

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE ECONOMÍA

ANÁLISIS Y PERSPECTIVAS FISCALES DE PEMEX

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
LICENCIADA EN ECONOMÍA
P R E S E N T A
MARCELA CAMARGO MONROY

DIRECTOR DE TESIS: MTR. ALBERTO VELÁZQUEZ GARCÍA





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

*En memoria y agradecimiento a
mi Tio Frank y
a mi primo Jaime*

*A mi mamá
por su amor y dedicación*

*A mi hermano Juan José
por su comprensión y cariño*

*A mi tía Ofé
por su incondicional apoyo, ayuda y cariño*

*A mi tío Julio y mi tía Lola
porque siempre estuvieron apoyándome
en mi desarrollo profesional*

*A mi tía Tere, mi tía Chela,
mi tío Enrique, mi tío Memo y mi tío Raúl,
por su apoyo y preocupación*

A todos mis primos

A mi tía Irma, mi tío Toño y Kathy

*A Rocío de la Torre
por su amistad y cariño*

*A Beatriz Soto
por su apoyo, amistad y cariño*

*A mis amigos:
Odette, Gabriela,
Aarón, Mauricio, David Ricardo, Camilo,
Rodolfo Ramirez y Juan Pablo Espejel*

*A Miguel Ángel,
por su apoyo y amor*

ÍNDICE

Agradecimientos	
Introducción	11
Capítulo 1. Marco teórico	17
1.1. Empresa pública	17
1.1.1. Concepto	19
1.1.2. Objetivo	20
1.1.3. Clasificación	21
1.1.4. Funcionalidad	23
1.1.5. Producción pública	25
1.1.6. El caso de Pemex como empresa pública	27
1.2. La Paradoja de la abundancia y Petro-Estado	32
Capítulo 2. Compañías petroleras internacionales: tratamiento fiscal	41
2.1. Panorama mundial actual	42
2.2. Principales compañías productoras de petróleo	43
2.2.1. Empresas privadas	46
2.2.2. Empresas estatales	48
2.3. Regímenes fiscales: PDVSA, Sonatrach y Statoil	49
2.3.1. PDVSA - Venezuela	49
2.3.1.1. Características del entorno continental y de la empresa	49
2.3.1.2. Régimen fiscal petrolero	54
2.3.1.3. Relación con el Estado	62

2.3.2. Sonatrach-Argelia	64
2.3.2.1. Características del entorno continental y de la empresa	64
2.3.2.2. Régimen fiscal petrolero	66
2.3.2.3. Relación con el Estado	68
2.3.3. Statoil-Noruega	68
2.3.3.1. Características del entorno continental y de la empresa	68
2.3.3.2. Régimen fiscal petrolero	74
2.3.3.3. Relación con el Estado	78
Capítulo 3. Petróleos Mexicanos (Pemex)	83
3.1. Tratamiento fiscal	85
3.2. Régimen fiscal actual 1994-2000	90
3.3. Pemex en la finanzas públicas	101
3.4. Finanzas y estados de resultados 1986-2000	112
Capítulo 4. Actuales propuestas alternativas para Pemex	131
4.1. Facultad de Economía-UNAM	133
4.2. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Secretaría de Energía (Sener)	138
4.3. Pemex	141
4.4. Otras	143
Conclusiones	145
Anexo I. Indicadores de desempeño para Pemex	151
Anexo II. Consecuencias fiscales para Pemex: infraestructura, desarrollo e ingresos	155
Anexo estadístico	173
Bibliografía	181

Agradecimientos

Para la realización de esta investigación quiero hacer algunos agradecimientos especiales: a la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Economía por brindarme los conocimientos necesarios y el entusiasmo para lograr mi formación.

A los profesores que creyeron en este proyecto y me ayudaron dándome ideas muy valiosas para su desarrollo: mi tutor de tesis Alberto Velázquez García; Angel de la Vega Navarro; Gildardo López Tijerina y Benjamin García Páez.

También quiero agradecer a las personas que me proporcionaron la información que se fue necesitando a lo largo de la investigación, y que también accedieron a entrevistas: Jesús Mora Contreras del Departamento de Economía de la Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela; Lars Asbjorn Nag, director de la Norwegian Petroleum; al Lic. Leopoldo Díaz Toledo de la Gerencia Fiscal de Pemex, y al Lic. Francisco Enriquez Monroy de Pemex.

Agradezco también al Lic. Juan Partida, a todos mis profesores, a mis más allegados compañeros y a todo el personal que labora en la Facultad de Economía, que de cierta manera me acompañaron a lo largo de mi estancia en esta Máxima Casa de Estudios.

Introducción

Estudiar una empresa de la importancia de Petróleos Mexicanos (Pemex) exige una adecuación de los instrumentos metodológicos que habrán de utilizarse con la finalidad de arribar a conclusiones que permitan soluciones precisas y que, al propio tiempo, impulsen los estudios de otros investigadores acerca del gravamen fiscal de la industria petrolera.

En el presente caso, el interés giró en torno al régimen fiscal al que está sometido Pemex en su carácter de empresa paraestatal, y de cómo optimizar sus ingresos con sus aportaciones fiscales y así, con base en la equidad, impulsar el desarrollo de esta entidad para hacerla competitiva en el ámbito internacional, en beneficio de México y de la empresa misma.

Esta investigación tratará de proporcionar las herramientas suficientes para crear un nuevo mecanismo con el que Pemex cumpla sus obligaciones tributarias. Para tal hecho se tomó de modelo el tratamiento fiscal hacia algunas compañías petroleras estatales importantes: Petróleos de Venezuela (PDVSA), Statoil y Sonatrach, y algunas propuestas realizadas para Pemex en este sentido.

Cabe mencionar que el tema de los regimenes fiscales está en plena revisión y discusión en todas las economías petroleras del mundo, dada la coyuntura económica global que ha supuesto la caída del precio de las materias primas en los mercados internacionales —entre ellas el petróleo—, con la consecuente disminución de los ingresos fiscales. En concreto, estos regimenes se refieren a los mecanismos de participación del Estado —que es el propietario del recurso— en el negocio de producción y comercialización del crudo.

Pemex es la empresa pública mexicana que ha jugado un papel imprescindible en el desarrollo de nuestro país; por ejemplo, durante el gobierno de López Portillo se mencionó que el petróleo era la fuente de crecimiento de la economía mexicana, y por eso fue

necesario invertir en él --lo cual no se hizo del todo--, ya que por el tipo de subsuelo que hay en el país, este recurso iba a durar aproximadamente 50 años; estamos hablando de que para el año 2026 Pemex podría dejar de ser una de las empresas más fructíferas en los ámbitos nacional e internacional, suceso que sería riesgoso para nuestra economía y para nuestras finanzas públicas, porque cabe mencionar que en el año 2000 los ingresos petroleros representaban un 23% del total de los ingresos federales.

A principios de la década de los ochenta más de 50% de las exportaciones de México correspondían al petróleo y sus derivados; en 1996 del total de las exportaciones mexicanas solo 12% correspondieron a este concepto. Las autoridades para impedir la caída de la industria petrolera, implantaron una transformación institucional y el cambio estructural, que consistía en el saneamiento de las finanzas públicas, la reorganización de la estructura administrativo-laboral y la actualización tecnológica. Con este programa se pretendía precisar la misión de la industria haciendo una organización moderna, integrada, eficiente, orientada al consumidor y capaz de maximizar el valor económico de sus activos a largo plazo. Así fue como también en el ámbito internacional hubo un nuevo orden que obligó a Pemex en 1996 a: incrementar la eficiencia energética, mejorar la productividad de sus trabajadores, optimizar la utilización de sus instalaciones y de sus sistemas logísticos, e intensificar esfuerzos de innovación tecnológica.

En ese año Pemex era la empresa más importante de México, la cuarta de América Latina, la 42ª a nivel mundial y la décima como compañía petrolera internacional; sin embargo, ni la construcción de capacidades productivas y administrativas adicionales para adecuar a Pemex a su nueva condición de exportador neto de hidrocarburos en los setenta, ni el proceso intenso de reestructuración organizativa emprendido en los noventa para elevar su eficiencia operativa, se acompañaron de la revisión del régimen fiscal al que está sujeta la entidad.

Por el contrario, se puede decir que el esquema fiscal profundizó el perfil ruinoso que actualmente la caracteriza, sin diferenciar entre activos productivos, que generan un flujo

de rendimientos, y bienes brindados por la tierra, es decir que no constituyen un concepto de *stock*.

Así, el aplazamiento de la deseable reforma fiscal y la falta de distinción entre las fases extractiva y operativa en la industria petrolera mexicana, han conducido a la imposición de una masa impositiva gravosa, conceptualmente insostenible, y que opera como un costo fijo creciente para Pemex.

Por tanto el objetivo de la reforma fiscal para Pemex es el de tener acceso a recursos que le permitan contar con cantidades adicionales, con una mayor financiación, con ahorros por convenios de servicio, así como con alianzas y asociaciones con el sector privado, además de proporcionar un gran incentivo para su buen funcionamiento, con modelos empresariales que impulsen el crecimiento y la competitividad.

Es importante mencionar que en caso de que no se llevara a cabo una reforma adecuada ni el grado de inversión requerida, los riesgos a que se enfrentaría Pemex podrían colocarlo al borde de un posible colapso; es decir, en un proceso de deterioro que ya se inició hace algunos años y que, de no cambiar, se podría profundizar, lo cual está comprobado a lo largo de toda la indagación realizada.

De ahí la preocupación de iniciar una investigación que aborde el problema de una reforma fiscal desde el punto de vista de Pemex como empresa, sin intentar dar o hacer un análisis solamente en beneficio del gobierno, ya que si existe algo claro es el hecho de que al gobierno lo único que le interesa es salir beneficiado en recursos, y no está del todo preocupado por la severa crisis irreparable en la que entraría su principal contribuyente.

Por tanto se analiza el concepto de empresa pública mexicana y el caso de Pemex como una de ellas. Se aborda el concepto de Petro-Estado y Paradoja de la abundancia. También se incursiona en el comportamiento mundial de las compañías petroleras con el objetivo de conocer distintos regímenes fiscales hacia compañías petroleras estatales internacionales.

Por lo expuesto antes, se parte de la hipótesis en la que se afirma que el tratamiento fiscal actual de Pemex es poco adecuado para su desarrollo, y apoya la corriente de que es necesario el cambio de régimen fiscal como medida para proporcionar mayor autonomía presupuestaria a la empresa, esta autonomía dependerá de la resolución de las diferencias de ideas —entre el Estado y Pemex— que se tienen al respecto de un régimen fiscal adecuado.

En el primer capítulo se explicará la inquietud generada a partir del papel que desempeña Pemex teóricamente como empresa pública, y su funcionamiento, para ir aterrizando de forma gradual en sus características y en su vínculo con el Estado a través de los ingresos federales para, finalmente, poder conceptualizar el caso mexicano en el análisis de la Paradoja de la abundancia y el concepto de Petro-Estado.

En el segundo capítulo se analiza la industria petrolera internacional y cómo puede ser determinante para el buen desempeño de Pemex, conocer otros regímenes fiscales de compañías petroleras que son propiedad del Estado —hay varias compañías con este tipo de propiedad, sin embargo el análisis se enfoca prácticamente sólo a tres empresas: PDVSA, Sonatrach y Statoil— y que tienen un lugar estratégico en el ámbito internacional por sus características, ya sea tecnológicas, administrativas o productivas. El estudio anterior se realiza con el objetivo de encontrar dentro de los regímenes fiscales mencionados anteriormente, una propuesta o alternativa para Pemex.

En el capítulo 3, se aborda el tema central de esta tesis: Pemex. Se hace un análisis enfático de su régimen fiscal desde 1980 al año 2000. También se estudia su participación en las finanzas públicas y sus finanzas y estados de resultados. El objetivo de este capítulo es hacer una fundamentación respaldada por una amplia investigación, que avale la hipótesis principal de esta tesis.

El cuarto capítulo expone algunas de las propuestas que se han hecho para poder evitar que se siga gravando a Pemex de manera desmesurada. Estas propuestas están enfocadas en cuatro vertientes: académica, política, institucional y mundial. La primera es de la Universidad Nacional Autónoma de México; la segunda es una propuesta que analiza las ideas contrapuestas que manejan la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía (Sener); la tercera se retoma directamente de la que hace Pemex a todos los organismos e instituciones que tienen decisión sobre su funcionamiento; y, finalmente, la cuarta reúne algunos comentarios realizados por el Banco Mundial y por estudiosos en la materia.

En conclusión, con la información recopilada se tratará de brindar la mejor solución y explicación que se relacione con la necesidad de concientización hacia Pemex desde el punto de vista de su desarrollo y competitividad mundial, así como otros puntos claves para estabilizarla financieramente. Se trata de resaltar lo que se puede ganar con una estrategia ordenada y también lo que se puede perder si no se toma la decisión adecuada al respecto.

Capítulo 1. Marco teórico

El desarrollo del marco teórico se centra en el estudio de Petróleos Mexicanos (Pemex) como una empresa pública sujeta a una serie de restricciones y características especiales, aunado a un tratamiento especial en su régimen fiscal por parte de las autoridades. En este apartado primeramente se hace un análisis consistente en la definición de empresa pública, su funcionamiento, y los tipos de empresas públicas que existen, lo anterior con el objetivo de confirmar por qué Pemex es una empresa pública y cuál es su vínculo con el Estado. Finalmente se hace una revisión a dos investigaciones integradas, que fueron realizadas por profesores especialistas en estudiar el desempeño y papel del petróleo en el Estado.

1.1. Empresa pública

Actualmente se puede considerar que la economía de casi todos los países se dirige con el esquema de *economía mixta*,¹ aunque de unos años a la fecha el papel del Estado se ha ido reduciendo en muchas de sus funciones dejándole principalmente un papel de administrador, regulador y vigilante; haciendo a un lado el papel que pueda jugar en la asignación y distribución de bienes y servicios.

Sin embargo, a pesar de que los mercados suelen ser un buen mecanismo para organizar la actividad económica, también en ese intercambio cotidiano se puede observar que el Estado interviene en las actividades de la economía fomentando eficiencia y equidad a través de una serie de instrumentos que se lo permiten. Es decir, la economía de mercado puede

¹ La economía mixta es la actividad económica que se encuentra dirigida tanto por empresas y hogares como por el Estado. En esta, los precios y la oferta de bienes y servicios están determinados en gran parte por los procesos de mercado. El Estado interviene administrando, regulando, vigilando, y en algunos casos asignando y distribuyendo bienes y servicios en la actividad económica de acuerdo con las reglas institucionales y contractuales establecidas, sin suplir ni cancelar al mercado y la propiedad privada. José Ayala, *Economía pública una guía para entender el Estado*, Facultad de Economía, UNAM, 1997, p. 25.

entonces tener ciertas limitantes en la eficiencia y la equidad que son la pauta de la *intervención del Estado*² en determinadas actividades de la economía.

El Estado puede intervenir en la economía cuando se considera que el mercado no está logrando resultados eficientes para el beneficio de la sociedad, y en este sentido se le han asignado ciertas *funciones*³ que le permiten realizar de diferentes formas dicha intervención. Pero cuando el Estado interviene para mejorar la asignación de los recursos se puede decir que interviene o participa en el mercado directamente, ya que otras de sus funciones es el de ser regulador.

La intervención del Estado en la economía —como menciona Rodolfo Madrid—⁴ puede ponerse a debate desde muchas perspectivas y más desde la económica, pero resulta interesante cómo el mismo Estado puede utilizar las herramientas o instrumentos que tiene a su disposición para intervenir y en este sentido la empresa pública resulta un tema práctico para revisar cómo es que el Estado puede utilizarla como instrumento de política económica para intervenir en la economía de un país. Por tanto, el concepto, las funciones y

² Los aspectos teóricos que enmarcan la intervención del Estado son los fallos del mercado que incluyen

- el poder del mercado, y
- la no existencia de mercados

El poder de mercado está explicado por el modelo de equilibrio general, en el que las personas actúan como tomadores de precios, pero no siempre es así, a veces algunas personas son quienes deciden los precios, es decir tienen el poder de afectar los precios, por lo que una asignación puede llegar a ser ineficiente; por ejemplo las empresas competitivas actúan en el punto en el que el precio es igual al costo marginal, por el contrario, las empresas monopolísticas actúan en el punto en que el precio es mayor que el costo marginal, por tanto, el nivel de producción es menor y el precio mayor, por lo que el bienestar del consumidor es inferior al de la empresa.

La no existencia de mercados se plantea en los teoremas en los que existe un mercado para cada bien, si un mercado no existe es difícil poder realizar una asignación eficiente, en estos casos se considera que el Estado puede garantizar que exista dicho mercado, o por lo menos un cierto nivel de este. Pero cabe señalar que incluso cuando hay competencia, el mercado puede ofrecer algunos bienes en exceso y otros muy poco, los principales ejemplos de fallas de mercado en estos casos son las externalidades, los bienes públicos, y la información asimétrica.

Las funciones del Estado son mejorar la asignación de los recursos, mejorar la distribución del ingreso, estabilización y pleno empleo, promoción del crecimiento, y garantizar derechos de propiedad, contratos y regulaciones. José Ayala *Mercado, elección pública e instituciones. Una revisión de las teorías modernas del Estado*, Ed. Porrúa y Facultad de Economía, UNAM, 1996, p. 55. El autor se basa en las funciones que Mises le atribuye al Estado.

³ Rodolfo Rafael Madrid Sánchez de la Vega. *La empresa pública como instrumento de política económica en México. Su papel en los años del cambio, 1983-1993*. Tesis para obtener el título de licenciado en economía. Facultad de Economía, UNAM, 2001.

objetivos de la empresa pública toman relevancia al jugar un papel importante dentro de la economía.

1.1.1. Concepto

En este apartado, el desarrollo teórico está basado en el concepto de *empresa pública* que se describe en un trabajo realizado por el International Center for Public Enterprises in Developing Countries (ICPE) donde se define a la empresa pública desde sus dos dimensiones (empresarial y pública):

En lo referente a las dos dimensiones de la empresa pública, la primera se refiere a las condiciones que realiza dentro de la actividad mercantil (como es la construcción, comercio, servicios, minería, finanzas, manufactura, petróleo y demás actividades productivas), a la colocación de la producción en el mercado y al concepto de rentabilidad de la empresa. La dimensión pública, se refiere a la propiedad y control por parte de las autoridades públicas, es decir, la participación accionaria y la dirección por parte de las autoridades designadas que tienen la responsabilidad ante los organismos estatales.⁵

Por otro lado la empresa pública - menciona Ayala— es una entidad administrativa, agencia u organización, creada por la ley general o por un acto especial de propiedad gubernamental (total o parcial), que se encuentra bajo la influencia y el control total o significativo del gobierno central, estatal o municipal, o de colectividades públicas. Tiene dos características esenciales:

- La propiedad parcial o total del capital por parte del Estado, y
- que esta participación esté fundada en un fin específico.

⁵ Citado en Jorge Barenstein, *La gestión de empresas públicas en México, tercera reimpresión*, (Textos de Ciencias Sociales), México, CUBA, 1989, p. 41.

Cabe mencionar que las empresas públicas están bajo control gerencial superior por parte de las autoridades públicas, incluyendo la capacidad de designar al órgano administrativo y de formular las decisiones de política de la empresa.

Además estas empresas se establecen bajo un conjunto definido de propósitos públicos, que pueden ser de carácter multidimensional; también se encuentran bajo un sistema de responsabilidades públicas; sus actividades tienen el carácter fundamental de inversión y rendimientos; y comercializan sus productos en forma de bienes y servicios.

1.1.2. Objetivo

La empresa pública tiene la tarea de suplir la ineficiencia, insuficiencia y fallas de mercado en la provisión de bienes para los cuales no se tuvieron los incentivos suficientes de inversión. La creación de empresas públicas —menciona Ayala—⁶ estuvo asociada también a las siguientes causas:

- Provisión de bienes y servicios públicos que la empresa privada no ofrece, porque carece de incentivos para ello o porque sería socialmente indeseable o económicamente inviable
- Regulación de la economía a través de la creación de monopolios públicos para atenuar las pérdidas de eficiencia y bienestar social.
- Promoción deliberada del desarrollo en las áreas de la economía en las cuales el sector privado nacional es débil, carece de capital, capacidad empresarial y tecnología.
- Preservar y fortalecer la soberanía nacional manteniendo o creando empresas públicas en actividades sobre las cuales la inversión extranjera pudiera competir desventajosamente con la empresa privada nacional, tratando de garantizar el control nacional de áreas estratégicas de la economía.

⁶ Jose Ayala, *La economía del sector público mexicano*, Facultad de Economía, UNAM, 1999, p. 415.

La empresa pública se considera como un ente establecido gracias a que el Estado busca mejorar la eficiencia de la economía, participando en el mercado de bienes y servicios. Cabe mencionar que la empresa pública se constituye de forma diferente a la empresa privada en el aspecto administrativo y algunas veces hasta en el jurídico.

1.1.3. Clasificación

El marco institucional dio la pauta para que el sector paraestatal se consolidara y permitió un mejor funcionamiento de las empresas públicas dentro de la política económica. La Ley federal de entidades paraestatales presentó un sector paraestatal conformado por:

- organismos descentralizados,
- empresas de participación estatal mayoritaria, y
- fideicomisos públicos.

Sin embargo, hay muchas modalidades de empresas públicas, pero, se asume que toda empresa pública es aquella que forma parte del sector público de la economía. Así, estas empresas pueden ser:

- La empresa sin independencia y personalidad jurídica propia, administrada directamente por la organización central.
- Las sociedades de economía mixta, en que participan capitales estatales y privados.
- Las sociedades mercantiles o civiles, cuyo capital se encuentra en manos del Estado.
- Ente estatal descentralizado, organizado bajo un régimen semiadministrativo, y regido alternativamente por el derecho público o el privado, según corresponda la naturaleza de sus actos.

Estas empresas deben de ajustarse a los programas sectoriales formulados por la coordinadora de sector, a la Ley de Planeación, al Plan Nacional de Desarrollo, a los programas sectoriales que se derivan del mismo y a las asignaciones de gasto y financiamiento autorizados. Su presupuestación se lleva a cabo a partir de programas

anuales, los cuales deben contener una detallada descripción de sus objetivos, metas y unidades responsables de su ejecución y evaluación; éstas deben de sujetarse a los lineamientos que impone la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la coordinadora del sector en cuanto a gasto se refiere; el manejo de los recursos lo realizan cada una de las empresas de acuerdo con los órganos que la conforman.

