenario optimista	200
Cuadro 5.13	Indicadores financieros en el escenario optimista	201
Cuadro 5.14	Análisis del flujo de efectivo de Pemex: Escenario optimista.	201
Cuadro 5.15	Comparativo del nivel de precios internacionales de petróleo y el monto requerido de capitalización de Pemex en un escenario base o tendencial.	202
 ANEXO B		
Cuadro B.1	Principales Leyes o Reglamentos aplicables a Pemex.	219
 ANEXO C		
Cuadro C.1	Adelantos obligatorios de Pemex al fisco.	224
Cuadro C.2	Resumen de la Red Fiscal de Pemex hasta el 2005.	226
Cuadro C.3	Rangos de precio de petróleo y tasas de determinación para el cálculo del Fondo de Estabilización.	227
Cuadro C.1	Resumen de la Red Fiscal de Pemex a partir del 2006.	227
 ANEXO E		
Cuadro E.1	Razón de circulante	238
Cuadro E.2	Deuda a Activos Totales	238
Cuadro E.3	Efectivo a activos totales	238
Cuadro E.4	Margen de Beneficio Bruto	239
Cuadro E.5	Utilidad operativa sobre ventas	239
Cuadro E.6	Activo Fijo/ventas	239
Cuadro E.7	Ventas a activos totales	240
Cuadro E.8	Utilidad de operación sobre capital	240
Cuadro E.9	Utilidad neta sobre los activos totales	240
Cuadro E.10	Utilidad neta sobre el capital	241
Cuadro E.11	Impuestos /ventas	241
Cuadro E.12	Impuestos/Utilidad Operación	241