A las empresas públicas anteriores se les destina el cumplimiento habitual de actividades económicas, industriales, comerciales, financieras o la prestación de servicios públicos, en el marco de una economía de mercado, con el objetivo de satisfacer necesidades o intereses colectivos, con prioridad de este fin sobre la maximización del beneficio, y asumiendo el riesgo de la explotación.

Cabe señalar que en México las empresas públicas paraestatales no dependen ni forman parte de ninguno de los poderes de la nación, sino de un conjunto de unidades dirigidas de forma autónoma, siempre tratando de cumplir los objetivos sociales que se le asignan.

Dentro del sector paraestatal, como ya se expuso, se encuentran los organismos descentralizados; en el marco de esta investigación es importante mencionar las características que califican a estos organismos, debido a que el tema que se aborda a lo largo de esta tesis así lo requiere.

Los organismos descentralizados son:

Las Entidades creadas por ley o decreto del Congreso de la Unión o bien por decreto del Ejecutivo Federal que tienen personalidad jurídica y patrimonio propio, cualquiera que sea la estructura legal que adopten. Su administración está a cargo de un órgano de gobierno, ya sea una junta de gobierno o su equivalente a un director general. Estos organismos deben de estar registrados en el Registro Público respectivo que controla la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Los objetivos de estos organismos son :

- *Prestación de un servicio público social.*
- *explotación de bienes y recursos propiedad de la nación, entre los que se encuentra el petróleo.*
- *obtención y aplicación de recursos para fines de asistencia o seguridad social, y*
- *el desempeño de actividades relativas a la investigación científica.*⁸

1.1.4. Funcionalidad

El funcionamiento de la empresa pública es coadyuvar a lograr los mayores beneficios sociales para la población en su conjunto, por eso el mecanismo de los precios en algunos casos —como lo es el del petróleo— no es guía principal en la asignación de recursos públicos. Las funciones de la empresa pública tienen un carácter fundamentalmente político-social y en segundo lugar mercantil; algunos de sus objetivos son:

- Promover el desarrollo industrial.
- suplir la inacción de la iniciativa privada en rubros de alto riesgo y/o baja rentabilidad.
- realizar actividades reservadas al dominio nacional.
- explotar recursos estratégicos, etcétera.

Las empresas públicas tienen características propias que las distinguen de las empresas privadas. Porque cubren simultáneamente las dimensiones empresarial (de mercado) y pública (fuera del mercado). En este sentido compete en el mercado tratando de obtener ganancias cumpliendo al mismo tiempo con los objetivos sociales asignados por el Estado.

Estas empresas pueden ser exclusivamente estatales, mixtas, de propiedad mayoritaria o minoritaria, etcétera.

⁸ Jorge Wiker e Ismael Iliava. "Aspectos generales del régimen legal aplicable a las entidades paraestatales", en Marcos Kaplan, *et al.* *Regulación jurídica de intervencionismo estatal en México*, México, Fondo de Cultura Económica y Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, 1988, pp. 354-362.

Ayala menciona que teóricamente se han propuesto nuevos enfoques que contribuyen a mejorar el entendimiento sobre como funcionan las empresas públicas. Entre las principales contribuciones destacan:

- a)* La extensa aplicación del enfoque de la agencia y el principal para mejorar los esquemas de administración entre el gobierno federal y el sector paraestatal, y entre los directivos y los trabajadores.
- b)* El comportamiento de la burocracia administrativa en estas empresas fue mejor entendido y se han podido aplicar medidas correctivas sobre desviaciones y prácticas oportunistas.
- c)* El enfoque de los derechos de propiedad permitió abordar problemas de incentivos generados por la separación de la propiedad y la gerencia.
- d)* La distinción entre el tipo de restricciones que enfrenta la empresa pública y la privada ha permitido mejorar las técnicas y prácticas de presupuestación, en los ámbitos del control presupuestario y de gestión.

La participación de las empresas públicas ha variado a lo largo del tiempo, los cambios más significativos ocurrieron a principios de los años noventa; actualmente los tipos de actividades en las que intervienen son: en la producción de capital, producción de insumos intermedios de uso generalizado y en la producción de bienes diferenciados en oligopolios concentrados.

La principal crítica que se hace a las empresas públicas es la ineficiencia y la ambigüedad en la definición de sus objetivos, lo cual fue la principal motivación para buscar modelos teóricos que explicaran estas posibles causas y cómo corregirlas. Por ejemplo, la escuela de la elección pública proporcionó nuevas ideas para estudiar los problemas de incentivos y conducta de la burocracia en estas empresas, y los modelos de maximización del presupuesto y del tamaño del empleo público.

Hay algunas preguntas que se formulan en torno a la funcionalidad y existencia de las empresas públicas en la economía, y cómo éstas en vez de representar fallos de mercado pueden incentivar a un mejor desarrollo económico y social; así como operar satisfactoriamente en el mercado y en el mejoramiento del bienestar a través de un presupuesto asignado.

El desarrollo de la empresa pública motivó la búsqueda de teorías que explicaran su comportamiento y desempeño. Ayala menciona que los economistas adaptaron una buena parte de la teoría microeconómica a este análisis pero fue insuficiente, por ejemplo se demostró que el modelo de *competencia perfecta*⁹ que incluye la teoría de las fallas de mercado y del *second best*, no era útil para explicar el funcionamiento de la empresa pública.

1.1.5. Producción pública

Como ya se mencionó anteriormente el Estado tiene el objetivo de explotar recursos estratégicos —como el petróleo— y promover el desarrollo industrial, por tanto existe la llamada producción pública en la que:

El gobierno produce directamente tanto bienes públicos como privados. Y también puede ser productor, proveedor y consumidor de bienes y servicios del sector privado. El gobierno puede producir bienes privados en distintas actividades: telecomunicaciones, energía (petróleo, gas, electricidad, etcétera), transporte,

⁹ El modelo básico de equilibrio general competitivo nos proporciona —menciona Antonio Villar en *Curso de microeconomía avanzada. Un enfoque de equilibrio general*, Barcelona, Ed. Antoni Bosh, editor, 1996— un entorno preciso en el que los precios y los mercados son instituciones suficientes y eficaces para la coordinación de la actividad económica, lo que se denomina *mano invisible*. Cuando se habla de fallos del mercado el teorema de la *mano invisible* deja de cumplirse, ya sea porque no existe equilibrio o porque estos equilibrios no son eficientes. La ineficiencia de los desequilibrios indica que habiendo asignaciones en las que todos pueden estar mejor, estas no se consiguen. La razón de estos fallos reside en que las asignaciones sólo resultan alcanzables mediante algún tipo de coordinación entre los agentes que va más allá de lo que ofrecen los mercados. Hay tres elementos que se analizan cuando aparecen fallos de mercado:

a) la comprobación de que tales fallos existen, se verifican a partir de que las condiciones de óptimo y de equilibrio difieren;

b) estudiar los posibles remedios de esas ineficiencias (mediante la actuación reguladora del sector público);

c) indagar acerca de la naturaleza de estas ineficiencias porque no hay coordinación en asignaciones eficientes.

*explotación de recursos naturales renovables y no renovables; seguros; servicios financieros, bancarios y manufacturas.*¹⁰

En los últimos años la teoría económica del sector público ha florecido, se han desarrollado modelos nuevos y más complejos entre los que destaca el análisis de la producción pública que está relacionada con la provisión de *bienes públicos*¹¹ y la producción pública de *bienes privados*.¹²

Sin embargo el argumento que está más a favor del control público de la producción de algunos *bienes privados* —según Stiglitz— consiste en que las empresas privadas tratan de maximizar los beneficios de los propietarios y no el bienestar del país. Estas empresas actúan en beneficio propio (la maximización de los beneficios) en los mercados competitivos, satisfacen el interés público, por eso el problema está en que no llevan a que la economía asigne eficientemente los recursos sin que exista un conflicto entre la búsqueda de los intereses privados y los intereses públicos; por tanto hay que considerar los *fallos de mercado* ya que las empresas privadas incentivan una asignación ineficiente de recursos.

Cabe mencionar que la empresa pública como proveedor de bienes y servicios juega un papel relevante en el desarrollo económico de nuestro país, aunque actualmente se debate la cuestión del grado de intervención del Estado en la producción nacional.

¹⁰ José Ayala, *La economía* — op. cit. — p. 416.

¹¹ Para Samuelson un bien público puro es aquel cuyo consumo por parte de un individuo no afecta el consumo de este bien por parte de otro consumidor. Un bien público se caracteriza por la no exclusión y no rivalidad en el consumo. La no rivalidad en el consumo se refiere a la idea de que los beneficios de un bien pueden ser disfrutados por más de una persona simultáneamente. La no exclusión existe cuando una persona puede disfrutar de un bien sin necesidad de pagar por su consumo, ya que el costo marginal para un consumidor adicional es nulo. Los bienes públicos son indivisibles, no hay derechos de propiedad claramente establecidos para que puedan asignarse a un individuo en particular, por tanto la no exclusión, es simplemente una cuestión técnica. José Ayala, *Economía pública* — op. cit. — p. 189.

¹² Los bienes privados puros tienen la propiedad esencial de que el consumo de un bien por parte de un individuo disminuye el monto de bienes que podría consumir otro individuo. Tienen la propiedad de la rivalidad en el consumo y la propiedad de la exclusión, es decir, solo puede consumirlo el individuo que ya pago un precio por este bien. En consecuencia es posible excluir a otros individuos de su consumo y la exclusión es factible, no tiene costos o puede aplicarse fácilmente. José Ayala, *Economía pública* — op. cit. — p. 188.

1.1.6. El caso de Pemex como empresa pública

En este apartado se estudiará directamente cómo es que Pemex es una empresa pública, y cómo es que interactúa con el gobierno.

Pemex es considerada una empresa pública, ya que por ley y principio constitucional de mantener la propiedad y el control del Estado sobre los hidrocarburos, éste otorga a través de esta empresa la autorización de explorar y explotar el subsuelo de ciertos terrenos.

Por tanto, Pemex es una empresa pública paraestatal que se encuentra dentro de los organismos descentralizados, ya que su caracterización legal comprende tanto el nombramiento de directivos o miembros del consejo de administración como la capacidad del veto, lo que va más lejos de la simple participación accionaria del gobierno en el capital social de la empresa.

Entre las leyes que rigen a Pemex y la legitiman como empresa pública se encuentran:

- El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: en este artículo se establece que corresponde a la nación el dominio directo del petróleo, y que no se darán concesiones ni contratos para la explotación de éstos, ya que la nación la llevará a cabo por conducto de los organismos creados para ello y en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.
- Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo: En esta ley se establece que la nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades que se consideran estratégicas en los términos del artículo 27, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.
- Ley orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios: en esta ley se establece que Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

con domicilio en la ciudad de México, Distrito Federal, que tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera¹³ estatal en los términos de la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo. En el artículo cuarto de esta ley se establece que Petróleos Mexicanos y sus organismos descentralizados, de acuerdo con sus respectivos objetivos, podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios y contratos y suscribir títulos de crédito; manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables. El artículo sexto de esta misma ley establece que Petróleos Mexicanos será dirigido y administrado por un consejo de administración, que será el órgano superior de gobierno de la industria petrolera, sin perjuicio de la autonomía de gestión de los organismos y el director general será nombrado por el ejecutivo federal.

Es importante mencionar que todas las empresas públicas requieren inevitablemente de un sistema tributario en el que exista eficiencia económica, sencillez administrativa, flexibilidad para adaptarse a un entorno cambiante, transparencia política y equidad.

¹³ La industria petrolera abarca:

- I. la exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;
- II. la exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración; y
- III. la elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:

1. Etano;
2. Propano;
3. Butano;
4. Pentano;
5. Hexano;
6. Heptano;
7. Materia prima para negro de humo;
8. Nafas; y
9. Metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Es aquí donde intervienen las *finanzas públicas*¹⁴ como el conjunto de elementos que participan en la captación de recursos, administración de los mismos y gastos que realiza el Estado a través de las diferentes instituciones del sector público; además de comprender el manejo de los *ingresos*¹⁵ y gastos públicos. Sus elementos principales son: el presupuesto de ingresos, donde están todos los rubros que representan captación de recursos por parte del Estado, tales como *impuestos*,¹⁶ tarifas y derechos; la administración adecuada de los ingresos captados, debe ser de tal manera que no haya evasión fiscal y los recursos se distribuyan en forma conveniente, según las necesidades de la sociedad; y el gasto público, debe de representar la distribución de los recursos captados en función de las necesidades sociales.

En México, el sistema tributario tiene dos elementos fundamentales:¹⁷

1. El marco normativo o legal que define los principios y reglas de acuerdo con las cuales se definen las distintas figuras tributarias, impuestos, derechos, etcétera; y
2. las técnicas fiscales que se utilizan para mejorar la recaudación y hacerla más equitativa de acuerdo con los objetivos del gobierno y la sociedad, lo que implica la utilización de instrumentos que llevan a la práctica la tributación.

Los ingresos del sector paraestatal son los recursos que obtienen las diversas entidades que lo conforman, y tienen su origen principal en la venta de bienes y servicios que ofrecen a la colectividad; ingresos por erogaciones recuperables; ingresos por la venta de activo fijo;

¹⁴ En la teoría económica se explica que los resultados de las finanzas públicas dependen más del nivel de renta de los agentes económicos que de la orientación de la política fiscal implementada, ya sea expansiva o restrictiva, así cuando en una economía los agentes presentan un elevado nivel de renta, normalmente las finanzas públicas registran resultados superavitarios, inclusive cuando la política fiscal sea expansiva. Este fenómeno se debe a que la recaudación tiende a ser mayor. En el caso contrario, cuando la recaudación es reducida, debido al bajo nivel de renta de los agentes económicos hay una recesión y es muy probable que se registre déficit en la cuenta pública. En las etapas recesivas se incrementan las transferencias gubernamentales a los sectores más dañados por la crisis, lo cual aumenta la tendencia deficitaria en las finanzas públicas.

¹⁵ Los ingresos son todos aquellos recursos que obtienen los individuos, sociedades o gobiernos por el uso de la riqueza, trabajo humano, o cualquier otro motivo que incremente su patrimonio. En el caso del sector público, son los provenientes de los impuestos, derechos, productos, aprovechamientos, financiamientos internos y externos; así como de la venta de bienes y servicios del sector paraestatal.

¹⁶ Los impuestos según Ayala mejoran la eficiencia de alguna falla del mercado cuando son correctivos: bienes públicos, monopolios, externalidades y problemas de información.

¹⁷ Estos elementos se pueden encontrar en José Ayala, *La economía* - op. cit., p. 228

aportaciones de capital y transferencias del Gobierno Federal, así como los financiamientos externos e internos.

Para entender cómo es que Pemex participa en las finanzas públicas se debe explicar que los ingresos del Gobierno Federal se clasifican en dos tipos: *los tributarios* y *los no tributarios*. Los tributarios son aquellos que contienen la recaudación correspondiente a todos los impuestos; este tipo de ingreso es bastante estable y su evolución es previsible porque está asociado estrechamente al comportamiento de la actividad económica. Los segundos comprenden los derechos, productos, aprovechamientos y contribuciones de mejoras; dentro de los ingresos, son el componente más volátil dado que no están vinculados directamente con el desempeño de la actividad económica y, en algunos casos, responden a variaciones en los precios internacionales de determinados bienes o servicios como el petróleo, o de programas específicos y no recurrentes.

Dentro de los ingresos no tributarios se encuentran los ingresos petroleros del Gobierno Federal que son los recursos que obtiene éste por concepto de impuestos y derechos derivados de la extracción, explotación, producción y comercialización del petróleo y sus derivados.¹⁸

Cabe mencionar que Pemex es el principal contribuyente del gobierno y por ende los ingresos públicos se ven supeditados al precio del petróleo, lo cual ha resultado muy difícil para el gobierno en sus asignaciones al gasto social; y lo más importante es que ha limitado el desarrollo de dicha empresa; de esta última idea —que es el principal problema de estudio de esta tesis— es de donde se parte para analizar los siguientes capítulos.

Asimismo es importante señalar que el régimen fiscal al que está sujeto Pemex es un régimen especial que está explicado por varios modelos que condujeron al sector público, y que fueron retomados por nuestro país. Primeramente fue el modelo independentista y estatista de desarrollo que designó a la empresa pública como instrumento primordial, en

¹⁸ SHCP, *Glosario de términos*, <http://www.shcp.gob.mx>.

donde Pemex fungió como tal, ya que fue considerada una empresa pública estratégica para el Estado; por tanto, en esa época:

Las exigencias a la empresa pública se extienden a las condiciones de valorización de hidrocarburos en el mercado nacional ya que el recurso debe beneficiar al conjunto de la nación, a los consumidores domésticos e industriales a través de una subtarificación de los precios de productos petroleros. Lo anterior se da en el periodo de incremento de los precios del petróleo en los países productores, donde la empresa pública es creada como un instrumento de Estado al servicio de los objetivos nacionales de desarrollo.¹⁹

En este contexto, la empresa pública, muchas veces en situación de *monopolio natural*,²⁰ es creada como uno de los objetivos nacionales de desarrollo y la gestión sectorial de esta herramienta industrial se ve totalmente subordinada a los objetivos macroeconómicos.

En los ochenta se presentaron algunas insuficiencias en el modelo anterior y surgió el modelo *extravertido liberal*²¹ de desarrollo que lo criticaba, mencionando que las insuficiencias del gobierno se llevaban a cabo en la toma de decisiones, en la gestión y en el aspecto macroeconómico, planteando de esta manera que el Estado eficaz debe ser mínimo, ya que su intervención tiende a aumentar las cargas de la nación y en consecuencia disminuir la competitividad; esto también se debe reflejar sobre las industrias productivas, particularmente las energéticas, para que no presenten elementos de deficiencias de mercado.

En la explicación anterior se observa que existen situaciones teóricas con graves vacíos y no representan una salida idónea al problema estudiado, por tanto este análisis se enfocará

¹⁹ Bernard Bourgeois, "Evolución de las empresas públicas petroleras de los países exportadores: de los modelos nacionales de crecimiento al ciclo de vida organizacional", U. Jardón y Juan J., coordinador, *Planeación energética y empresa pública: reestructuraciones internacionales*, México, Ed. UNAM, 1995,

p. 67.

²⁰ Uno de los fallos de mercado es la ausencia de competencia que se puede derivar dada la existencia de rendimientos crecientes de escala, o sea, que los costos medios de producción disminuyen cuando aumenta la producción, la eficiencia económica requiere, entonces, de que haya un número limitado de empresas o una nada más que se denomina *monopolio natural*, como ejemplo podemos poner la distribución del agua potable, la electricidad, la distribución del gas natural y el petróleo, etcétera.

²¹ Este modelo consiste en políticas dirigidas siempre hacia el exterior de cada país.

más a dar una solución a Pemex como empresa y no inmediatamente al sector público. Es por eso que se plantea que para resolver este problema no se requiere de una propuesta política, sino de una teoría actual que dé cuenta de las complejas relaciones entre el Estado y las empresas petroleras públicas, por lo que se considera viable estudiar a fondo los aspectos objetivos que respaldan este hecho; estos aspectos se ven reflejados en: la Paradoja de la abundancia y el concepto de Petro-Estado, que a continuación se explicarán.

1.2. La Paradoja de la abundancia²² y Petro-Estado

El concepto de *Petro-Estado*, puede ser aplicable a algunas economías actuales para caracterizar el comportamiento económico y político de un país; este concepto trabajado por L. Karl²³ lleva a la reflexión inicial de este marco teórico. En donde plantea dentro del contexto de la economía política el efecto de la dependencia del Estado de una renta que es independiente de los niveles de productividad de una sociedad, por lo que se puede hablar más de un Estado rentista que de un *Petro-Estado*.²⁴

Todo el planteamiento de esta Paradoja es fundamentalmente un argumento estructuralista donde no hay espacio para la agencia individual, y donde no hay espacio para que los individuos puedan dinamizar los procesos de cambio y crear instituciones eficientes.

La principal tesis de Karl, es que el petróleo tiene un impacto determinante en la forma como se estructura el Estado dentro de una sociedad. Establece que la relación entre el momento histórico en el cual el Estado empieza a depender de los ingresos fiscales petroleros y su formación, es fundamental para entender las características de la burocracia y la forma como se relaciona ese aparato administrativo y político con la sociedad.

²² La paradoja de la abundancia surge de un estudio que realizó L. Karl en su libro *The paradox of plenty*, y es retomado por Michael Pentfold (profesor del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA), en Venezuela), en *¿Vale la pena hablar del Petro-Estado rentista? Yo creo que sí*, para explicar la situación de las naciones cuya economía y finanzas públicas dependen del petróleo, <http://www.analitica.com>.

²³ L. Karl trabajó este concepto en su publicación *The paradox of plenty*.

²⁴ Hay algunos países petroleros, que son básicamente dependientes de las exportaciones como son los de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en este tipo de países la formación del Estado y del petróleo están íntimamente vinculados, y por tanto pueden ser considerados Petro-estados.

La hipótesis fundamental que maneja este autor, está enfocada en dos circunstancias. La primera explica que si el auge petrolero está asociado con la formación del Estado moderno, ello tiene como consecuencia un Estado fundamentalmente débil y petrolero dependiente; la segunda, al contrario, menciona que si ese auge petrolero se presenta después de la conformación del Estado, entonces éste puede tener la capacidad institucional y burocrática para responder a las paradojas que le va a plantear el petróleo en términos de desarrollo, y solucionar o frenar los problemas y oportunidades que le presenta la abundancia de recursos naturales. En el caso de México, se presentó la primera circunstancia, pero en la actualidad vemos que las políticas se han enfocado a apoyar a otras industrias y no es necesario depender de un auge petrolero para conformar y reestructurar el Estado.

Michael Penfold, plantea que el análisis de la Paradoja de la abundancia es análogo a la tesis de Douglas North en relación a que son las instituciones y su funcionamiento, las que conllevan a un cambio institucional, y no precisamente las instituciones son respuestas a cambios de precios y siempre son eficientes. Después North cambia sustancialmente su primer planteamiento y afirma que el cambio institucional es "sendero dependiente". El cambio institucional depende de la conformación de los grupos que van a escoger las reglas para acceder a ciertos recursos dentro de esa sociedad, y una vez conformadas esas instituciones, esas reglas sean formales o informales, van a determinar en el tiempo, el comportamiento de los agentes económicos y políticos.

Si se extrapola la tesis de North a algún caso de Petro-Estado lo que se va a encontrar es algo muy parecido a lo que está diciendo Karl, en el sentido de que una vez que está formado un Estado, y que, éste ha sido creado en función del petróleo, ese Estado va a empezar a generar una serie de prácticas, una serie de instituciones que van a moldear el comportamiento de los agentes económicos, políticos y sociales, cuya motivación central es tratar de acceder a la llamada renta petrolera —como lo hace México con sus finanzas públicas a través de Pemex como institución que controla la industria petrolera. Quizá la diferencia más importante entre ambos autores es que North no tiene una posición tan

estructuralista como Karl; por el contrario North llega a este tipo de conclusiones desde el punto de vista de la teoría económica de la agencia individual.

En una situación extrema el hablar del Estado petrolero rentista, como tal, implica que el aparato de Petro-Estado pueda vivir relativamente independiente de la sociedad en sus aspectos fiscales, es decir, el Estado no tiene que extraer recursos para legitimarse dentro de su territorio y puede vivir con una "alta" independencia fiscal de la sociedad dentro de la cual está inserto, sino más bien ese Estado responderá a los mercados internacionales más que a su propia sociedad.

Por otro lado, se menciona que el argumento de Karl llevado al extremo puede llegar a ser un poco tautológico, porque provoca problemas de circularidad. La dependencia petrolera conforma al Estado y éste termina reforzando la dependencia petrolera. O sea, una especie de argumento circular donde es difícil explicar cuál es el aspecto determinante. Algo que también es paradójico, y que no explica Karl, es que si bien es cierto que el petróleo puede tener cierto impacto sobre las características del Estado, se infiere que el petróleo también va a tener cierto impacto sobre la estructura del sistema político. Pendfold menciona también que hay algo que no explica Karl, dentro de los llamados Petro-estados, ninguno es democrático, salvo pocas excepciones; por lo que la paradoja que Karl no logra explicar se refiere a que no es causal que la crisis de la democracia pueda emerger de la crisis de los partidos tradicionales.

En la estrategia petrolera del Petro-Estado ligada a la estrategia petrolera actual donde hay menor producción con sacrificio de mercados y en algunos países de crecimiento económico, obtener mayores precios e ingresos fiscales, sólo podría justificarse, bajo el supuesto negado que los precios del petróleo sólo obedecen a las condiciones de oferta, y como correspondencia a los acuerdos en el interior de las grandes corporaciones y carteles.²³

²³ Alexandre Guerrero, "El fisco y el petróleo: el palo en la rueda", *Noticias y artículos*, 7 de agosto de 2001, artículo encontrado en <http://www.metacrawler.com>.

Sin embargo, todo mercado, independientemente de cuán imperfecto sea, tiene siempre dos lados: unos ofrecen y otros demandan. La relación es universal respecto de todo tipo de bien, pero, cuando el bien que se intercambia es un *commodity*,²⁶ como el petróleo, el mercado crea sus propias microestructuras —futuros— dirigidas a dominar las expectativas que se generan en las variaciones de los factores fundamentales de la oferta y la demanda, y con ello resguardarse de los riesgos que suelen acompañar la formación de precios de las materias primas. Los futuros del petróleo permiten a quienes lo demandan protegerse contra la fuerte volatilidad de los precios, y nunca pueden ser causantes de ella. La volatilidad en los precios del petróleo no se produce por los futuros, sino por los factores en la oferta y en la demanda.

La evolución de este fundamental —la demanda— induce a que los precios suban en línea a la par que ésta, haciendo que otras empresas puedan entrar en el negocio, garantizando en ese sentido que en el “largo plazo” los precios del *commodity* convergerán a un punto de equilibrio, pero en tendencia decrecerán en términos reales. La trayectoria hasta ese punto de equilibrio puede generarse bajo un proceso volátil o estable. En todo caso, del lado de la demanda los ajustes son absolutamente predecibles, no así por el lado de la oferta, donde las cosas cambian por razones tecnológicas propias; por efectos competitivos de insumos sustitutos; y también por el efecto de la política.

En este particular —como menciona Alexandre Guerrero— los operadores petroleros reaccionan diferente en función de su estructura de propiedad; es decir, si son estatales o privadas. En el primer caso —empresas estatales—, las condiciones políticas y fiscales de estas naciones, imponen las condiciones de ajuste, dado que la política depende crucialmente de la carga tributaria que sobre ellas impone el Petro-Estado, y que en cierto modo es responsable del comportamiento miope y económicamente costoso —independiente de los ingresos fiscales— que impone un negocio sujeto a la voluntad tributaria de su dueño. La evidencia es contundente, las empresas estatales muestran una presión tributaria dos veces superiores a empresas petroleras privadas similares —tal es el

²⁶ Se denominan bienes *commodity* aquellos que son comercializados fácilmente.

caso de Pemex. Esta diferencia centrada en la estructura de propiedad tendrá, por tanto, un efecto importante en el mercado petrolero.²⁷

La ecuación que determina mantener bajo tierra o explotar económicamente el petróleo no es la misma para todos los países. La estrategia conservacionista y fiscalista, mantenida a medias, se reproduce en síndrome, dado que los recortes continuos de la producción, para disminuir la oferta mundial de petróleo, disminuye al mismo tiempo el poder de la oferta en el alcance de los objetivos de los precios, debilitando paradójicamente su influencia en la formación de precios; y en términos económicos, un impacto marginal tendiente a cero. En el neto, las variaciones en la demanda conduce el *juego* a un terreno donde el ajuste en la producción es más flexible y racional en entornos donde la producción de petróleo es realizada por empresas petroleras privadas con regímenes fiscales derivados de la propia actividad económica de la industria y no bajo presiones fiscales. En estos mercados el consumidor asume la carga fiscal, con lo cual se garantiza una evolución competitiva de la industria petrolera. Provocando que esta se desarrolle sin las complicaciones políticas que afectan el desarrollo de la industria petrolera en países con empresas petroleras estatizadas —como Pemex en México.

El autor menciona que la mejor inversión en los precios elevados se ejecuta esencialmente en los mercados petroleros no OPEP —entre los que se encuentra México—, de lo cual se puede discernir su futuro en el mediano plazo. Las empresas petroleras estatales serán *price takers* en términos no sólo de tecnología sino de financiamiento, lo cual provocará más temprano procesos de apertura similares a los que se vieron en Venezuela, estos procesos son destinados a un *catching up* —ponerse al día en la información que se genera en el mercado exterior— en un mercado petrolero internacional, que en el futuro cercano será de

²⁷ Por ejemplo, en el marco de la OPEP las cosas son más complejas, porque las empresas petroleras estatales son las que controlan tanto la economía en los países, como la política de los gobiernos; siendo esta última la que eventualmente impone su función de preferencias, incorporando en el "juego" elementos que distorsionan la formación de precios, además que el principio de proporcionalidad distribuye cuotas de producción de productos heterogéneos que no consideran la estructura de costos de producción a lo ancho de la OPEP, este aspecto es vital en función de la estrategia del cartel de recortar y expandir la producción según su percepción en torno a los precios. Un precio justo en este particular, sería aquel que se derive de la función tributaria de la empresa petrolera estatal, es decir, del ingreso fiscal, lo que en términos de la política implica un nivel de ingresos que sujeta el gasto público.

muchas otras empresas, provocando que haya mayor competitividad y por tanto menores precios.

Los ajustes por alza en precios o caídas en la demanda, en las empresas privadas se resuelven económicamente reduciendo costos, lo cual permite la operatividad competitiva de esas corporaciones en periodos de vacas flacas. Por ejemplo, las macrofusiones de los últimos años, proceso que ha servido para crear corporaciones petroleras con poder tecnológico y financiero más allá del propio mercado petrolero, hasta convertirse en emporios energéticos donde el petróleo no es la única fuente energética a su alcance.

En el caso de las empresas estatales, el ajuste trae costosas implicaciones políticas, dado que la caída de los precios por efecto del debilitamiento de la demanda trae consigo la contracción de las finanzas públicas con las secuelas políticas y sociales que ello ocasiona en virtud del impacto fiscal negativo que se produce en un entorno paradójicamente dependiente del ingreso petrolero, cuando gobiernos miopes, apuestan a un mercado donde se han depositado algunos componentes económicos, políticos y sociales, tal es el caso de las finanzas públicas mexicanas. Éste es el síndrome petrolero que vive esta revolución, pero que también se reprodujo en épocas anteriores a la apertura petrolera. En México ha habido algunos recortes presupuestales consecuencia en la baja de los precios petroleros.

Retomando el párrafo anterior y ejemplificándolo tenemos que en las aportaciones de Karl también se encuentra lo relativo al gasto social, el comportamiento y los determinantes del gasto social por sector diferenciado, varía mucho de un sector a otro, es decir, el efecto del petróleo sobre sectores como el de salud, vivienda y educación, no es el mismo. Por tanto el gasto social es procíclico, es decir, a mayores niveles de ingresos fiscales petroleros mayor es el gasto social. Sin embargo esa prociclicidad no es exactamente igual para todos los sectores —aunque cabe mencionar que, éste no es tema teórico de esta tesis—, las variaciones en los ingresos fiscales petroleros han presentado incluso recortes presupuestales por falta de recursos gubernamentales para cubrir el gasto social. Lo cual se observó en México tanto en 1998 como en el año 2000.

En contraposición a Karl, Pendfold afirma que son necesarias las instituciones eficientes, resultado de la resolución de problemas de acción colectiva, pero debido a que estos problemas no se resuelven todos los días y son socialmente costosos, difíciles de organizar y no siempre terminan en la creación de instituciones adecuadas; aun puede haber un momento histórico en el cual hay ciertos grupos dentro de las sociedades que se organizan para tratar de responder a una situación determinada que se percibe y que es necesario modificar, sin embargo, empiezan a crear instituciones que no son eficientes en términos de contribución al crecimiento económico.

Karl menciona que no es muy probable que ocurra un cambio en un país que tiene las características antes mencionadas debido a que los cambios institucionales son dependientes de las decisiones institucionales de años anteriores en el ramo petrolero y fiscal, y por tanto North menciona que los cambios de esas trayectorias son históricamente improbables. Por el contrario, tanto la ciencia política moderna como la economía han demostrado que no se pueden derivar preferencias sobre instituciones a partir del colectivo, porque tal cosa como las preferencias sociales no existen; sólo los individuos tienen preferencias ordenadas racionalmente; es decir, lo que existen son visiones sociales sobre los que deberían de ser las instituciones. De modo que los procesos democráticos terminan arrojando preferencias específicas sobre los arreglos institucionales.

Sin embargo, las presiones fiscales sobre la industria petrolera y la poca voluntad política para reducir el gasto del Estado dependiente de la renta petrolera impiden a la industria petrolera operar con eficiencia. Allí se encuentra la cuestionada viabilidad de un presupuesto cuyos estimados petroleros lucen inviables en el corto plazo; y las restricciones financieras causadas por el elevado riesgo del país, producido por la incertidumbre que emana un proceso político, que a su vez genera elevados costos de transacción en la economía. Un inadecuado manejo de la deuda pública externa y la caída del ingreso petrolero introduce suficiente *stress* en la macroeconomía por cuanto la política fiscal es evidentemente insustentable en el corto plazo.

Cabe mencionar que en la economía política moderna hay un rescate de la visión distribucionista de la renta, que cree que un elemento que puede permitir mejorar la desigualdad del ingreso es a través de la renta petrolera y que esa renta en el pasado no se pudo distribuir adecuadamente porque el Estado había sido capturado por grupos reducidos. Una vez eliminando a esos grupos será posible que los grupos más excluidos dentro de la sociedad finalmente accedan a esa riqueza.

Hay otro razonamiento que anula el anterior en cuanto a que la venta por *contratos*²³ —formula *linked*— emerge directamente de la estructura de propiedad de las empresas petroleras, base de una ilusión fiscal según la cual solamente bajo propiedad estatal, la renta petrolera puede contribuir y redistribuir el ingreso óptima y eficientemente; pero la historia nos dice, muy a pesar, una verdad muy distinta, la propiedad estatal crea más costos que beneficios.

Por tanto puede existir un falso dilema —menciona Alexandre Guerrero— entre devaluar e incrementar los impuestos debido a que la insostenibilidad fiscal crea ruidos políticos en el régimen cambiario, por expectativa de devaluación, presionando a los políticos a incrementar el costo de la política vía incrementos en impuestos —carga tributaria— con lo cual se frena la actividad económica. Inclusive se sugiere como viable una reforma fiscal, un eufemismo que se entiende como incrementos continuos de los impuestos y la incorporación de otros impuestos menos ortodoxos como el impuesto a las transacciones en divisas —llamado impuesto de Tobin—; así como la devaluación, lo cual se proyecta con el eufemismo de una tasa de cambio flotante.

²³ Los mercados de futuros y contratos —papeles petroleros— no hacen otra cosa que reflejar las perspectivas del mercado y la economía en cuanto a producción y consumo, proveyendo de un *quantum* de información cuya lectura racional por parte de productores petroleros ayudaría a anticipar acontecimientos económicos que puedan afectar la economía del petróleo.

Capítulo 2. Compañías petroleras internacionales: tratamiento fiscal

A lo largo de este capítulo se analizarán algunos regímenes fiscales de compañías petroleras internacionales, como lo son Petróleos de Venezuela (PDVSA), Sonatrach de Argelia y Statoil de Noruega.

En un principio el objetivo de este capítulo era estudiar el régimen fiscal de las principales compañías que son propiedad estatal; pero debido a la dificultad para conseguir la información requerida se optó por los países ya mencionados; no obstante, el análisis realizado fue suficientemente completo debido a que cada una de las empresas presenta diferente situación en el mercado, las leyes fiscales bajo las cuales están gravadas son distintas, y las características que presentan también:

- PDVSA es la empresa petrolera estatal venezolana y una de las principales compañías petroleras a nivel internacional. Esta empresa está inmersa en el ambiente de un país subdesarrollado de América Latina —lo cual la hace semejante a Pemex— en el cual la industria de hidrocarburos rige la economía.
- La empresa de Argelia —Sonatrach— no es menos importante, ya que se ubica entre las 15 compañías principales a nivel internacional, además de tener la misma cualidad que Venezuela en cuanto a que su economía depende mucho del petróleo porque es una de las principales exportadoras del hidrocarburo.
- Statoil es una empresa petrolera exportadora que pertenece a un país desarrollado de Europa —Noruega—; cuenta con una excelente infraestructura, tecnología y desarrollo. Cabe mencionar que esta empresa actualmente está buscando alternativas estructurales que tienden a la privatización total.

Lo que pretende este capítulo es proponer con base en la investigación realizada —con cada una de las empresas anteriores— algunas alternativas y soluciones al régimen fiscal petrolero y al desarrollo de Pemex.

2.1. Panorama mundial actual

La industria petrolera ha atravesado por altibajos, con crisis muy profundas en algunos momentos y en otros con estabilidad, lo cual ha sido producto de las volátiles condiciones que la han caracterizado y que han involucrado tanto a las grandes compañías petroleras como a los países productores.

El ambiente de volatilidad depende de factores comerciales tecnológicos e inclusive políticos que han afectado la relación de países productores y consumidores y se han reflejado evidentemente, en los precios del crudo.

Desde la década de los años noventa, la industria petrolera internacional, tanto en el caso de las compañías privadas como de las estatales, ha experimentado una transformación de fondo que ha modificado la estructura de la industria, su forma de operación y el enfoque de hacer negocios.

La transformación ha consistido tanto en el registro de avances tecnológicos notables en la exploración y explotación de hidrocarburos, como de explotación de yacimientos maduros. De lo que se trata actualmente es de llevar a cabo las actividades de exploración y explotación con menores tiempos y mayor eficiencia.

Asimismo, la distribución y comercialización de los productos se está efectuando en plazos mucho más cortos que en el pasado. Como parte de la reestructuración de la industria, se han desarrollado también nuevos instrumentos de inversión y cobertura de riesgos, que han ampliado y profundizado los mercados en lo que corresponde a operaciones spot y de futuros.

La creciente competencia en la década ha producido fusiones y adquisiciones, así como alianzas¹ para la realización de actividades específicas y temporales.²

En la búsqueda de una mayor productividad, las grandes empresas actualmente están efectuando una cuidadosa revisión de sus carteras de inversión y de negocios realizando una depuración y conservando sólo las más rentables.

En resumen se puede mencionar que actualmente las metas y objetivos trazados por los países a mediano y largo plazos, muestran políticas agresivas frente a la presente crisis petrolera en términos de exploración, producción y comercialización. El acceso a la participación de capital privado y los recortes operativos y de producción son los esquemas característicos de los países productores.

2.2. Principales compañías productoras de petróleo

Es importante mencionar cuáles son las principales compañías productoras de petróleo en el ámbito internacional, para ilustrar el esquema en que se encuentran las compañías que serán objeto de estudio en el presente capítulo.

La clasificación internacional de las compañías petroleras que se describe en el cuadro 1, fue consultada en el *Ranking the world's*,³ el criterio que utiliza esta publicación

¹ Un ejemplo de alianza es la que se está llevando a cabo en Venezuela, este país cuenta con reservas de 74 millones de barriles de crudo que han sido definidos como convencionales; sin embargo, tiene además la faja petrolífera del Orinoco, que es la mayor acumulación de crudos pesados y extrapesados que se conoce en el mundo. Contiene 1.3 billones de barriles *in situ*, de los cuales unos 400 millones podrían ser económicamente explotables. El valor económico de la faja quedó demostrado con la entrada en producción de proyectos como Petrozuata y Sincor (alianza estratégica entre PDVSA, Total Final 111 y Statoil), que están transformando ese petróleo extrapesado en crudos medianos y livianos de alto valor en los mercados internacionales. En resumen, se puede decir que Venezuela cuenta con unos 470 millones de barriles de reservas, que a un nivel de producción de 3 millones de barriles diarios, le permitiría seguir produciendo crudos por casi 50 años.

² Raul Muñoz Leos, *Discurso del director general de Pemex*, en <http://www.pemex.gob.mx>, 2000.

³ Para ver mayor información al respecto consulte "Top oil companies", *Ranking the world's*, Energy Intelligence Group, 2001.

CUADRO I.
Principales compañías petroleras

Lugar	Empresa	Nombre completo	País	Tipo de propiedad	Tipo de firma
1	Saudi Aramco	Saudi Arabian Oil Company	Arabia Saudita	Estatal	Integrada
2	PDVSA	Petróleos de Venezuela	Venezuela	Estatal	Integrada
3	Exxon Mobil	Exxon Mobil	Estados Unidos	Privada	Integrada
4	NIOC	National Iranian Oil Company	Iran	Estatal	Integrada
5	Royal Dutch Shell	Royal Dutch Shell	Reino Unido y Países Bajos	Privada	Integrada
6	BP	BP	Reino Unido	Privada	Integrada
7	Pemex	Petróleos Mexicanos	México	Estatal	Integrada
8	Pertamina	Pertamina	Indonesia	Estatal	Integrada
9	Total Fina Elf	Total Fina Elf	Francia	Privada	Integrada
10	KPC	Kuwait Petroleum Corporation	Kuwait	Estatal	Integrada
11	PetroChina	PetroChina	China	75% Estatal 25% Privada	Integrada
12	Sonatrach	Sonatrach	Argelia	Estatal	Integrada
13	Petrobras	Petrobras	Brasil	51% Estatal 49% Privada	Integrada
14	Chevron	Chevron	Estados Unidos	Privada	Integrada
15	Texaco	Texaco	Estados Unidos	Privada	Integrada
34	Statoil	Statoil	Noruega	82% Estatal 18% Privada	Integrada

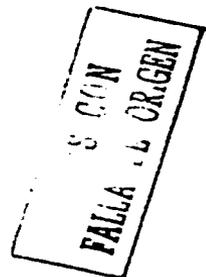
Fuente: "Top oil companies", *Ranking the world's*, Energy Intelligence Group, 2001.

para determinar el lugar que ocupa cada una de las empresas está basado en una *metodología especial*.⁴

En el cuadro 1, se observa que en los primeros 15 lugares —de un total de 100 empresas— están incorporadas aquéllas a las que se estudiará su régimen fiscal —PDVSA, Sonatrach e incluso Pemex—. Entre estos lugares no se encuentra Statoil, por tal motivo se agregó al final para ilustrar que se sitúa en el 34avo lugar.

Dentro de las 15 principales compañías petroleras podemos observar que 67% son empresas de propiedad estatal y sólo 33% son privadas, lo cual quiere decir que son de gran importancia a nivel mundial; ya que es el Estado el que maneja los principales yacimientos y la administración de las empresas de hidrocarburos. Lo anterior se muestra en la gráfica 1.

GRÁFICA 1.
Porcentaje de compañías petroleras estatales y privadas
15 principales compañías petroleras



Fuente: Elaboración propia con datos de "Top oil companies", *Ranking the world's*, Energy Intelligence Group, 2001

⁴ La metodología considerada en cada caso se basa en los promedios de: estados financieros; producción de crudo, gas natural y condensados, producción de gas; reservas de petróleo y gas; la proporción equivalente de reservas y producción de petróleo y gas; la combinación equivalente de petróleo y gas en barriles de petróleo; proporción del beneficio petrolero equivalente a las bases *Btu*; capacidad de refinación; número de refinerías; ventas totales; tamaño del mercado, servicios con los que cuenta en estaciones, tiendas, gasolineras, etcétera; total de los productos vendidos entre la capacidad de refinación, ingresos, beneficios de operación (beneficios antes del pago de intereses, gastos e impuestos), flujos de efectivo, capitalización del mercado, igualdad de

2.2.1. Empresas privadas

Podemos observar que seis de las compañías anteriormente mencionadas en el cuadro 1 son privadas. Cabe señalar que todas las compañías privadas controlan prácticamente 75% de la comercialización mundial de productos petrolíferos. Esto se debe a que estas empresas dedican sus esfuerzos a la explotación eficiente y acelerada de los yacimientos y a la comercialización de productos petrolíferos utilizando nuevas tecnologías, e incluyendo el uso de medios electrónicos.

Además, son estas empresas —privadas— las que ya cuentan con un mayor acceso a yacimientos y reservas nacionales, es decir, han logrado avanzar en este terreno, manteniendo su preeminencia en la comercialización. Por ejemplo, algunas reservas de propiedad estatal tienen ya diferentes grados de apertura a la inversión privada en países como: Arabia Saudita, Venezuela, Brasil, Irán, Malasia, Indonesia, China e India.

Con base en el cuadro 1 y en la información obtenida de Pemex para el año 1999 —publicada a fines del 2000—, se pueden citar las siguientes comparaciones:

[...] el lugar que ocupan las empresas de acuerdo al valor de los activos, dentro de las compañías mundiales son, primeramente Exxon/Mobil, en segundo lugar Royal Dutch/Shell y en tercer lugar BP/Amoco. En comparación con Pemex tenemos que los activos de ésta la colocan en noveno lugar, con un valor de casi la tercera parte respecto a los de Exxon/Mobil (gráfica 2).

GRAFICA 2
Proporción comparativa de Pemex con Exxon/Mobil
valor de activos



Fuente: Elaboración propia con datos de <http://www.pemex.gob.mx>

En relación con la disposición directa de reservas probadas de crudo, las empresas mencionadas ocupan el 12vo lugar, con acceso a menos de la mitad de las de Pemex, que ocupan el séptimo lugar (gráfica 3).

GRAFICA 3
Proporción comparativa de Pemex con
Exxon/Mobil, Dutch Shell y BP/Amoco
reservas probadas



Fuente: Elaboración propia con datos de <http://www.pemex.gob.mx>

En cambio, en ventas, Exxon/Mobil mantiene la supremacía, ya que en comparación con las ventas de Pemex representan un poco más de la quinta parte de esta empresa.³

El ejemplo de alguna empresa internacional privada que ha aplicado políticas de reestructuración a la industria petrolera, es la política petrolera global de Canadá que se centra en permitir que las fuerzas del mercado determinen los precios y abastecimientos de los energéticos, con una intervención parcial del gobierno. Esta política, tomada desde hace 15 años, ha permitido mayores índices de actividad exploratoria y aumento de las exportacio-

³ <http://www.pemex.gob.mx>

nes. Los regímenes fiscales se aplican con igualdad de condiciones para empresas nacionales y extranjeras que deseen explotar hidrocarburos en Canadá.

En Estados Unidos, la política energética estuvo supeditada a tres periodos importantes para la modificación de sus esquemas: antes, durante y después de la gran depresión económica. En la actualidad, la política de hidrocarburos se ha separado, casi en su totalidad, de la influencia del gobierno o del manejo legislativo de estos recursos y se ha incentivado mayor competencia entre diferentes proveedores de energía, especialmente en el campo eléctrico. Las normas fiscales pueden ser modificadas según el comportamiento del mercado y la rentabilidad de los pozos descubiertos. Retomando el cuadro 1, podemos observar que 3 de las 15 principales compañías petroleras son estadounidenses —Exxon Mobil, Chevron y Texaco.

2.2.2. *Empresas estatales*

Si nos referimos sólo a empresas que son propiedad del Estado se mueven también en un ambiente muy competitivo y totalmente distinto.

Las compañías de petróleo nacionales —como Pemex— se distinguen de las privadas, en mayor o menor grado, dependiendo de las características siguientes, en cada caso:

- Tienen la obligación de satisfacer el mercado interno,
- dependen del tamaño del mercado interno,
- su valor radica en buena medida en el monto de sus reservas,
- influye el grado de necesidad que tienen el país de la renta económica del petróleo y de la aportación fiscal de cada empresa, y
- enfrentan limitantes derivadas del marco jurídico en que operan.

Cabe mencionar que más de dos terceras partes de las reservas mundiales de hidrocarburos son propiedad estatal, y por ello, tradicionalmente han sido explotadas por empresas nacionales en forma exclusiva y privilegiada.

En relación con el cuadro1 podemos observar que dentro de las empresas nacionales como Saudi Aramco, que ocupa el primer lugar, tiene los mayores yacimientos mundiales y sus reservas probadas de crudo superan en por lo menos diez veces a nuestro país. En el continente americano, PDVSA, de Venezuela, tiene más del doble que México en crudo y casi cinco veces en gas.

Las ventajas que ha tenido Pemex son que primeramente cuenta con el acceso exclusivo a la explotación de las reservas de hidrocarburos de México; y también con el monopolio en materia de refinación. Pero estas condiciones ya no son suficientes para impulsar un mayor desarrollo y alcanzar una mayor competitividad.

2.3. Regímenes fiscales: PDVSA, Statoil y Sonatrach

Después de presentar un panorama global en este apartado se estudiarán —como ya se había mencionado anteriormente— los regímenes fiscales de las tres empresas seleccionadas: PDVSA, Sonatrach y Statoil. Cada una de las explicaciones de estas compañías petroleras tiene tres apartados: uno que se refiere a las características del entorno general y de la empresa misma; otro relacionado directamente con el régimen fiscal; y, finalmente, el que explica la relación del régimen fiscal con el Estado.

2.3.1. PDVSA - Venezuela

2.3.1.1. Características del entorno general y de la empresa

América latina. En los años setenta los países productores de petróleo construyeron empresas públicas petroleras que se organizaron por carácter estratégico como monopolios estatales, ya que estaban muy ligadas a la responsabilidad que debía asumir el Estado para el abastecimiento energético y para el desarrollo industrial y tecnológico. Actualmente esta tendencia se ha revertido debido a que algunas empresas redefinieron sus políticas de producción bajo los esquemas definidos por el panorama mundial.

La mayoría de los países eliminaron las barreras de entrada a la inversión privada en las distintas fases de la industria petrolera (como refinación y transporte del petróleo): tal fue el caso de la privatización en Argentina, Bolivia y Perú, en donde se eliminaron los controles al comercio exterior. Es oportuno señalar que el tratamiento tributario y arancelario que se les da, es similar al que tienen el resto de las actividades productivas que guardan relación con la neutralidad de la tributación, por tanto la industria petrolera no tiene un tratamiento ni más ni menos favorable al resto de los sectores. Por otro lado, compañías petroleras como la colombiana que jamás se nacionalizó tiene una administración conjunta entre el Estado y las empresas privadas; en cambio, la brasileña se desmonopolizó.

Retomando el caso de Brasil, en 1997 se dio apertura a una nueva ley que permitió la creación de la Agencia Nacional de Petróleo como órgano regulador del sector. Esta iniciativa permitió el rompimiento de una estructura monopolista a una de mercado abierto y competitivo. Igualmente, se introdujeron reglamentos que permitirán un mayor desarrollo tecnológico, ya que éste es considerado como una de las grandes barreras que obstaculizan el crecimiento de la industria petrolera en Brasil.

Cabe mencionar que de esta región sólo México y Venezuela no han eliminado su barrera y consideran su industria petrolera como propiedad del Estado. Es por esa razón que en esta tesis se considera estudiar el régimen fiscal venezolano, ya que por las características de ser un país latinoamericano y subdesarrollado puede compararse con el nuestro.

Respecto al tratamiento fiscal de las compañías petroleras de México y de Venezuela, la discusión gira en torno a que si el Estado debe seguir llevando las riendas de su administración, ya que el saneamiento de la mayoría de las empresas latinoamericanas, en general, se ha visto favorecido por factores como la reorientación de las políticas de los precios, la menor transferencia de recursos fiscales, la reestructuración de los pasivos y la replanteación de la deuda externa.

Sin embargo, el Centro de Estudios para América Latina (CEPAL) considera que la industria petrolera, ya sea estatal o privada, debe de evitar a toda costa que el consumo fiscal de la renta petrolera perjudique su desarrollo, proponiendo así que se mantenga un equilibrio en el reparto de los beneficios de modo que los acuerdos entre el Estado y el sector privado conserven la estabilidad. Asimismo, considera que existe la necesidad de promover la inversión privada bajo las formas de contratación o de asociación, ya que la privatización de las empresas petroleras públicas es una alternativa, pero no es la única.

Otra opción es una posible reforma fiscal, que ya se ha propuesto y llevado a cabo en varios países, pero parece ser que la distribución de los beneficios de la industria petrolera posterga estas urgentes reformas fiscales cuyo fin es inducir la despétrolización del gasto fiscal. Algunas de las causas que han contribuido al sustento del problema fiscal petrolero son: la distorsión de los precios; la reducción de la renta y la adopción de políticas que absorben los ingresos de las empresas públicas, obteniendo como resultado su descapitalización y la afectación a sus gastos de inversión.

Aspectos generales de la industria petrolera venezolana: Venezuela posee algunas de las cuencas sedimentarias más prolíficas del mundo. Aun cuando el primer registro de producción nacional de petróleo data del año 1878, fue a partir de 1914 cuando se inició el desarrollo comercial de crudo. Desde entonces, Venezuela se ha considerado un país con abundantes hidrocarburos.

En la actualidad, más de 80 años después, Venezuela avanza en la consolidación del desarrollo de su industria petrolera para afianzar su posición de primer orden en el sector energético mundial.

Desde su creación en 1976, Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA) se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo. PDVSA es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

Realiza actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas, bitumen y crudo pesado de la Faja del Orinoco, producción y manufactura de Orimulsión[®],⁶ así como explotación de yacimientos de carbón.

PDVSA ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales; su red de manufactura y de mercadeo abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa.

Además, realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Por tanto, tras la nacionalización de la industria petrolera en 1975, el Estado venezolano se reserva, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos; a la manufactura o refinación; al transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio interior y exterior, y a las obras que su manejo requiera.

A continuación se muestra el balance general consolidado de esta empresa de 1998 a 1999, con el objeto de ilustrar la cantidad de activos y pasivos que tiene PDVSA y las cantidades de impuestos que paga:

⁶ Orimulsión[®], es la marca comercial dada al combustible fósil que se produce de bitumen natural mezclado con agua, el cual ha sido usado ampliamente a nivel comercial, comprobándose su valor como alternativa económicamente atractiva para la generación de electricidad. Las vastas reservas de Venezuela (42 mil millones de toneladas métricas de bitumen natural) garantizan el suministro confiable de Orimulsión[®] hasta entrada el siglo XXI.

Activo	31 de diciembre de	
	1999	1998
	Millones de dólares	
Activo circulante		
Efectivo y sus equivalentes	1 08	685
Efectivo restringido	329	222
Documentos y cuentas por cobrar	3 82	2 19
Existencias	1 81	1 77
Créditos fiscales por recuperar	921	1 59
Gastos pagados por anticipado y otros	424	531
Impuestos sobre la renta diferido	688	286
Total de activo circulante	9 07	7 27
Inversiones en afiliadas	2 42	2 43
Propiedades, plantas y equipos	36 85	36 63
Impuesto sobre la renta diferido	-	865
Otros activos	1 65	1 62
Total activo	49 99	48 82
Pasivo y patrimonio		
Pasivo circulante		
Cuentas por pagar a proveedores	2 47	1 94
Porción circulante de la deuda	910	1 41
Impuestos por pagar	1 30	699
Dividendo por pagar	-	1 29
Acumulaciones y otros	1 42	1 74
Total pasivo circulante	6 09	7 08
Deuda a largo plazo	7 60	6 28
Pasivo por arrendamientos financieros	292	336
Otros pasivos a largo plazo	417	358
Acumulación neta para indemnizaciones y jubilaciones de los trabajadores	1 90	1 74
Impuesto sobre la renta diferido	552	992
Total pasivo	16 86	16 78
Intereses minoritarios	235	270
Patrimonio	32 89	31 76
Total pasivo y patrimonio	49 99	48 82

Fuente: PDVSA, anuario estadístico

Sin embargo, cabe mencionar que en Venezuela comenzaron a aplicarse, desde hace cinco años, tres esquemas que permiten la participación de la inversión privada en las actividades de exploración y producción del petróleo. El primero consiste en un proceso de licitación internacional bajo el concepto de ganancias compartidas; el gobierno los somete a revisión y se establecen los convenios de asociación. La segunda, corresponde al convenio de asociación para explotar erido extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco. Y por último, los contratos operativos marginales, de poca producción, ofrecidos a los mejores postores ya que se consideran propiedad de la nación.

Los sectores de la industria en los que reentraron las empresas privadas petroleras en Venezuela fueron los siguientes:

1. Mercado interno: particularmente en las estaciones de servicio. Al lado de las antiguas estaciones de servicio venezolanas (algunas de las antiguas filiales de PDVSA —Maraven, Lagoven y Corpoven— hoy en día PDV) hay estaciones de servicio de capital venezolano (Trébol, por ejemplo) y de las anteriores ex concesionarias: BP, Shell y Texaco.
2. Exploración y producción: generalmente, a través de alguna asociación con PDVSA, para explotar campos marginales, para aligerar crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, o para explorar y explotar nuevos campos a través de contratos de beneficios compartidos.

2.3.1.2. Régimen fiscal petrolero

Petróleos de Venezuela S. A., es una empresa propiedad de la República de Venezuela, regida por la ley orgánica que Reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos:

*PDVSA está sujeta al pago de los impuestos y contribuciones nacionales establecidos para las concesiones de hidrocarburos, así como, en cuanto le sea aplicable, a las otras normas que respecto a éstas contengan las leyes, reglamentos, decretos, resoluciones, ordenanzas y circulares, y a los convenios celebrados por los concesionarios con el Ejecutivo Nacional. No está sujeta a ninguna clase de impuestos estatales ni municipales.*⁷

⁷ <http://www.petroleosv.com>

En el artículo 10 de esta ley, se declara que el ministro de Minas e Hidrocarburos, mediante resolución que se publicó en la gaceta oficial, determinó las materias que deben ser objeto de fiscalización y control por parte de la Comisión Supervisora de la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, así como los actos y decisiones de los concesionarios que, para su adopción, requerirán la previa autorización de la Comisión.

La fiscalización y control se ejercerá, primordialmente, sobre la planificación y prácticas operacionales, financieras y comerciales de las empresas y sobre los sistemas y prácticas laborales de las mismas, así como sobre los costos de la industria petrolera. Las funciones de autorización se ejercerán, primordialmente, sobre los contratos de venta y de intercambio de crudos y de productos, las remisiones de fondos y pagos al exterior, los presupuestos de inversiones y los contratos relativos a la transferencia de tecnología. Esta enumeración no restringe las facultades que en la materia tiene el Ejecutivo Nacional por las leyes existentes o las que puedan ser determinadas por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos en cumplimiento de la presente ley.⁸

Cabe mencionar que Venezuela:

... desde los años ochenta vive la transición de una estructura rentista petrolera (economía sostenida en una renta internacional obtenida mediante la propiedad que ostenta el Estado del subsuelo petrolero) a una capitalista petrolera (la renta que disminuye por el agotamiento petrolero de los pozos y la caída de los precios; con una parte importante de ella se paga la deuda pública, pero la evolución de Petróleos de Venezuela (PDVSA), condiciona la de la economía, con lo que el sector público se mantiene como el agente económico más importante) ⁹

⁸ *Idem*

⁹ Andrés J. Rojas, "Venezuela: del rentismo petrolero al capitalismo petrolero, 1989-1996", revista *Comercio Exterior*, p. 565.

En Venezuela hay dos impuestos principales que se aplican a la industria petrolera, primeramente se encuentra la tasa royalty; la Ley orgánica de *hidrocarburos gaseosos*,¹⁰ capítulo VIII, trata lo referente al régimen de regalía e impuestos. El artículo 34 declara que de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento y no reinyectado, el Estado tiene derecho a una participación de 16.6% como regalía (cuadro 2). Esta regalía podrá ser exigida por el ejecutivo nacional, por el órgano del Ministerio de Energía y Minas, en especie o en dinero, total o parcialmente. Mientras no lo exigiere expresamente, se entenderá que opta por recibirla totalmente y en efectivo. Cuando el ejecutivo nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, decida recibir la regalía en especie, podrá utilizar para los efectos del transporte y almacenamiento, los servicios de la empresa explotadora, la cual deberá prestarlos hasta el lugar que le indique el ejecutivo nacional, quien pagará el precio que se convenga por tales servicios. Y cuando el ejecutivo nacional decida recibir la regalía en dinero, el explotador deberá pagarle el precio de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos correspondientes, calculado a valor de mercado en el campo de producción.

CUADRO 2
Régimen fiscal de PDUSA

Impuesto	Características	Tasa **
1 Impuesto de explotación (regalía royalty)	Es un impuesto de explotación establecido por la Ley de hidrocarburos en 1943 reformándose en 1967. Este impuesto se obtiene del precio del petróleo en boca de pozo; y se calcula tomando de base los precios West Texas Intermediate (wti) o el Brent, al precio de exportación 100 puerto de embarque venezolano, se le hacen deducciones por fletes de transporte por oleoducto para llegar a un precio ficticio en boca de pozo; sobre este último se paga la regalía.	16.66%
2 Impuesto sobre la renta o impuesto corporativo	Es un impuesto establecido en la ley de impuesto sobre la renta. Este porcentaje se calcula sobre la base del enriquecimiento neto anual de la empresa, menos costos más gastos, más depreciación más amortización para obtener un enriquecimiento neto anual al cual se le aplica el porcentaje referido. La ley de ISR menciona que este impuesto se puede rebajar por inversiones del 2% pero adicionalmente por depreciación y amortización.	67.7% (nominal)
3. Alguna porción de los dividendos	La porción se decide anualmente en la Asamblea de Accionistas.	
4 Impuesto a los activos empresariales	Este impuesto se aplica sobre el promedio simple de los activos ajustados por inflación al principio y al final del año.	1%

¹⁰ Los hidrocarburos Gaseosos son hidrocarburos que a condiciones estándar de temperatura y presión se encuentran en estado gaseoso y pueden provenir de los yacimientos o de cualquier proceso de transformación de dichos hidrocarburos.

5. Impuesto al valor agregado	En este impuesto se establece una exención para la comercialización de algunos combustibles derivados de hidrocarburos y la potestad de recuperar ciertos créditos fiscales.
6. Impuesto de consumo a las ventas	Las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela y en Estados Unidos de América causan impuestos al consumo. Este impuesto no está incluido en las ventas.

Fuente: Elaboración propia con datos de PDVSA

Se constata que la regalía royalty en Venezuela es la renta petrolera absoluta en ley vigente. Éste es un impuesto que se caracteriza por ser común entre las compañías petroleras internacionales, y debido a las tasas establecidas por los países exportadores y productores de petróleo se ha tratado de reducir; la tendencia actual de esta regalía internacional se traduce en 1% en exploración y producción, y se establece a través de contratos de ganancias compartidas. Pero cabe aclarar que previsiblemente en la nueva ley venezolana se puede llegar a cobrar hasta 40%. Sin embargo en Venezuela esta regalía fija se aplica forzosamente a PDVSA con 16.66%, pero a las empresas internacionales que se establecieron después de la nacionalización no; lo anterior es totalmente inequitativo e inviable —según Jesús Mora— ya que los acuerdos de recorte de producción lo deciden PDVSA y las empresas privadas conjuntamente.

El segundo impuesto importante es el impuesto sobre la renta (cuadro 2). En 1993 la ley de impuesto sobre la renta venezolana estableció un ajuste inicial por inflación para el cálculo del impuesto. Los nuevos valores ajustados de los activos fijos deberán depreciarse o amortizarse a los fines fiscales, en su vida útil remanente y deducirse a la tasa nominal indicada anteriormente. La ley también establece la obligatoriedad de efectuar un ajuste regular por inflación a ser gravado de acuerdo con la tasa nominal de impuesto.

En seguida se ilustran detalladamente todos los impuestos —incluyendo los anteriormente explicados— que inciden sobre las operaciones consolidadas de PDVSA (cuadro 2), para lo cual se consultó el Informe Anual de 1999 de PDVSA en el cual se representa tanto los impuestos pagados por Venezuela como los que paga el exterior.

a) *Impuesto sobre la renta (ISR)*

La utilidad antes de ISR, intereses minoritarios y el cambio contable de 1997 a 1999 es:

	1999	1998	1997
	Millones de dólares		
Venezuela	5.02	1.66	10.09
Exterior	330	417	337
	5.35	2.07	10.47

Fuente: Informe Anual 99, © PDVSA 2000, Petróleos de Venezuela, S.A., Caracas-Venezuela

La cantidad de ISR de cada año se presenta de la siguiente manera:

	1999	1998	1997
	Millones de dólares		
Gasto corriente de impuesto sobre la renta estimado del año			
En Venezuela	2.62	1.24	5.48
En el exterior	(17)	47	23
	2.60	1.29	5.50
Gasto (beneficio) impuesto sobre la renta diferido:			
En Venezuela	(163)	151	345
En el exterior	81	162	82
	(82)	313	427
Provisión de Impuesto sobre la renta	2.52	1.60	5.93

Fuente: Informe Anual 99, © PDVSA 2000, Petróleos de Venezuela, S.A., Caracas-Venezuela

Concentración de riesgo crediticio: El efecto fiscal de los principales componentes del ISR diferido activo neto de PDVSA —es el ISR diferido activo en Venezuela menos el ISR diferido activo en el exterior— al 31 de diciembre se resume a continuación:

	1999	1998
Millones de dólares		
Impuesto sobre la renta diferido activo:		
Acumulación para indemnizaciones y jubilaciones de los trabajadores	901	881
Propiedad, planta y equipo	118	379
Impuesto de explotación por pagar	284	83
Inventarios	228	89
Otras reservas	26	70
Créditos y pérdidas fiscales trasladables	290	66
Otros, neto	479	199
	2 326	1 767
En el exterior:		
Propiedad, planta y equipo	654	646
Convenios operativos	584	200
Intereses cargados a los activos	422	403
Inversión afiliada	135	120
Inventarios	106	21
Paradas de plantas	99	81
Otros, neto	190	137
	2 190	1 608
Impuesto sobre la renta diferido activo neto	136	159

(1) Neto de provisión de US\$867 millones y US\$1 137 millones al 31 de diciembre de 1999 y 1998, respectivamente.

Las cifras oficiales venezolanas manejan la existencia de una tasa efectiva consolidada de ISR que es el resultado de todas las reducciones que se le hacen al ISR, como por ejemplo el ajuste a la inflación, la variación en la provisión de petróleo, el ingreso por porcentaje legal, el efecto de impuestos por tasas menores de los sectores petroquímico, carbonífero y otras diferencias que se traducen en 49.4 de 67.7% efectivo, aunque cabe mencionar que estas reducciones se distribuyen en el gobierno. La diferencia entre la tasa nominal y la tasa efectiva consolidada del ISR de la industria petrolera venezolana en cada año es:

	1999	1998	1997
	%	%	%
Millones de dólares			
En Venezuela			
Tasa nominal de impuesto del sector petrolero	67.7	67.7	67.7
Ajuste por inflación fiscal	(8.9)	32.4	(8.4)
Variación en la provisión	(7.5)	4.0	2.7
Ingreso por porcentaje legal	(2.9)	(4.4)	(8.8)
Efecto de impuestos por tasas menores de los sectores petroquímico, carbonífero y otros	(3.8)	(11.3)	5.1
Otras diferencias	4.8	0.6	(0.9)
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta en Venezuela	49.4	89.0	57.4
En el exterior			
Otros, principalmente efecto por tasa de impuestos menores de filiales en el exterior	(2.2)	(11.8)	(0.6)
Tasa efectiva del impuesto sobre la renta consolidada	47.2	77.2	56.8

Fuente: Informe Anual 99 y 1998/99 (2000) Petróleos de Venezuela, S.A. Caracas-Venezuela

PDVSA y su filial operadora petrolera venezolana pueden utilizar, como créditos fiscales, hasta 12% de las cantidades desembolsadas por nuevas inversiones. Sin embargo, dichos créditos no pueden exceder 2% de la ganancia neta gravable y los excedentes son trasladables hasta por tres años. Al 31 de diciembre de 1999 los créditos fiscales trasladables alcanzan US\$912 millones y las pérdidas fiscales trasladables son US\$593 millones. Estos montos vencen como sigue:

	2000	2001	2002
	Millones de dólares		
Creditos fiscales	295	391	228
Pérdidas fiscales	38	267	288

b) Impuesto de explotación (royalty)

El impuesto de explotación se paga con base en el petróleo crudo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Este impuesto se calcula considerando ciertos parámetros de precios de mercado —como ya se mencionó en el cuadro 2— en virtud de convenios con el ejecutivo nacional. El impuesto de explotación causado para 1999, 1998 y 1997 fue de US\$2 986, US\$2 056 y US\$3 210 millones, respectivamente, y se incluyen en impuestos de explotación y otros.

Además de los dos impuestos anteriores PDVSA está sujeta a otros tres impuestos que son los que se explican a continuación (cuadro 2):

c) Impuesto a los activos empresariales

Este impuesto es de 1% sobre el promedio simple de los activos ajustados por inflación al principio y al final del año. En cumplimiento de esta normativa, PDVSA y sus filiales venezolanas calcularon este impuesto conjuntamente con el impuesto sobre la renta y cancelaron al fisco nacional que resultó mayor. Durante 1999, 1998 y 1997, este impuesto representó

un gasto de US\$22, US\$19 y US\$7 millones, respectivamente, y se incluyen en impuestos de explotación y otros.

d) Impuesto al valor agregado

En este impuesto se establece una exención para la comercialización de algunos combustibles derivados de hidrocarburos y la potestad de recuperar ciertos créditos fiscales. Durante 1999 y 1998, se recibieron Certificados Especiales de Recuperación de Créditos Fiscales (CERT) por US\$1 200 y US\$622 millones, respectivamente, para garantizar el reintegro de los créditos fiscales; estos créditos fueron utilizados para cancelar el ISR. En enero de 1999 recibieron CERT por unos US\$1 333 millones, de los cuales utilizaron US\$1 291 millones, para cancelar el dividendo por pagar al 31 de diciembre de 1998.

e) Impuesto de consumo a las ventas

Las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela y en Estados Unidos de América causan impuestos al consumo. Durante 1999, 1998 y 1997, se pagaron por este concepto US\$3 801, US\$3 791 y US\$3 934 millones, respectivamente. Este impuesto no está incluido en las ventas.

Además las empresas explotadoras de hidrocarburos gaseosos, pagarán por los hidrocarburos gaseosos que consuman como combustible, los impuestos que se establezcan al respecto en las leyes que les fueren aplicables.

En Venezuela existió otro impuesto que se eliminó en 1996 que se denominaba "valor fiscal de exportación" (precio de referencia fiscal) en este impuesto se fijaba un precio del petróleo mayor en 20%, y cuando se eliminó esa sobretasa no se sustituyó por beneficios extraordinarios o dividendos, entonces el Estado no le retribuye nada a la empresa.

2.3.1.3. Relación con el Estado

Es importante mencionar —de acuerdo con el especialista e investigador Jesús Mora Contreras—¹¹, que en Venezuela no hay sensibilización pública hacia el tema petrolero debido a que se considera totalmente ambiguo porque:

1. *No es un tema de dominio público lo cual quiere decir que nadie considera relevante cambiar el régimen fiscal petrolero por miedo a modificar algunas variables macroeconómicas, y*
2. *Además se tiene una economía petrolizada en la cual los precios del petróleo y el volumen afectan a los ingresos de PDVSA, a las reservas internacionales, al tipo de cambio, a los ingresos fiscales y al gasto público. Lo cual quiere decir que no solo se implementan recortes presupuestales en la economía venezolana cuando disminuyen los precios petroleros, sino que toda la economía disminuye su actividad automáticamente.*

La política fiscal venezolana ha buscado compensar la caída del ingreso petrolero con la recaudación de impuestos y restricciones del gasto. Por ejemplo en 1994-1995, por primera vez fueron iguales los porcentajes de los ingresos obtenidos por impuestos no petroleros y petroleros (el plan económico aumentó el gasto y no recurrió al aumento de impuestos).¹²

La participación directa petrolera en el PIB nacional es de 20 a 25% e indirectamente en 50% — es indirecta porque la industria petrolera es intermediaria en la producción de la mayoría de los bienes y servicios —; por tanto es determinante y fundamental en la economía.

¹¹ Profesor e investigador de la sección de estudios de posgrado en Economía de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad de Los Andes, Mérida, Venezuela.

¹² Hugo Terán Guzmán, *El impacto de los ingresos petroleros en las finanzas públicas de México 1986-1996*, tesis para obtener el título de licenciatura en economía, 1988, p. 180.

Mientras el petróleo siga aportando dólares, el bolívar se conservará como una moneda fuerte, y limitará las exportaciones no petroleras; así que uno de los objetivos de este país es el de expandir el mercado interno para garantizar un sector exportador competitivo.

Un razonamiento importante al cual se llegó con este análisis fue que en realidad la industria petrolera en Venezuela es insostenible -- según Jesús Mora --, ya que existen dos causas que lo confirman: una es porque debe de cumplir con las cuotas correspondientes en la OPEP; y la otra es porque no existen otras fuentes de ingresos, adicionales; por ejemplo, si ponemos cantidades ficticias para hacer una representación numérica tenemos que:

Si el precio del barril de petróleo es de US\$20, supongamos que su costo de producción es de US\$4:

$$20 - 4 = 16$$

sobre los US\$16 se aplica la regalía que es de 16.66% lo cual equivale aproximadamente redondeado a US\$3:

$$16 \cdot 0.1666 = 2.66$$

tenemos que el valor neto aproximado del barril es entonces de US\$13:

$$16 - 3 = 13$$

16 : valor del barril

3 : regalía

como ese valor representa ganancias para la empresa, se le impone un 67.7% de ISR que equivale aproximadamente a US\$9:

$$13 \cdot 0.677 = 8.81$$

así tenemos que el precio del barril neto efectivo es de US\$ 4:

$$13 - 9 = 4$$

la empresa recupera el 100% de la cantidad que invirtió en la producción del barril, pero no tiene ganancias, en cambio el gobierno venezolano recolectó casi US\$12 (9 del ISR y 3 de la tasa *royalty*) por barril lo que equivale a un 300% del valor inicial invertido por barril y a 60% del valor de cada barril que se produce.

Cabe mencionar que los especialistas afirman que Venezuela necesita una reforma fiscal que siga una tributación no petrolera. Un paso importante y muy acertado fue la decisión de haber dejado que intervinieran las compañías privadas en Venezuela —según Jesús Mora— porque PDVSA compite y administra el hidrocarburo, tanto en su obtención como en su distribución; pero afirma que es muy poco, injusto e inequitativo el tratamiento fiscal que se les da a éstas debido a que a las empresas privadas sólo se les grava con 1% de regalía.

2.3.2. *Sonatrach-Argelia*

2.3.2.1. Características del entorno continental y de la empresa

África, Asia y Medio Oriente:

El mercado de África, Asia y Medio Oriente es un poco variado y vale la pena mencionar algunos casos particulares que nos muestren un pequeño panorama, ya que los países que conforman estas regiones son los que contienen los principales yacimientos de petróleo, aparte de incluir al primer país productor: Arabia Saudita.

La mayoría de las empresas estatales situadas en esta parte del mundo están aplicando algunas reestructuraciones en la manera de operar, distribuir, producir y explotar el hidrocarburo, ya que no les resulta eficiente seguir funcionando bajo los esquemas pasados donde el Estado administraba completamente el petróleo. A continuación se ejemplificarán algunos casos:

En el caso de China, las políticas se encaminan hacia un crecimiento estable en áreas de producción y petroquímicos, especialmente en lo relacionado a la exploración y explotación de petróleo y gas, como en la apertura de una política para promover la cooperación internacional.

Irán, por su parte, se ha fijado tres políticas específicas para cumplir con los niveles de producción y exportación a mediano y largo plazos. La primera tiene que ver con la inversión

extranjera. La segunda pretende reestructurar la estatal petrolera y la última se refiere a la adopción de mecanismos de mercadeo que mejoren los precios del petróleo. En Irán la producción petrolera es la mayor prioridad debido a la demanda creciente de energía en lo interno y la fuerte dependencia de su economía de los ingresos percibidos por la venta del crudo.

En Nigeria hay una dependencia de 90% de la actividad petrolera. Como consecuencia, su política se centra principalmente en fortalecer los negocios productivos de la industria: producción, comercialización, distribución y utilización. Los ingresos percibidos son invertidos en infraestructura para salud, educación, vivienda, energía y comunicaciones. La distribución de las regalías y beneficios económicos se reparten equitativamente por partes iguales tanto en zonas rurales como en sectores urbanos, sean áreas o no de influencia petrolera.

Indonesia administra los recursos no renovables a través de la estatal Pertamina, que explota los hidrocarburos y distribuye sus beneficios con base en los criterios que defina el Estado. Sin embargo, el gobierno pretende eliminar los monopolios en las operaciones de exploración, explotación, comercialización y realizar la distribución de los recursos entre el gobierno central y los locales. Lograr los máximos beneficios para el pueblo de este país y elevar los niveles de competitividad, generando apertura a la inversión privada, son los retos que Indonesia enfrenta hacia el futuro. Cabe mencionar que en aquel país el proceso de industrialización fue muy importante y muy similar al que se dio en México.

En Kuwait una de las ventajas que presenta la empresa petrolera, son las colocaciones que tiene en bancos y empresas como la Mercedes Benz y otras más. Además, Kuwait es un país petrolero que cuenta con inversiones externas; por eso no se ve tan afectada la industria petrolera cuando disminuyen los precios del petróleo.

Aspectos generales de la industria petrolera en Argelia:

Sonatrach es la Compañía de gas y petróleo de Argelia. Según la Petroleum Intelligence Weekly, es la 12va. compañía en el mundo; la primera en el Mediterráneo, la cuarta exportadora más grande a nivel mundial de gas natural y la segunda en LPG.

Los estados financieros de Sonatrach están elaborados de acuerdo con el conjunto de regulaciones del Plan Nacional de Cuentas de Argelia, y contienen las cuentas principales y las cuentas estándar específicas para el sector de hidrocarburos. El estado financiero de las subsidiarias incluyen el balance no consolidado de esta empresa. Las subsidiarias funcionan bajo el principio de derechos compartidos, los cuales están señalados en su costo de adquisición. Sin embargo comparte en el extranjero subsidiarias que están descontadas de la cuenta corriente.

La remuneración de las subsidiarias (beneficio del petróleo) se determina de acuerdo con los activos contractuales. Se denominan *gastos financiados* de acuerdo al decreto 86. Esta remuneración esta sujeta a un impuesto de 38%, y Sonatrach paga este impuesto a nombre de las subsidiarias.

2.3.2.2. Régimen fiscal petrolero

Sonatrach está sujeto a dos regímenes fiscales no mencionados en el decreto 86/14. Las actividades de exploración de petróleo están sujetas al régimen de imposición del petróleo, mientras otras actividades están sujetas al régimen del derecho consuetudinario.

En el régimen petrolero hay dos impuestos específicos que se aplican a Sonatrach que son:

1. Impuesto a la producción de hidrocarburo *royalty*
2. Impuesto sobre el ingreso o renta.

La primera tasa *royalty* es aplicable a los hidrocarburos producidos, y representa una tasa fija de 20%. Sin embargo cuando es garantizada una buena condición económica (crecimiento del PIB) como consecuencia de la exploración y la operación del yacimiento, la proporción del *royalty* puede reducirse a 16.25% para el área A (norte) o 12.50% para el área B (sur) —según la información oficial de Argelia.

El segundo impuesto que contempla la renta bruta durante el año financiero está sujeto al impuesto sobre ingreso de 85% para las actividades de exploración de hidrocarburo. Sin embargo cuando es garantizada una buena condición económica como consecuencia de la exploración y la operación del yacimiento, la proporción puede reducirse a 75% para el área A y 65% para el área B.

Adicional a los dos impuestos mencionados existe el régimen del derecho consuetudinario que representa el ingreso de las actividades de transporte de tubería y de la licuefacción y de las actividades de separación de LPG, este impuesto está sujeto a una tasa de 38 por ciento.

En el cuadro 3 se presenta el régimen fiscal de Sonatrach.

CUADRO 3.
Régimen fiscal de Sonatrach

Impuesto	Características	Tasa %
1 Impuesto a la producción del hidrocarburo <i>royalty</i>	La tasa <i>royalty</i> aplicable a los hidrocarburos producidos, cuando buenas condiciones económicas son garantizadas como consecuencia de la exploración y la operación del yacimiento, la proporción del <i>royalty</i> puede reducirse a 16.25% para el área A o 12.50% para el área B.	20%
2 Impuesto sobre la renta	La renta bruta durante el año financiero está sujeto al impuesto sobre ingreso para las actividades de exploración de hidrocarburo. Sin embargo cuando son garantizadas por la exploración y la operación del yacimiento las condiciones económicas, la proporción puede reducirse a 75% para el área A y 65% para el área B.	85%
3 El régimen del derecho consuetudinario	El ingreso de las actividades de transporte de tubería y de la licuefacción y de las actividades de separación de LPG están sujetas a este impuesto.	38%

Fuente: Elaboración propia con datos de Sonatrach

Los costos en los que se incurre para la exploración del hidrocarburo se gravan según su tipo y el año al que corresponden, al final de año estos costos se consideran como "exploración de hidrocarburo" si la inversión que se destinó se completó. Y se consideran como "trabajo en proceso" o "producción inmóvil", cuando no se alcanzó a completar el proceso o el balance está cerrado. El costo de exploración que no produjo un descubrimiento comercial es depreciado en su totalidad por el año, conforme a lo que prevé el decreto 86.

2.3.2.3. Relación con el Estado

La economía de Argelia está íntimamente ligada a la producción petrolera y es por medio de la empresa estatal Sonatrach como comparte transferencias con el erario público y para no considerarlas —las transferencias— son sustraídas de los derechos compartidos. Las acciones de los inversionistas son incrementadas a través de la incorporación de las transferencias de activos al Estado.

2.3.3. Statoil-Noruega

2.3.3.1. Características del entorno continental y de la empresa

El entorno que se describirá a continuación proporciona una explicación general de la situación del petróleo en Europa.

Europa: región septentrional¹³ y Mar del Norte

Los países de la región septentrional son dependientes de las importaciones, a excepción de Noruega y Rusia, grandes exportadores de energía. Los vastos recursos rusos cubren una parte sustancial del consumo de gas y de petróleo de la Unión Europea (respectivamente, el

¹³ La dimensión septentrional abarca la zona geográfica que se extiende desde Islandia hasta el noroeste de Rusia y desde los mares de Noruega, de Barents y de Kara al norte hasta la costa meridional del mar Báltico. El concepto de dimensión septentrional se centra en los países ribereños del mar Báltico y en la región del noroeste de Rusia, incluida Kaliningrado. La población total de la región es de unos 140 millones de habitantes. Las regiones septentrionales de Europa presentan características específicas por lo que respecta al clima, sus recursos, su configuración industrial y su demografía.

17 y el 16%). Polonia cuenta con importantes reservas de carbón. Los recursos energéticos propios de los estados bálticos y de Dinamarca son, en cambio, limitados. La dimensión septentrional representa una frontera esencial para la seguridad del abastecimiento debido a la importancia de los suministros procedentes de Noruega y de Rusia. El tránsito en esta región, especialmente por lo que se refiere a los productos derivados del petróleo y el gas, revestirá cada vez mayor importancia a tenor de las previsiones que apuntan a un incremento del consumo de gas y de petróleo en la Unión Europea. Ésta, por otra parte, ha financiado proyectos de interconexión con cargo al presupuesto de las redes transeuropeas.

Las opciones de combustible, determinadas por la existencia de recursos naturales, han pesado considerablemente en las políticas energéticas de estos países, dando lugar a la adopción de políticas proteccionistas que distorsionan el mercado. Es posible que estos mecanismos proteccionistas no sobrevivan en un mercado mundial liberalizado de la energía. Por consiguiente, una condición previa de gran importancia para aumentar la seguridad y el abastecimiento en el sector energético es crear un marco estable para los intercambios y las inversiones. El marco para esta plataforma estable de comercio e inversión lo ofrece el Tratado de la Carta de la Energía, ratificado por la mayoría de los países de la dimensión septentrional, a excepción de Islandia, Noruega, Polonia y Rusia. Ese Tratado prevé normas comerciales de la Organización Mundial de Comercio (OMC) aplicables a las transacciones en el ámbito energético con los Estados no miembros de la OMC que han suscrito el Tratado, así como entre ellos.

Por otro lado en el Mar del Norte el descubrimiento de los recursos de petróleo y gas se llevaron a cabo en los años sesenta y se consideró como una oportunidad importante para los países que se situaban cerca de éste: Reino Unido, Escocia, Noruega, etcétera. Para el Reino Unido era la oportunidad de invertir en un proceso de producción a largo plazo. Al principio, el gobierno prometió un programa de cambio radical que incluyó la nacionalización de los recursos del Mar del Norte con la creación de una compañía petrolera estatal, que salvaguardaría el interés público. Los beneficios del petróleo en Gran Bretaña fueron utilizados en el desarrollo de la base industrial del Reino Unido, y para el gasto necesario en servicios públicos tales como educación, transporte o el servicio médico. Sin embargo

con el sistema de políticas macroeconómicas monetaristas rígidas y la elección del gobierno conservador de Margaret Thatcher en 1979 que creía en los principios de libre mercado, en las políticas de privatización y en la desregulación; se entregó con eficacia el control de los recursos del petróleo y gas a las compañías petroleras multinacionales. De esta manera, la agenda del petróleo fue dominada por las necesidades de negocio con poca discusión sobre las implicaciones económicas y sociales.

Para la economía escocesa la importancia del petróleo del Mar del Norte radica en que ahí se encuentran los intereses de la sociedad; sin embargo se conoce que existe un vacío por parte del gobierno para alimentar el desarrollo adecuado a la industria petrolera de esta parte de la región; aun, cuando conoce la importancia que tiene sobre el empleo en este ramo de la industria tanto en el presente como en el futuro de Escocia. Sin embargo como en el caso del Reino Unido, el paso de los progresos del Mar del Norte han sido controlados por las compañías petroleras multinacionales, éstas toman decisiones sobre los nuevos progresos que se desarrollan en el campo; cabe mencionar que estos progresos están basados solamente sobre sus intereses globales y sobre el precio del petróleo en los mercados mundiales.

El desarrollo de Mar del Norte ha implicado un nivel enorme de innovación y de nueva tecnología, incluso las técnicas iniciadas allí ahora son usadas en otras partes del mundo. La tecnología del Mar del Norte también tiene uso potencial en industrias tales como construcción naval, ingeniería civil y energía alternativa.

Aspectos generales de la industria petrolera en Noruega:

La creación de riqueza en Noruega, medida por medio del producto interior bruto (PIB), ha registrado un aumento de 80% total durante las décadas de 1980 y 1990. El mayor aumento producido en Noruega debe analizarse especialmente a la luz de la edificación del sector petrolero tras el descubrimiento de hidrocarburos en la plataforma continental noruega a fines de la década de los sesenta. Entre 1980 y 2000, la producción petrolera aumentó en más del cuádruple y Noruega es actualmente el segundo exportador de petróleo del mundo

seguido de Arabia Saudita. Por tanto se espera que Noruega mantenga un elevado nivel de producción durante varios años a partir de ahora ya que sólo ha transcurrido la mitad de la llamada "era del petróleo".

El modelo noruego para el desarrollo del petróleo se mueve entre dos ambientes diferentes por un lado están las actuales políticas de libre mercado que dejan la decisión de fabricar en manos de compañías multinacionales. Y por otro el acercamiento en justicia social y en las necesidades de la sociedad en su conjunto. Estas necesidades muchas veces están ligadas a la ganancia que buscan las compañías petroleras multinacionales.

En Noruega, el desarrollo del petróleo ha sido manejado y coordinado eficazmente, ya que su aumento ha sido gradual y visible. Esto ha permitido un ambiente económico muy estable debido a que el Estado noruego está preparado para emprender los proyectos de desarrollo durante los periodos de crisis en el mercado, y cuando el sector privado no ha podido invertir.

Otro rasgo importante de tal desarrollo ha sido de compromiso de incrementar la especialización local en estas actividades, a través de la diversificación de los derivados del hidrocarburo y en las actividades de gas, entre las empresas locales y las empresas extranjeras, que se comprometen en los programas de modificación e innovación de tecnología. Por ejemplo con el declive de las actividades del Mar del Norte —la producción de los campos más viejos como Oseberg y Gullfaks está declinando—, Noruega ha hecho un esfuerzo convenido para encauzar el conocimiento, innovación y experiencia logrados a través del petróleo y del gas, a otras industrias como la ingeniería civil, la marina, así como a los programas de energía sustentables.

Noruega demuestra que los gobiernos pueden resistirse y pueden igualar las demandas de las compañías de petróleo multinacionales con las demandas de la sociedad.

La política de hidrocarburos en general se encamina a garantizar el autoabastecimiento, mejorar la calidad de vida de su gente y proteger el medio ambiente.

La reorganización y una mayor competitividad de la industria petrolera son los retos a mediano y largo plazos. En la actualidad realiza trabajos de exploración en África y Asia, pero debido a la coyuntura mundial no piensa hacer grandes inversiones en otros países hasta que no mejoren los precios.

Como ya se mencionó Noruega es un país exportador de petróleo y gas. Su empresa estatal se llama *Statoil*, y es una de las empresas más importantes del país, porque maneja el llamado *Interés Financiero Directo del Estado* (SDFI), además de la propia equidad de intereses del grupo Statoil. El SDFI es incluido directamente en el presupuesto del gobierno central y en las cuentas gubernamentales. El manejo de Statoil está autorizado en sus artículos de asociación, lo cual significa que representa tanto al grupo global como a los intereses estatales en cada licencia y sociedad.

Statoil es responsable de vender todo el petróleo, el gas natural líquido (NGL) y el gas producido por el SDFI. Los informes financieros son guardados por el grupo para el SDFI, y sus propios informes financieros reflejan solamente una parte de su equidad. Estos informes son realizados —por Statoil— de acuerdo con los principios que están especificados en el Acto de Contabilidad Noruego y las Normas Asociadas (NGAAP).

Si cuantificamos el comportamiento de la producción de petróleo y de NGL del SDFI según las cifras oficiales suman 471 millones de barriles en el año 2000. Esta cantidad se debe al incremento en el rendimiento de la empresa petrolera privada Troll and Åsgard. Por otro lado, la porción del SDFI de producción de gas subió de 22 mil millones metros cúbicos en 1999 a 24 mil millones metros cúbicos en 2000. Por tanto, las empresas privadas Sleipner West y Åsgard respondieron al volumen de este aumento. Tal es el comportamiento que tienen las empresas privadas en este país.

En Statoil, las reservas de petróleo y gas de SDFI se estiman de acuerdo con las normas industriales y los requerimientos de las Seguridades de Estados Unidos y de la Comisión de Intercambio (SEC), debido a lo cual los principios de la empresa han sido modificados en

años anteriores en lo que se referente a los volúmenes gravados de reservas, ya que se limitan a reducir las ventas de gas y de otros gases con acceso a un mercado. Por ejemplo en el 2000, 43% de la producción de petróleo y NGL se reemplazó por las nuevas reservas probadas gravadas y el gobierno no gravó volúmenes netos de nuevas reservas de gas probado en 2000. Las reservas noruegas no suponen sino 1% de las reservas globales conocidas, ya que Noruega presenta la particularidad de exportar 90% de su producción petrolífera.

A continuación se muestran las cifras de las reservas probadas de petróleo y gas:

Petróleo * (millones de barriles) Gas (billones m ³)	2000		1999		1998	
	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas
Reservas probadas**						
Al 1 de enero	3 346	896	3 475	908	3 469	901
Revisiones de estimaciones previas	94	(13)	72	(3)	179	24
Extensiones y descubrimientos	79	1	298	10	244	1
Recuperación mejorada	31	1	4	0	24	1
Compras de reservas en lugar	0	0	59	3	0	0
Producción	(471)	(24)	(461)	(22)	(422)	(19)
Reservas probadas al 31 de diciembre	3 180	860	3 446	896	3 475	908
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre	2 095	614	1 825	554	1 712	558

*) Petróleo incluye gas natural líquido

**1 Las cifras son redondeadas y no corregidas para dar las sumas exactas

Con la información anterior se hará un comparativo con México, en las conclusiones de esta investigación.

Otro punto importante es el financiamiento, ya que Statoil se financia principalmente por medio de préstamos y de manera propia. El SDH tenía una deuda y recursos para las obligaciones de aproximadamente 17.1 mil millones de coronas noruegas (NOK) al 31 de diciembre de 2000. Pero al mismo tiempo, el SDH tenía alrededor de NOK14.7 mil millones por cobrar¹⁴ a corto plazo.

Los elementos clave con los que se identifica Statoil son:

¹⁴ Las cuentas por cobrar de Statoil son principalmente por la venta de petróleo crudo.

Millones de moneda Noruega	2000	1999	1998
Operaciones de ingresos	143 969	80 817	57 590
Operaciones de gastos	18 842	16 841	15 315
Gastos de exploración	1 545	2 083	2 223
Depreciación	17 505	15 671	14 825
Retiro de provisiones	1 897	1 504	1 031
Beneficio antes de los artículos financieros	104 180	44 718	24 205
Recursos fijos tangibles al 1 de enero	154 990	142 341	129 472
Inversión (neta)	21 512	28 320	27 694
Depreciación	17 505	15 671	14 825
Recursos fijos tangibles al 31 de diciembre	158 997	154 990	142 341

En 2000, el sector petrolero, incluida la explotación y la producción de gas, representaba 23% de la riqueza creada, mientras que la producción industrial se elevaba a más de 9%.

2.3.3.2. Régimen fiscal petrolero

Statoil está sujeta al mismo tratamiento fiscal que las compañías privadas de petróleo que se encuentran operando en Noruega. Cabe mencionar que esta compañía ya fue parcialmente privatizada el 18 de junio de 2001; y en este momento las acciones privadas representan 18.2% de la compañía.

El Ministerio Noruego de Finanzas es el que se encarga de publicar los elementos que conforman el sistema fiscal en Noruega. Este Ministerio marca que la tasa marginal de impuesto a las compañías petroleras es de 78%. Esta tasa es considerada alta, y puede provocar que las compañías petroleras definitivamente se reduzcan. Sin embargo el objetivo del gobierno es captar una mayor parte de los recursos de la renta petrolera, otorgando al mismo tiempo el atractivo que requieren las compañías petroleras para que se comprometan a invertir en Noruega.

Uno de los argumentos que se manejan para la reducción del nivel tan elevado de impuestos en la industria petrolera, es que el tamaño de los pozos petroleros que se encuentran en ese país son mucho más pequeños en comparación con los que había en el pasado. Sin em-

bargo para impulsar el desarrollo de los hallazgos marginales, se necesita que los inversionistas y las compañías petroleras tengan un estímulo en los impuestos. Por este motivo el gobierno noruego pretende que algunos cambios fiscales propuestos deben proceder para evitar retardar la privatización parcial de Statoil, porque las nuevas condiciones del impuesto impactarán en las valoraciones de la compañía.

Como se mencionó antes, existen algunos planes gubernamentales para publicar las propuestas de los cambios al sistema de impuesto petrolero. Los informes de la prensa noruegas dicen que es probable que los cambios sean menos extensos que aquellos recomendados por el comité que estudió el sistema. El 50% de impuesto especial probablemente será retenido, pero manteniendo la proporción mayor de impuesto de 78% (50% más el impuesto de la compañía de 28%).

Las actividades petroleras en Noruega son gravadas a través de un impuesto corporativo: un impuesto especial al petróleo; y varios más. El Estado noruego también recibe ingresos a través del financiamiento directo que otorga a las operaciones petroleras.

La base impositiva de este régimen fiscal está fundada en reglas del impuesto corporativo ordinario de petróleo, y la consideración de un impuesto especial de 50% sobre éstas actividades.

En el cuadro 4 se detalla el régimen fiscal de Statoil.

CUADRO 4.
Régimen fiscal de Statoil

Impuesto	Características	Tasa
1. Impuesto corporativo	Este impuesto se aplica sobre la utilidad medida bajo un conjunto de precios y normas de precios menos los costos de operación, depreciación y el costo financiero neto.	28%
2. Impuesto especial sobre actividades petroleras	Este impuesto es resultado de la resta de la base impositiva y una depreciación extra basada en la inversión.	50%
Tasa marginal de impuesto a las compañías petroleras		78%
3. Otros impuestos		
• Impuesto del bióxido de carbono	Grabado por litro de petróleo, densidad y por metros cúbicos estándar de gas que es quemado y liberado directamente en el aire de las plataformas, instalaciones o construcciones usadas para extracción y transportación de petróleo en Noruega	38%
• Impuesto <i>royalty</i>	Se aplican a la producción de petróleo	8 y 16%

Fuente: Elaboración propia con datos de Statoil

Los impuestos principales aproximadamente son calculados de la siguiente manera:

Utilidad¹⁵

- Costos de operación

- Depreciación¹⁶

- Costo financiero neto¹⁷

= Base impositiva ordinaria sujeta a un impuesto de 28%

- Aumento¹⁸

= Base impositiva sujeta a un impuesto especial de 50%

En el sistema de normas de precios en el que se basa el régimen fiscal contiene una importante integración entre compradores y vendedores que interactúan en el sector petrolero. Consecuentemente, para propósitos impositivos el gobierno noruego integró un sistema de

¹⁵ La utilidad es medida con base en reglas especiales para un conjunto de precios y normas de precios.

¹⁶ La depreciación está basada en reglas especiales para la producción petrolera.

¹⁷ El costo financiero neto es limitado por las reglas de la capitalización

normas de precios, que administrativamente es mezclado con los precios del petróleo. La norma de los precios supone reflejar los precios a los que el petróleo pueda ser comercializado en las condiciones del libre mercado.

El sistema impositivo también debe de acatar ciertas reglas como las de la depreciación y las de capitalización. Las primeras mencionan que la depreciación lineal programada se aplica a las instalaciones de producción y a los oleoductos. La tasa de depreciación anual es de 16 2/3%, comenzando desde el año en que la inversión fue hecha. Las segundas determinan que la cantidad máxima del costo financiero neto que puede ser deducida para los correspondientes propósitos impositivos es un cálculo sobre el monto de la deuda de 80%. El monto de la deuda es calculada con base en el valor de las cuentas en el balance de resultados anual.

En este régimen también es considerado un Aumento (*Uplift*) cuyo propósito es asegurar que el retorno normal no sea afectado por el impuesto especial. El *uplift* es de 5% sobre el precio del costo de las cuentas de depreciación, y la deducción en la base impositiva para el impuesto especial es dada durante los siguientes seis años después del año en que la inversión fue hecha. Una compañía de petróleo que paga un impuesto especial puede deducir un total de 21 2/3% de los costos de inversión por año. Si la base impositiva es negativa, el exceso del *uplift* puede ser transferido para el siguiente año.

Por otro lado existen otros impuestos que se aplican al sector petrolero:

El impuesto del bióxido de carbono (CO_2 tax) es un impuesto CO_2 grabado por litro de petróleo, densidad y por metros cúbicos estándar de gas que es quemado y liberado directamente en el aire de las plataformas, instalaciones o construcciones usadas para extracción y transportación de petróleo. El impuesto es deducido de la base del impuesto corporativo y de la cantidad neta pagada. Desde el 1 de enero de 1999 el impuesto es de NOK0.70 por litro/metros cúbicos estándar.

¹¹ Este aumento se considera como una depreciación extra basada en la inversión.

Los impuestos *royalties* en la producción se sitúan entre 8 y 16% del valor de la producción en los campos. Estos impuestos han sido actualmente abolidos en los nuevos campos que han sido ocupados; sin embargo, tienen que ser pagados por los campos que producen petróleo y las decisiones en torno a su desarrollo fueron tomadas antes del 1 de enero de 1986; cabe mencionar que para estos últimos campos el impuesto *royalty* puede ser *eliminado* por un periodo de seis años.

Otro cargo que se le hace a la industria petrolera es el de los derechos que son pagados por km^2 sobre todas las licencias de producción asignadas. La cuota es relativamente baja durante el periodo de exploración (NOK4 000 por km^2). En consecuencia se incrementa gradualmente sobre un periodo de 10 años (la tasa más alta es de NOK121 500 por km^2).

2.3.3.3. Relación con el Estado

El Interés Financiero Directo del Estado (SDFI)

La economía noruega es vulnerable a las fluctuaciones de los precios del petróleo y de las restantes materias primas. Ello se debe al importante papel que desempeña en la economía noruega la extracción de petróleo. No cabe, por tanto, la menor duda de que Noruega vive en una economía petrolera, con las ventajas e inconvenientes que dicha situación comporta, estando, en particular, sometida a los riesgos de la fluctuación de los precios del petróleo.

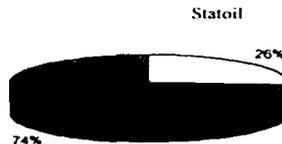
Sobre los impuestos mencionados, el Estado tiene intereses de propiedad directa en la mayoría del petróleo y el gas de Noruega. Esto significa que el Estado paga una parte de todas las inversiones y los costos de operación que son equivalentes a su propia porción dentro de la empresa. Y como otras licencias, el Estado recibe una parte correspondiente de los ingresos por la producción de gas y petróleo; esta parte varía de campo en campo.

En Noruega una parte significativa de los recursos petroleros son directamente para el Estado, lo cual explica que Statoil sea uno de los mayores contribuyentes del Estado.

El Estado noruego recibió NOK99 mil millones del SDFI en 2000. Desde que se estableció el primero de enero de 1985 este arreglo, Statoil ha hecho una contribución neta al Estado de NOK200.6 mil millones en términos nominales. Esto quiere decir que 80% de los ingresos obtenidos por la industria petrolera son para el Estado, reflejando así que los intereses de la mayoría de la comunidad sean protegidos por las actividades de la compañía de petróleo estatal Statoil, lo que ocasiona que el gobierno siga una estrategia gemela de modernización industrial junto al aumento de un Estado de bienestar fuerte.

En el año 2000 el total de los recursos que la industria petrolera pagó al Estado fue de NOK 92 miles de millones, Statoil aportó 26% (gráfica 4).

GRAFICA 4
Proporción que aporta la industria petrolera al Estado noruego
2000



Fuente: Elaboración propia con datos de Statoil.

En el cuadro siguiente se pueden apreciar algunas de las contribuciones que hace esta industria medida en millones de NOK:

	2000	2001 estimado	Presupuesto 2002
Tasa de impuesto	54 822	10 2187	11 2300
Royalty	3 463	2600	1 200
Area fee	122	967	600
Impuesto CO ₂	3 047	3 337	3 400
Dividendos de Statoil	1 702	5 734	4 600
Ingreso neto de SDFI	98 216	13 0328	83 760
Miscelánea		-310	-390
	16 3372	24 4852	205 470

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Los ingresos percibidos por explotación de petróleo representa para el gobierno 12% del PIB.

Un reciente informe realizado por las Naciones Unidas mostró que Noruega ha aplicado buenas políticas en el desarrollo económico (con una proporción más alta de crecimiento) y en justicia social, con desigualdades del ingreso más reducidas. Sin embargo la economía noruega es vulnerable a las fluctuaciones de los precios del petróleo. Ello se debe al importante papel que desempeñan en la economía noruega la extracción de petróleo y la producción de metales.

Cabe mencionar que a raíz de su privatización parcial se pretende que la producción se incremente y, por tanto, administre sus recursos de otra manera.

Noruega percibe actualmente importantes ingresos del petróleo. Sin embargo, para hacer frente a los retos económicos de la era pospetrolera, el Estado deposita una parte de los ingresos procedentes de esta actividad en un fondo especial llamado "Fondo de Petróleo". En otros términos, la fortuna obtenida del petróleo se convierte en medios financieros con los que garantiza a largo plazo la economía de bienestar de Noruega.

Fondo de Petróleo

La economía de Noruega ha estado expuesta a considerables cambios a largo plazo: derivados de la disminución de los ingresos petroleros y del promedio de edad de la población, la cual se ha incrementado considerablemente y se refleja en los pagos de pensiones.

El Fondo petrolero que fue establecido en 1990, intenta ser una herramienta de ayuda para el manejo de la política fiscal. Asimismo, tiene dos principales propósitos: actuar como un amortiguador de los impactos que producen las variaciones de los ingresos petroleros en el corto plazo, lo cual permite el fortalecimiento y una mayor maniobra de la política económica. Y servir como una herramienta para controlar los cambios financieros relacionados con la edad de la población y el eventual declive de los ingresos petroleros. El proceso del

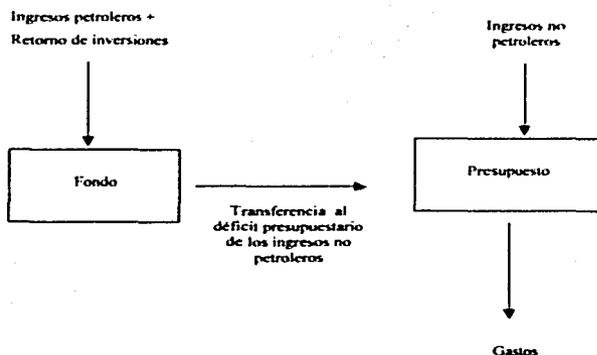
intercambio físico de las reservas de petróleo como partidas financieras dentro del Fondo reduce la dependencia que tiene este país de los ingresos petroleros.

La primera transferencia del presupuesto del Estado hacia el Fondo fue en 1996. Y a fines de 2000 el Fondo acumuló NOK386 billones, lo cual significa alrededor de un 28% del GDP.

Mecanismo del Fondo Los ingresos del Fondo se conforman del flujo neto de efectivo obtenido de las actividades extraordinarias petroleras y del retorno de las transacciones financieras netas que se relacionan con estas actividades. Los gastos del Fondo son la transferencias al presupuesto fiscal que se hacen para cubrir los déficit en los ingresos públicos no petroleros.

El Fondo está integrado en parte por las finanzas públicas y es catalogado como un dispositivo contable. El camino está construido sobre la premisa de que existe una conexión entre el uso de capital de dicho Fondo y el déficit del los ingresos públicos no petroleros. Si se incrementa el gasto del gobierno o se reducen los ingresos provenientes de los impuestos de las demás actividades económicas se refleja en menores asignaciones para el Fondo.

La manera en como trabaja el Fondo se refleja en el siguiente diagrama:



El ministerio de Finanzas ha delegado la responsabilidad del manejo operativo del Fondo al Norges Bank. Así que formalmente el Fondo está operando por medio de una cuenta en este banco; el corolario de esta cuenta es la inversión que el banco le otorga por medio de los montos correspondientes de los instrumentos financieros externos del propio banco, lo cual determina el retorno de los montos hacia el Fondo.

Las regulaciones del Fondo son decididas por el gobierno y el Ministerio de Finanzas. Sin embargo, el gobierno siempre consulta parcialmente antes de hacer cambios sustanciales, e informa parcial y regularmente acerca del desarrollo del Fondo.

La división de responsabilidades entre el Ministerio de Finanzas y el banco puede ser descrita así: el Ministerio de Finanzas decide las estrategias de inversión y los límites de riesgo; y el Norges Bank decide realizar las estrategias de inversión, el manejo del riesgo, la contabilidad y los reportes y ofrece consejos profesionales al Ministerio. La tarea del Ministerio es evaluada por el manejo del Norges Bank. En este marco la evaluación de los cambios del Fondo define un *benchmark* portafolios. Éste es un portafolio teórico elaborado con los índices de los países en los cuales la inversión se llevó a cabo. Así el desempeño del Fondo es comparado con el del portafolios.

Capítulo 3. Petróleos Mexicanos (Pemex)

El antecedente histórico principal de Pemex está relacionado con el 18 de marzo de 1938, día en el cual el presidente Lázaro Cárdenas concluyó que las compañías petroleras extranjeras estaban vulnerando la soberanía del país, puesto que todo lo relacionado con esta compañía dependía de los capitalistas extranjeros. Así, tomó la importante decisión de expropiar, quedando rotos los vínculos entre trabajadores y empresas. El gobierno tomó las instalaciones industriales para reactivar la función petrolera, en este tiempo la industria petrolera en México era la tercera fuente de importancia por sus ingresos. El 7 de junio de 1938 se creó la empresa Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Distribuidora de Petróleos Mexicanos, esta última asimilada en 1940. Además se puso en vigor un añadido constitucional para que la industria petrolera no pudiera ser adquirida, poseída o simplemente explotada por particulares, y menos extranjeros; por un decreto publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria, a partir de entonces la explotación del hidrocarburo sólo podría realizarla el Estado mexicano; la organización de la industria petrolera se convierte así en una parte integrante de la estructura y de la organización del Estado.

Después de la nacionalización, México dejó progresivamente el mercado internacional, por lo que el petróleo pudo ser dirigido de manera privilegiada hacia el mercado interno hasta llegar a convertirse en una herramienta importante para el desarrollo industrial. Puede decirse que en los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento dada la demanda petrolífera provocada por la Segunda Guerra Mundial.

La importancia de este capítulo radica en que Pemex ha sostenido, desde entonces, el abasto nacional de energéticos y la exportación de hidrocarburos, ya que en el mercado interno también es a partir de entonces que ha sido el único proveedor de productos petrolíferos y gas natural, insumos necesarios para la industria, el transporte, la generación

de energía eléctrica y el sector doméstico. También esta empresa se ha constituido como un importante instrumento para el saneamiento de las finanzas públicas. Por ende, la premisa que se maneja tiene que ver tanto con la importancia de Pemex como empresa como de su papel en las finanzas públicas del Estado.

Actualmente Pemex es la empresa pública más grande de México y una de las diez empresas petroleras más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos. Y con base en el nivel de reservas y su capacidad de extracción y refinación, se encuentra también entre las cinco compañías petroleras más importantes del mundo.¹ Cabe mencionar que cuenta con más de 130 mil empleados y con 50 mil millones de dólares en activos.

Las actividades de Pemex abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos. Pemex se estructura por medio de organismos subsidiarios y empresas filiales.

Ahora bien: es importante tener presente que en el pasado las ventas internas de productos petrolíferos sólo atendían los requerimientos de la demanda interna, optimizando sus sistemas de distribución y adecuándolos a las necesidades de la actividad económica del país. Con base en este argumento se considera que uno de los principales apoyos para activar la inversión del sector petrolero, así como de mantener un equilibrio de la participación de Pemex en la recaudación tributaria son precisamente las ventas internas.

En seguida se analizarán los principales problemas que aquejan a esta empresa, haciendo hincapié en el régimen fiscal que la gobierna, para comprobar la hipótesis principal planteada en esta tesis.

¹ Información obtenida de <http://www.pemex.gob.mx>

3.1. Tratamiento fiscal

En virtud de y de conformidad con la legislación mexicana las actividades que realiza Pemex corresponden en exclusiva al Estado; por ende, es un organismo público descentralizado. Por tanto uno de los principales factores que influyen en el crecimiento y la rentabilidad de ésta industria, es sin duda la estructura impositiva con la que funciona. Las actividades de Pemex que se gravan y los impuestos que se aplican a cada uno de los organismo subsidiarios son, a grandes rasgos:

- *Pemex Exploración y producción: exportaciones de crudo.*
- *Pemex Refinación: ventas nacionales, exportaciones, impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS), excepto importación y fletes.*
- *Pemex Gas y Petroquímica² básica: ventas nacionales y exportaciones.³*

El régimen fiscal petrolero se basa en la Ley y reglamento sobre petróleo, en la Ley de ingresos de la federación,⁴ en la Ley de coordinación fiscal y en la Ley federal de derechos.

En los siguientes párrafos se explica como se ha comportado la estructura de este régimen fiscal desde 1980.

De 1980 a 1987, la participación de Pemex en el ingreso del gobierno fue importante, y la empresa se convirtió, a partir de entonces, en el principal contribuyente en México, gracias a su participación en la exportación nacional.

² Los 56 productos petroquímicos que elabora Pemex a partir de materias primas que tienen su origen en el petróleo crudo se clasifican en básicos (8), secundarios (13), y otros (35). Los productos de la refinación se refieren a los petrolíferos como gasolinas, diesel, turbosina, lubricantes, etcétera.

³ Benjamin García Páez, "Petróleo y Finanzas públicas en México", *Comercio exterior*, noviembre, 2000.

⁴ En esta ley se establece la política de ingresos, cuya principal característica es que está enmarcada con base en tres aspectos relevantes: como fuente de financiamiento del gasto público, por los efectos que causa en la economía dicha política de financiamiento y por las perspectivas políticas y su estrecha relación entre los ingresos públicos y sobre quien pesan las cargas fiscales, así como el destino, oportunidad y cuantía tanto del gasto público como de los agentes económicos.

En este periodo, el artículo 5° de la Ley de ingresos de la federación que se refirió al régimen fiscal al que se sujeta Pemex permaneció sin cambios. Fue a partir de 1988 cuando se iniciaron algunas reformas a las contribuciones y accesorios. De esta manera hubo adecuaciones a la Ley de ingresos en los años 1989, 1991, 1993 y 1996.

Durante el primer periodo (1980-1987) se estableció el pago de impuestos a la petroquímica con una tasa de 15% sobre sus ingresos brutos. A la exportación e importación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados (con tasas que se establecían en las tarifas de impuestos generales de importación y exportación). A la importación de maquinaria, equipo y demás bienes. A la producción con una tasa de 27% sobre ingresos brutos (deduciendo solo la petroquímica, la importación y la exportación de petróleo, gas natural y derivados).

También se establecía un impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) y un impuesto al valor agregado (IVA); lo anterior de acuerdo con las disposiciones de los respectivos años.

Se imponían además: derechos⁵ sobre 27% de ingresos brutos, pagos extraordinarios, multas, gravámenes locales y municipales y un pago de impuestos generales de importaciones y exportaciones (siendo el pago de importaciones anual y el de exportaciones mensual).

Así, durante este tiempo debido al aumento que registró Pemex por ventas externas desde 1980 a 1983, el gobierno aumentó los porcentajes que aplicaba sobre derechos de extracción y exportación.

⁵ Los derechos son la cantidad que se paga, de acuerdo con el arancel, por la importación o exportación de mercancías o por otro acto determinado por la ley. Son las contribuciones establecidas en la ley por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la nación, así como por recibir servicios que presta el Estado en sus funciones de derecho público, excepto cuando estas funciones son prestadas por organismos descentralizados u organismos desconcentrados, cuando en este último caso se trate de contraprestaciones que no se encuentran previstas en la Ley Federal de Derechos. También son derechos las contribuciones a cargo de los organismos públicos descentralizados por prestar servicios exclusivos del Estado.

A partir de 1988 el artículo 5º de la Ley de ingresos que se refería a las obligaciones fiscales de Petróleos Mexicanos. Ahora el artículo 4º es el que registra estas obligaciones.

Con la modificación anterior cambiaron algunas obligaciones, en el sentido de que se eliminaron algunos impuestos y derechos que Pemex pagaba en el periodo anterior sustituyéndose por otros; por tanto, los impuestos y derechos cargados a la empresa en 1988 eran (cuadro 1):

- Derechos sobre hidrocarburos.
- Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos de 15% del valor del crudo y gas natural.
- Derechos sobre excedentes en el precio internacional del petróleo, reservado sólo para los ingresos de la Federación (no participa a estados, municipios ni al Distrito Federal).
- IEPS (Impuesto especial sobre producción y servicios con referencia al consumo de gasolina y diesel).
- IVA (Impuesto al valor agregado).
- Contribuciones causadas por la importación de mercancías.
- Impuesto a exportaciones.
- Derechos.
- Otras obligaciones.

Para 1989 se eliminó el derecho sobre los excedentes en el precio internacional del petróleo.

En 1991 se estableció un nuevo esquema denominado derechos sobre hidrocarburos de 15.7%, en donde se imponía un aprovechamiento sobre excedentes de 41.6% si el precio promedio del crudo mexicano rebasaba los 14 dólares por barril (cuadro 1).

Durante 1992 se aplicó un impuesto sobre extracción del petróleo de 55% sobre utilidades brutas y otro extraordinario sobre extracción de petróleo de 20%. No siendo participables

los estados, municipios y el Distrito Federal. También se exigió un impuesto sobre hidrocarburos, extracción de hidrocarburos con una tasa de 15.7% a la exportación y autoconsumo y de 13.7% al consumo nacional. Las demás obligaciones se mantienen (cuadro 1).

En 1993 se impone un impuesto adicional sobre la extracción de petróleo, siendo éste de 1.1% sobre la extracción que era de 25%. Cabe mencionar que en este año se afinaron las reglas de aplicación del derecho sobre la extracción del petróleo y se adecuaron los sistemas internos de Pemex para que cumpliera rigurosamente con las obligaciones del impuesto a los rendimientos petroleros. El sentido básico de esta reforma fue ofrecer a la empresa y a 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 y en los flujos de ventas.

A continuación se elabora un cuadro donde se resumen los impuestos y derechos implementados a Pemex de 1980 a 1993.

CUADRO 1.
Régimen fiscal de Pemex
 1980-1993

Periodo	Impuestos y derechos
1980-1987	Impuestos a la petroquímica, 15% sobre sus ingresos brutos Impuestos a la exportación Impuestos a la importación Impuestos a la importación de maquinaria, equipo y demás bienes Impuestos a la producción, 27% sobre sus ingresos brutos Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) Impuesto al valor agregado (IVA) Derechos sobre ingresos brutos 27% Derechos sobre pagos extraordinarios Multas Gravámenes locales y municipales Impuestos generales sobre importaciones y exportaciones
1988	Derechos sobre hidrocarburos Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos de 15% del valor crudo y gas natural Derechos sobre excedentes en el precio internacional del petróleo, reservado sólo para los ingresos de la Federación (no participa a estados, municipios ni al Distrito Federal). Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) Impuesto al valor agregado (IVA) Contribuciones causadas por la importación de mercancías Impuesto a exportaciones Derechos Otras obligaciones
1989-1990	Derechos sobre hidrocarburos Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos de 15% del valor crudo y gas natural Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) Impuesto al valor agregado (IVA) Contribuciones causadas por la importación de mercancías Impuesto a exportaciones Derechos Otras obligaciones
1991	Derechos sobre hidrocarburos, 15.7% aprovechamientos sobre excedente 41.6% Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos del 15% del valor crudo y gas natural Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) Impuesto al valor agregado (IVA) Contribuciones causadas por la importación de mercancías Impuesto a exportaciones Derechos Otras obligaciones
1992	Impuesto sobre extracción del petróleo, 55% sobre utilidades brutas Impuesto extraordinario sobre extracción del petróleo, 20% Impuesto sobre hidrocarburos, extracción de hidrocarburos, 15.7% a la exportación y autoconsumo y 13.7% al consumo nacional Derechos sobre hidrocarburos, 15.7% aprovechamientos sobre excedente 41.6% Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos de 15% del valor crudo y gas natural Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) Impuesto al valor agregado (IVA) Contribuciones causadas por la importación de mercancías Impuesto a exportaciones Derechos Otras obligaciones

1993	Impuesto adicional sobre la extracción de petróleo, 1.1% sobre la extracción de 25% Impuesto sobre extracción del petróleo, 55% sobre utilidades brutas Impuesto extraordinario sobre extracción del petróleo, 20% Impuesto sobre hidrocarburos, extracción de hidrocarburos, 15.7% a la exportación y autoconsumo y 13.7% al consumo nacional Derechos sobre hidrocarburos, 15.7%, aprovechamientos sobre excedente 41.6% Derechos extraordinarios sobre hidrocarburos del 15% del valor crudo y gas natural Impuesto especial sobre producción y servicios (IITS) Impuesto al valor agregado (IVA) Contribuciones causadas por la importación de mercancías Impuesto a exportaciones Derechos Otras obligaciones
------	---

Fuente: Elaboración propia con datos de las leyes de Ingresos de 1980 a 1993.

3.2. Régimen fiscal actual 1994-2000

El esquema fiscal, que se le da actualmente a Pemex entró en vigor en 1994. Este régimen fue instrumentado aparentemente para reflejar adecuadamente su situación financiera y su manejo contable y administrativo. El régimen tiene esquema de ley por estar incorporado en el artículo 4º de la Ley de ingresos de la federación.

Este régimen fiscal está integrado por diversos gravámenes cinco de ellos directos⁶ (derechos a la extracción de petróleo; impuesto a los rendimientos petroleros; derecho sobre hidrocarburos; impuesto especial sobre producción y servicios y el de aprovechamiento sobre rendimientos excedentes) totalmente independientes de los impuestos generales como el IVA, el de importación o de las varias contribuciones de carácter local. Cabe mencionar que la carga fiscal más importante proviene de los denominados derechos. A continuación se explican detalladamente los principales impuestos que se aplican a Pemex (cuadro 2):

1. *El derecho a la extracción de petróleo* (DEP): es un gravamen especial para que la sociedad reciba una parte del beneficio económico que genera la extracción de este recurso no renovable. Prácticamente todos los países que tienen yacimientos petroleros aplican un gravamen similar. Este impuesto se calcula con base en los

⁶ Son los ingresos que percibe el gobierno federal por concepto de gravámenes a las remuneraciones, propiedades, ganancias de capital, o cualquier otra fuente de ingreso de las personas físicas o morales. Es aquel que grava directamente el ingreso de los contribuyentes; incide sobre el ingreso y no es transferible ni evitable para las personas o empresas que reciben ingresos.

ingresos totales del organismo subsidiario Pemex-Exploración y producción⁷ durante el año, a los cuales se resta el total de los gastos y costos incurridos con motivo de la exploración y explotación incluyendo las inversiones en bienes de activo fijo así como los gastos y cargos diferidos efectuados con motivo de la exploración y explotación petroleras. Este derecho aplica tres tasas: 52.3% ordinaria; 1.1% adicional y 25.5% extraordinaria. De estas tasas, la primera forma parte de la recaudación federal participable y la segunda apoya a los municipios.⁸

2. *El impuesto a los rendimientos petroleros (IPP)*: este gravamen equivale al impuesto sobre la renta, ya que su base se define en los mismos términos que el ISR.
3. *El impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)*: se aplica a la enajenación de gasolinas y diesel. Se calcula con base en los precios de gasolinas y diesel en el mercado *spot* de Houston para evitar que posibles ineficiencias al producir las gasolinas sean trasladadas a los consumidores o se traduzcan en un menor pago de IEPS; además toma en consideración el precio al público en México calculando la diferencia entre el precio al público y el precio *spot* de Houston. Este impuesto es al consumo.
4. *El derecho sobre hidrocarburos (DSH)*: ha tenido como fin garantizar que la introducción del nuevo régimen fiscal no afecte la carga impositiva de Pemex. Cuando la suma del derecho sobre la extracción de petróleo, el impuesto especial sobre producción y servicios y el impuesto a los rendimientos petroleros sea diferente —ya sea menor o mayor— a 60.8% de los ingresos de la empresa, se modifican las tasas del derecho a la extracción del petróleo, para evitar que la carga fiscal de Pemex se altere. De este modo se garantiza que las contribuciones de Pemex se ajusten a una tasa, que no difiere considerablemente de la que se aplica a

⁷ Cabe mencionar que Pemex-Exploración y Producción es el organismo en el que se concentra la mayor aportación de los ingresos al gobierno federal en el ramo petrolero.

⁸ José Gildardo López Tijerina, Propuesta de reforma fiscal, *Serie Cuadernos de investigación 5*, México, UNAM-IEI, 2000, p. 69.

otras empresas productivas de petróleo en el mundo, aunque los esquemas de impuesto sean distintos.

5. *El aprovechamiento sobre rendimientos excedentes*: este aprovechamiento es cubierto por Pemex Exploración y Producción cuando el precio del barril exportado es mayor al precio considerado en la estimación de la Ley de ingresos del año que se trate; a la diferencia entre ambos precios se aplica un porcentaje que sumado al DSH del régimen normal, implica que 100% de la diferencia en el precio de exportación se transforma en ingreso fiscal.
6. *En su capacidad de retenedor*: Pemex también paga impuestos como el IVA, y los impuestos a las importaciones y a las exportaciones. En estos casos está sujeto a las mismas condiciones que establecen las leyes fiscales para todos los contribuyentes.

A partir de 1997 Pemex y sus organismos subsidiarios estarán obligados a pagar siete impuestos diferentes por concepto de (cuadro 2):

- Impuesto al Valor Agregado (IVA)
- Cargas tributarias a la exportación
- Impuesto especial Sobre Producción y Servicios (IEPS)
- Importación de mercancías
- Rendimientos excedentes
- Derecho sobre la extracción de petróleo
- Derecho sobre hidrocarburos

Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP)

De acuerdo a la Ley de ingresos Pemex debe calcular e informar el monto del Derecho sobre hidrocarburos a su cargo en el ejercicio fiscal correspondiente, mediante la declaración que se debe de presentar a la Tesorería de la Federación a más tardar el último día del mes de marzo.

El artículo cuarto del proyecto de ley declara que, en este impuesto tanto Pemex como sus organismos subsidiarios pagan el derecho por cada región petrolera de explotación de petróleo y gas natural, aplicando la tasa de 52.3% al resultado que se obtenga de restar al total de los ingresos por ventas de bienes o servicios que tenga Pemex Exploración y Producción (PEP) 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 por Pemex, 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 de la región petrolera de que se trate, sin que exceda el monto del presupuesto autorizado por la Secretaría de Hacienda.

$$\left(\frac{\text{Total de los ingresos por ventas de b y s por cada región}}{\text{Total de costos y gastos en b y s por exploración y explotación por cada región}} \right) * 0.523$$

Para estos efectos se contempla lo siguiente:

- a) El precio que se toma en cuenta para determinar los ingresos por la venta de petróleo crudo no puede ser inferior al precio promedio ponderado de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación del periodo correspondiente.
- b) El precio que se toma en cuenta para determinar los ingresos por la venta de gas natural no puede ser inferior al precio del mercado internacional. Éste precio es establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante la expedición de reglas de carácter general.
- c) Las mermas por derramas o quemas de petróleo o gas natural se consideran como ventas de exportación y el precio utilizado para el cálculo del derecho es el que corresponda según los párrafos anteriores.

d) Las regiones petroleras de explotación de petróleo y gas natural son las que da a conocer la Secretaría de Hacienda mediante reglas de carácter general.⁹

PEP tiene que pagar todos los días los anticipos a cuenta de este derecho cierta cantidad como mínimo (incluyendo días inhábiles), paga el primer día hábil de cada semana un anticipo de esa cantidad. Además calcula y entera el monto del derecho sobre la extracción de petróleo que resulte a su cargo por cada ejercicio fiscal.

Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP)

Respecto al derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo, se le aplica la tasa de 25.5% y se entregan diariamente (incluyendo días inhábiles) por conducto de PEP anticipos a cuenta de este derecho durante el año.

Debe pagar diariamente, anticipos a cuenta de este derecho, para esto se le marca una cantidad mínima durante el año. El primer día hábil de cada semana tiene que dar un anticipo.

El derecho se calcula y paga mensualmente por conducto de PEP, mediante la presentación de la declaración correspondiente ante la Tesorería de la Federación. Contra el monto del derecho que resulte a su cargo en la declaración mensual, PEP puede acreditar los anticipos efectuados por el mes de que se trate en los términos del párrafo anterior, sin que causen recargos las diferencias que, en su caso, resulten. La ley aclara que los ingresos obtenidos por la federación de este derecho no se reparten a los estados, municipios ni al Distrito Federal.

PEP calcula y paga el monto del derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo que resulte a su cargo, mediante una declaración que presenta ante la Tesorería de la Federación.

⁹ Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, *Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 1997, 1999, 2000 y 2001*.

Derecho adicional sobre la extracción de petróleo

En este impuesto la empresa paga el derecho que establece esta fracción aplicando la tasa de 1.1% sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo.

El derecho se calcula y se paga mensualmente por conducto de PEP, mediante la presentación de la declaración correspondiente ante la Tesorería de la Federación, a más tardar el último día hábil del segundo mes posterior a aquél al que corresponda.

Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IPR)

Se pagará este impuesto a los rendimientos petroleros, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Cada organismo debe calcular este impuesto aplicando al rendimiento neto del ejercicio la tasa de 35 a 34%. El rendimiento neto a que se refiere este párrafo, se determina restando de la totalidad de los ingresos del ejercicio, el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo, siempre que los ingresos sean superiores a las deducciones. Cuando el monto de los ingresos sea inferior a las deducciones autorizadas, se determina una pérdida neta.
- b) Cada organismo efectúa dos anticipos a cuenta del impuesto del ejercicio durante los meses de agosto y noviembre aplicando la tasa de 35% al rendimiento neto, y el correspondiente a los meses de enero a junio, en el primer caso y de enero a septiembre, en el segundo caso.
- c) Pemex y sus organismos subsidiarios pueden determinar el impuesto en forma consolidada. Para esto, Pemex calcula el rendimiento neto o la pérdida neta consolidados aplicando los procedimientos que establecen las disposiciones fiscales y las reglas específicas que expida la Secretaría de Hacienda.

Derecho sobre hidrocarburos (DSH)

El derecho sobre hidrocarburos se paga aplicando la tasa de 60.8%, al total de los ingresos por las ventas que efectúa de hidrocarburos y petroquímicos a terceros. Estos ingresos se determinan incluyendo el impuesto especial sobre producción y servicios por enajenaciones y autoconsumos de Pemex-Refinación (PR) sin tomar en consideración el impuesto al valor agregado.

El derecho se calcula y se paga mensualmente por conducto de Pemex, mediante la presentación de la declaración correspondiente ante la Tesorería de la Federación. Cuando el monto a acreditar sea superior o inferior al derecho sobre hidrocarburos a pagar por el periodo de que se trate, se reducen o incrementan, respectivamente, las tasas de los derechos anteriores.

Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)

Por la enajenación de gasolinas y diesel, se paga por conducto de PR, diariamente (aun días inhábiles), anticipos por cierto monto mínimo, a cuenta del impuesto especial sobre producción y servicios, mismo que se acredita contra el pago provisional que establece la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, correspondiente al mes por el que se efectuaron los anticipos.

En lo referente a la enajenación de gas natural para combustión automotriz, Pemex y sus organismos subsidiarios por conducto de Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) deben efectuar los pagos provisionales de este impuesto a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél al que corresponda el pago.

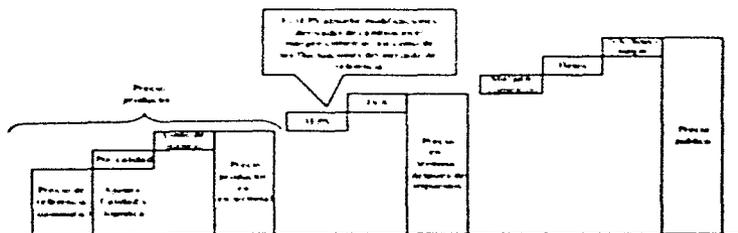
Cabe precisar que los pagos mínimos diarios por concepto del impuesto especial sobre producción y servicios por la enajenación de gasolinas y diesel, se modifica cuando los precios de dichos productos varían, para lo cual se aplica sobre los pagos mínimos diarios

un factor que es equivalente al aumento o disminución porcentual que registren los productos señalados, el cual será determinado por la Secretaría de Hacienda.

El Banco de México deduce los pagos diarios y semanales anteriores de los depósitos que Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios deben hacer en dicha institución, conforme a la ley del propio Banco de México y los concentra en la Tesorería de la Federación.

Cuando en un lugar o región del país se establece un sobreprecio al precio de la gasolina, no está obligado al pago del impuesto especial sobre producción y servicios por dicho sobreprecio en la enajenación de este combustible.

Cabe afirmar, sin embargo, que los derechos se causan en proporción directa al costo del servicio que presta y no a la utilidad percibida por el contribuyente, así como también los casos del IVA y el IEF, tradicionalmente conocidos como impuestos indirectos. A continuación se observa un ejemplo del mecanismo genérico para la formación de precios de productos administrados:



Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Se efectúan individualmente los pagos provisionales de este impuesto en la Tesorería de la Federación, mediante declaraciones que se presentan el último día hábil del mes siguiente.

Contribuciones causadas por la importación de mercancías

Pemex y sus organismos subsidiarios determinan individualmente los impuestos a la importación y a las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.

Impuestos a la exportación

El ejecutivo federal es el que establece los impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados; así, Pemex y sus organismos subsidiarios deben determinarlos y pagarlos a más tardar el último día hábil del mes siguiente a aquél en que se efectúe la exportación.

Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE)

Cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado acumulado mensual del barril del petróleo crudo mexicano exceda de cierta cantidad en dólares americanos, Pemex y sus organismos subsidiarios pagan un aprovechamiento que se calcula aplicando la tasa de 39.2% sobre el rendimiento excedente acumulado, que se determina multiplicando la diferencia entre el valor promedio ponderado acumulado del barril de crudo y el precio en dólares de Estados Unidos por el volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos.

Otras obligaciones

Petróleos Mexicanos es quien cumple por sí y por cuenta de sus subsidiarias las obligaciones señaladas en la Ley de Ingresos, excepto la de efectuar pagos provisionales diarios y semanales cuando así se prevea expresamente.

Pemex es solidariamente responsable del pago de contribuciones, aprovechamientos y productos que corresponden a sus organismos subsidiarios. Ambos presentan declaraciones.

hacen los pagos y cumplen con las obligaciones de retener y enterar las contribuciones y aprovechamientos a cargo de terceros, incluyendo los establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta, ante la Tesorería de la Federación.

La Secretaría de Hacienda puede variar el monto de los pagos provisionales, diarios y semanales, establecidos para Pemex, cuando existan modificaciones en los ingresos de éste que así lo ameriten.

Para el año 2000 Pemex y sus organismos subsidiarios están obligados al pago de contribuciones y sus accesorios, de productos y aprovechamientos, excepto el impuesto sobre la renta, de acuerdo a ciertas disposiciones establecidas por la Secretaría de Hacienda:

Según el *Régimen fiscal de Pemex* de la dirección corporativa de finanzas, también paga los siguientes impuestos:

- Por residentes en el extranjero (ISR e IVA)
- Por personas físicas (IVA)
- Por derechos de vigilancia (Secodam)

Hace también contribuciones locales:

- Predial (municipios)
- Nóminas (estados)
- Derechos de agua (municipios)
- Derechos vehiculares

En el cuadro 2 se especifican cuáles son los impuestos y derechos que paga Pemex actualmente al Estado:

CUADRO 2.
Régimen fiscal actual de Pemex

DERECHO O IMPUESTO	CONCEPTO
1. Derecho sobre la extracción de petróleo	52.3% de los ingresos por ventas de cada región de PEP menos costos y gastos efectuados en bienes o servicios con motivo de explotación y exploración.
2. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo	25.5% sobre la base del derecho sobre la extracción del petróleo por conducto de PEP.
3. Derecho adicional sobre la extracción de petróleo.	1.1% sobre la base del derecho sobre la extracción de petróleo por conducto de PEP.
4. Impuesto a los rendimientos petroleros	35% sobre el rendimiento neto del ejercicio (ingresos menos el total de las deducciones autorizadas).
5. Derecho sobre hidrocarburos	60.8% sobre el total de los ingresos por las ventas de hidrocarburos y petroquímicos a terceros.
6. Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS)	Depende de los precios de la gasolinás, gas natural y diesel se paga por conducto de PR y de INPH, se refiere a la enajenación de estos productos.
7. Impuesto al Valor Agregado (IVA)	Pagos individuales provisionales.
8. Contribuciones causadas por la importación de mercancías	Pemex y sus organismos subsidiarios determinan los impuestos a la importación.
9. Impuestos a la exportación	Pemex y sus organismos subsidiarios determinan los impuestos a la exportación.
10. Derechos	Se determina y se pagan en términos de la Ley de Ingreso y de la Ley Federal de Derechos.
11. Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes	39.2% sobre el rendimiento excedente acumulado (valor promedio ponderado acumulado del barril de crudo menos el precio en dólares de Estados Unidos por el volumen de exportación acumulado de hidrocarburos)
12. Otras obligaciones	Montos variables de los pagos provisionales, diarios y semanales para Pemex; y pago de contribuciones, aprovechamientos y productos que corresponden a sus organismos subsidiarios.

Fuente: Elaboración propia con información de la Ley de Ingresos de la Federación.

En la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2001 se proyectaba que Pemex debió de pagar al gobierno federal:

	millones de pesos
❖ Impuestos a los rendimientos petroleros	0.0
❖ Derechos sobre la extracción de petróleo	116 304.5
❖ Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo	71 490.1
❖ Derecho adicional sobre la extracción de petróleo	2 292.2
❖ Derecho sobre hidrocarburos	0.0
❖ Rendimientos excedentes de Pemex y organismo subsidiarios	5 309.5

En la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2002 se proyecta que Pemex debe de pagar al gobierno federal:

	millones de pesos
❖ Impuestos a los rendimientos petroleros	0.0
❖ Derechos sobre la extracción de petróleo	105 234.9
❖ Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo	43 771.4
❖ Derecho adicional sobre la extracción de petróleo	1 784.2
❖ Derecho sobre hidrocarburos	0.0
❖ Rendimientos excedentes de Pemex y organismo subsidiarios	0.0

Así, podemos corroborar que la industria petrolera paga un gran monto real constante de impuestos y derechos; razón por la cual Pemex tiene gran importancia en los ingresos del gobierno federal, constituyéndose en una pieza fundamental para las finanzas públicas.

Cabe mencionar que si se hace una comparación del régimen fiscal de Pemex en 1960 con el régimen de 1999, se observa que en el primer año mencionado participó con 12% de sus ingresos brutos, y en el segundo participó con 60.8% de sus ingresos brutos más el IEPS. En efecto, existe una gran diferencia en las proporciones de participación.

3.3. Pemex en las finanzas públicas

Las finanzas públicas muestran que, en los ingresos del sector público la industria petrolera adquiere una fuerte participación.

Los ingresos petroleros del gobierno federal son los recursos que obtiene éste por concepto de impuestos y derechos derivados de la extracción, explotación, producción y comercialización del petróleo y sus derivados.¹⁰

¹⁰ SICP, *Glosario de términos*, <http://www.shcp.gob.mx>.

Hacia 1979 el panorama de la economía internacional mostraba perspectivas de crecimiento moderado con inflación y el escenario económico y político se tornaba demasiado complejo ya que uno de los elementos que contribuyeron a que el comportamiento se gestara de esta manera fue el mercado internacional del petróleo. El precio promedio del crudo pagado a los miembros de la OPEP aumentó 49%. Este hecho fortaleció las expectativas del gobierno mexicano para financiar su crecimiento a través de los ingresos petroleros.¹¹

Los descubrimientos de petróleo y el acceso a préstamos externos, permitieron pagar los apoyos del FMI por adelantado. Entonces, el petróleo fungió como uno de los principales proveedores de recursos públicos y como uno de los principales promotores del desarrollo mexicano. A partir de entonces se abandonó el compromiso de ajustarse a políticas restrictivas; y fue en 1981 cuando las tasas del incremento del PIB se mantuvieron a niveles superiores al 8 por ciento.¹²

Sin embargo en 1981 cuando el precio del petróleo era de 33.2 dólares por barril —véase anexo estadístico—, descendió a 28.6 en 1982 con lo cual la situación económica cambió. La disminución de los ingresos por exportación petrolera seguía a un ajuste del gasto e ingresos públicos así como una modificación del tipo de cambio. Entonces a fines de 1982 se anunció un plan de estabilización orientado a combatir los desajustes de corto plazo.

Para este año los ingresos petroleros fueron de 34.2% con respecto a los ingresos totales; para 1983 aumentarían todavía más (42.9%), lo que ocasionó una baja en los ingresos no petroleros de 65.9% en 1982 a 56.3% en 1983. Estas cifras son producto del comportamiento de las exportaciones y de las ventas internas en el sector petrolero. En 1982 el resultado se debe a causas exógenas a la política fiscal; en cambio para 1983, México realiza un verdadero esfuerzo fiscal enfocado a usar convenientemente el incremento que estaban teniendo los precios internos del petróleo y sus derivados (cuadro 3).

¹¹ Alejandro Violante y José Ma. Barquera, *La crisis y la política de estabilización en México, 1983-1984. Primera evaluación*, México, Edit. Limusa, 1984, p. 19.

¹² Gran Comisión de la Cámara de Diputados; LV Legislatura; *Economía y legislación*, octubre 1996, p. 45.

CUADRO 3
Ingresos petroleros y no petroleros (1982-2000)
 millones de pesos
 1994=100

AÑO	Ingresos			% de los ingresos totales	
	Sector Público	Petroleros	No Petroleros	Petroleros	No Petroleros
1982	3497.53	1195.06	2304.94	34.2	65.9
1983	3614.02	1551.22	2035.43	42.9	56.3
1984	3617.34	1420.26	2081.59	39.3	57.5
1985	3387.85	1276.59	2178.41	37.7	64.3
1986	2920.33	895.12	2122.71	30.7	72.7
1987	3175.42	1028.54	2171.27	32.4	68.4
1988	2954.27	578.97	1076.90	19.6	36.5
1989	3033.07	606.73	1340.56	20.0	44.2
1990	3129.71	577.15	1404.31	18.4	44.9
1991	3376.12	572.56	1774.87	17.0	52.6
1992	3471.34	599.40	1862.21	17.3	53.6
1993	3098.27	566.59	1505.78	18.3	48.6
1994	3285.18	590.87	1610.16	18.0	49.0
1995	2756.35	654.74	1188.68	23.8	43.1
1996	2983.52	760.50	1262.41	25.5	42.3
1997	3224.79	808.12	1457.29	25.1	45.2
1998	3037.06	641.85	1405.38	21.1	46.3
1999	3197.79	701.48	1552.59	21.9	48.6
2000	4262.66	979.76	1683.81	23.0	39.5

Fuente: Elaboración propia con datos de la SIC y Informes de Gobierno.

Para 1983:

El alza en los precios del petróleo apreció al dólar frente a otras monedas contribuyendo a alimentar las presiones inflacionarias de los países industrializados, puesto que tenían que realizar sus pagos de importaciones petroleras con dólares más caros. Esto motivó a que esos países reforzaran sus políticas monetarias y restrictivas antiinflacionarias que alentaron el incremento de la tasa de interés.¹³

¹³ Alejandro Violante, *La crisis y...*, op. cit., p. 45.

Debido a la volatilidad de los precios internacionales, a partir de 1983 se inician medidas internas encaminadas a incrementar los ingresos no petroleros.¹⁴ Los resultados se notan de 1984 a 1986 pasando de 57.5 a 72.7%, respectivamente (cuadro 3).

No obstante, algunos resultados positivos que se dieron, fueron anulados por el impacto de la reducción del precio del petróleo en 1986, lo cual desencadenó una nueva crisis financiera reflejada en un menor ingreso público (29.9% del PIB en 1986). La caída de los precios del petróleo modificaba las perspectivas de nuestro país (véase anexo estadístico).

La caída de los precios del petróleo a principios de 1986 de poco más de 50%, significó una reducción de aproximadamente 9 mil millones de dólares en los ingresos públicos y para compensar la pérdida de los ingresos de divisas el gobierno decidió devaluar el tipo de cambio e iniciar el proceso de apertura comercial a través de la eliminación de los permisos previos de importación.¹⁵

Esta caída modificó las perspectivas y el país continuó con el servicio de la deuda llevando a cabo un ajuste fiscal adicional que adecuó la paridad cambiaria de manera acelerada a través de una devaluación que fomentara las exportaciones no petroleras.

En el periodo de 1982-1988, Pemex aportó impuestos directos e indirectos por 183 billones de pesos, a precios de 1988, que representaron 65.8% de los ingresos por ventas y 36% de los ingresos del gobierno federal. Semejante monto de tributación se dio a pesar de la crisis y de la caída de los precios del crudo.¹⁶

Una de las características de la política de ingresos durante los años ochenta se orientó al esfuerzo por incrementar los ingresos no petroleros, la razón se debió a que este rubro había perdido importancia relativa dentro de los ingresos totales.

¹⁴ Estos ingresos son el total de los ingresos tributarios y no tributarios que percibe el gobierno federal.

¹⁵ Carlos M. Jarque y Luis Teller K., *El combate a la inflación: el éxito de la fórmula mexicana*, México, Ed. Grijalvo, 1993, p. 137.

¹⁶ Hugo Terán, Guzman, *El impacto de los ingresos petroleros en las finanzas públicas de México 1986-1996*, Tesis para obtener el título de licenciatura en economía, 1988, p.122.

Al choque petrolero se le enfrentó sin crédito externo, a través de otro programa de tipo ortodoxo, cuyo objetivo era que la economía creciera y se redujera la inflación. Además, planteaba la asimilación de los efectos recesivos del "choque externo" para iniciar gradualmente la recuperación de la economía.

Durante 1987 la sobrevaluación del tipo de cambio, el modelo de crecimiento y la expansión de las exportaciones no petroleras permitieron al sector privado realizar pagos anticipados de su deuda externa. La alternativa de la administración era la de combinar el ajuste fiscal con otras medidas para realizar el cambio estructural y combatir la inercia inflacionaria.

A partir de 1988 el panorama se modificó debido a que los cambios de consideración que sufrió la política de ingresos, fueron consecuencia de la entrada masiva de recursos en el sector público, derivada del *boom* petrolero que hizo que se relegara a segundo término una posible reforma fiscal. Si observamos el cuadro 3 apreciamos que los ingresos de 1988 respecto a los de 1987 son casi del doble.

Resumiendo, podemos citar que la tendencia observada en la industria petrolera mexicana durante el periodo 1983-1993 fue:

- *La producción petrolera crece en la primera mitad de este periodo y se estabiliza en un alto nivel en la segunda mitad (anexo estadístico).*
- *La producción "costa afuera" cobra una creciente importancia en relación a la proveniente de otras regiones.*
- *El nivel de las exportaciones en 1993 es similar al registrado en 1987 y el aumento de la producción logra absorber el incremento en el proceso interno del crudo.*
- *Tiende a crecer la participación de las exportaciones de petróleo que se dirigen a Estados Unidos*
- *Los ingresos derivados de la exportación de petróleo disminuyen, dada la baja en su precio*

- *Pemex ejerce una estricta disciplina presupuestal, mantiene su gasto de inversión y reduce significativamente su gasto de operación.*
- *La industria petrolera paga un monto constante de impuestos y derechos.*
- *Pemex reduce el saldo de su deuda gracias a la capitalización de pasivos y a una política prudente de endeudamiento.*
- *La participación de la industria petrolera en el PIB, los ingresos fiscales y la exportación de mercancía tiende a la baja.¹⁷*

El comportamiento de la política de ingresos hacia Pemex de 1989 a 1993:

- *Consideró el ajuste de los precios y tarifas públicas de acuerdo a los costos de producción y la reforma fiscal.*
- *Redujo las tasas impositivas.*
- *Amplió la base gravable.*
- *Vigiló el cumplimiento de las obligaciones fiscales.¹⁸*

Por tanto, en años recientes la economía mexicana logró superar la crisis de 1994-1995 y sentar bases más sólidas para el desarrollo. La aplicación de un programa basado en la disciplina fiscal y monetaria, hizo que los ingresos petroleros representaran 18% en 1994 y 23.8% en 1995 de los ingresos totales.

En 1996 hubo cambios notables en todos los sectores de la economía; entre ellos destacan los cambios a las políticas empleadas en el sector de la petroquímica. Se publicó la nueva estrategia para la industria petroquímica y se reformó la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo, por lo que la participación de los ingresos petroleros dentro de los ingresos públicos aumentó respecto a los dos años anteriores a 25.5% (cuadro 3).

¹⁷ Pemex, *Memorias de labores 1993*, p. 95.

¹⁸ Hugo Terán, Guzmán, *El impacto de... op. cit.*, p. 126.

Además en este año la complejidad de la crisis se subsanó debido a que el precio internacional del petróleo se situó 1.2 dólares arriba de lo estimado, lo que permitió que los ingresos de Pemex fueran 18% superiores en términos reales a los percibidos antes.

A continuación se presenta el cuadro 4, donde se explica el comportamiento detallado de algunos de los impuestos que pagó Pemex durante el periodo comprendido de 1991 a 1996:

CUADRO 4
Comportamiento de los impuestos aplicados a Pemex
(1991-1996)

Año	Comportamiento
1991	Se incremento 7.2% el volumen de exportación Se incremento 3 puntos porcentuales la tasa de derechos La recaudación por el derecho a la extracción de hidrocarburos resultó menor en 6.9% debido a la disminución del precio promedio. En el IIS los ingresos fueron superiores en 7.8% respecto a lo programado debido a un mayor volumen de ventas internas de gasolina y diesel.
1992	IIS dio recursos en 39.7% real respecto al año anterior y 8.9% a lo previsto, y se vio favorecido por el incremento en los precios de las gasolinas y sus mayores ventas en el norte del país. En derechos fue 4% menor (real) respecto al año previo y 3.7% menos en relación a lo programado. El derecho sobre hidrocarburos tuvo una reducción en la exportación de crudo por 1.3% respecto a lo previsto.
1993	IIS fue menor 2.7% real respecto al año anterior y respecto a la previsión original fue mayor 3.8%. Este descenso sucedió por la caída de 2.2% real en el promedio ponderado de las gasolinas y por el volumen de venta. Ingresos por derechos en este año fueron menores en 7.1% real respecto al año anterior y en 10% a lo esperado debido principalmente a la disminución del precio del petróleo.
1994	Las exportaciones petroleras aumentaron ligeramente 0.4% respecto al año anterior derivado del incremento en el volumen de las ventas de crudo. IIS supero el 34.5% respecto al año previo y resulto inferior respecto a lo programado en 0.4%. Por derechos se reporto una caída anual de 16.6% a precios constantes lo cual se vincula a modificaciones del regimen fiscal de Pemex.*
1995	IIS presento una caída de 34.8% real y 18.4% respecto al año anterior, debido a la reducción del precio de la gasolina y diesel. Aumento el derecho de extracción de petróleo. Los derechos rebasaron 84.2% lo estimado y 45.7% real al año anterior, porque se incremento el precio promedio del crudo que paso de 13.88 a 15.70 dolares por barril de 1994 a 1995.
1996	IIS cayo 8.7% real y 27.8% respecto a lo programado, resultado de la reducción de la brecha entre el costo y el precio de venta al publico de las gasolinas y el diesel. Hubo una disminución en su gravamen. Aumento el derecho a la extracción de petróleo, ya que en terminos reales rebasó en 23.4% a lo alcanzado el año anterior y en 27.4% a lo previsto. Las exportaciones fueron favorecidas por el incremento en la cotización del precio promedio del crudo a 18.94 dolares por barril.

* La redistribución de la carga fiscal fue a favor de impuestos disminuyendo la correspondencia a derechos.

Fuente: Elaboración propia con datos recabados a lo largo de la investigación.

Sin embargo la fuerte caída de los precios del petróleo en los últimos días de 1997, hizo evidente que la sobreoferta en el mercado internacional de este producto no permitiría cumplir con los supuestos que se habían utilizado respecto al precio de exportación del crudo mexicano para 1998. Cuando se enviaron a consideración del Congreso de la Unión, en noviembre de 1997, la iniciativa de Ley de Ingresos y el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para 1998, el precio de exportación del petróleo mexicano había promediado 16.90 dólares por barril durante el año. Con base en ello, y de acuerdo con la curva de futuros del crudo WTI,¹⁹ cuyos precios sirven de referencia para la mezcla mexicana, se realizó un supuesto conservador, de 15.50 dólares por barril para la canasta mexicana de exportación en 1998. Poco tiempo después, fue claro que dicho precio sería sensiblemente menor (anexo estadístico).

Frente a esta circunstancia el gobierno redujo el gasto gubernamental a 22.6% del PIB y trató de procurar otros ingresos públicos. De no haberlo hecho, el aumento del déficit fiscal hubiese provocado tasas de interés más elevadas, presiones adicionales sobre el peso y, consecuentemente, sobre la inflación, menos inversión productiva, y menor crecimiento económico y creación de empleos.

En 1997 la participación de los ingresos petroleros disminuyó a 25.1% en términos reales dado que a finales de este año se percibían algunos riesgos derivados del comportamiento de la economía internacional, en particular de la crisis que afectó a varios países asiáticos.

En este año el gobierno elaboró un paquete fiscal que se enfocó a sentar las bases para el crecimiento en la economía, en el cual subrayó dos elementos importantes que se refieren a la disminución de los ingresos petroleros:

- Una mayor plataforma exportadora
- Menores precios del petróleo

¹⁹ El precio del petróleo WTI (West Texas Intermediate) sirve de referencia para la mezcla mexicana.

Durante 1998 nuestro país enfrentó un contexto internacional complejo y adverso, caracterizado por la incertidumbre y la inestabilidad. En particular, son dos los elementos provenientes de esta situación económica internacional que inciden desfavorablemente en la evolución de nuestra economía:

- la severa restricción de recursos externos para el conjunto de las economías emergentes, entre ellas México, y
- la fuerte caída en el precio del petróleo influenciada en buena parte por la caída de la demanda en los países asiáticos.

La combinación de estos dos factores generó incertidumbre y presionó a la alza la paridad y las tasas de interés. En 1998 lo que afectó más a la economía mexicana fue el derrumbe del precio del petróleo (anexo estadístico), que disminuyó los ingresos petroleros a 21.1% del total de ingresos públicos en términos reales, haciendo disminuir los ingresos totales de 3 224.76 millones de pesos de 1997 a 3 037.06 millones de pesos para 1998 (cuadro 3).

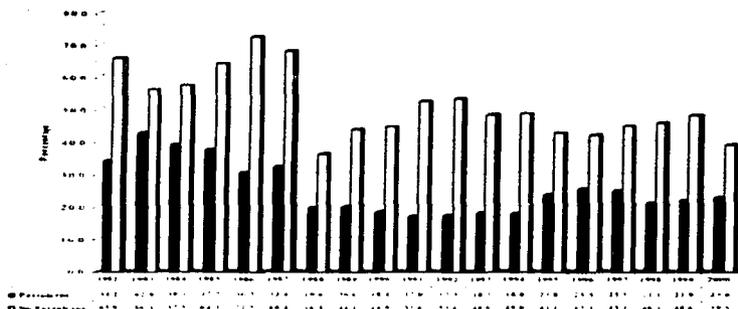
La baja de 16% en 1998 del precio promedio del crudo mexicano con relación al de 1997, representa, entonces, una disminución mayor a un punto porcentual del PIB en los ingresos públicos, por tanto el gobierno tomó la medida de ajustar las finanzas públicas haciendo tres recortes presupuestales de un total de 36 252 millones de pesos. Esto pone de relieve la excesiva dependencia que aún tienen las finanzas públicas respecto al sector petrolero.

Por tanto, el gobierno planeaba en su paquete económico *...aumentar la producción petrolera a 3.25 millones de barriles diarios; y así exportar 1.89 millones de barriles al día.*²⁰

Para 1999 el precio del petróleo se mantuvo y esto repercutió en un comportamiento casi constante de los ingresos petroleros (gráfica 1).

²⁰ Gobierno de la República, *Paquete económico para 1998: una propuesta incluyente*, 3 diciembre de 1997.

GRÁFICA 1.
Ingresos petroleros y no petroleros respecto a los ingresos totales
(porcentaje de datos reales)



Fuente: Elaboración propia con datos del cuadro 3.

Los impuestos y derechos totales causados por Pemex en el año de 1999 ascendieron 119.8 miles de millones de pesos, monto 39.7% superior al devengado en 1998. Si se incluye dentro del monto de impuestos y derechos, el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), dicho monto se eleva a 208.1 miles de millones de pesos. Eso representó el 32.5% (gráfica 1) de la recaudación fiscal federal.

Derivado de lo anterior, el rendimiento neto del ejercicio resultó negativo en 1 437 millones de pesos, lo cual representa un decremento de 154.3%, respecto a lo obtenido en el año anterior.²¹

Según lo explicado la evolución de los ingresos públicos, entonces, tiene las siguientes dos tendencias:

²¹ Pemex, *Memoria de labores 1999*, "Resultados financieros y de operación 1999", p. 4.

- Las fluctuaciones que presentan los ingresos petroleros se deben al comportamiento del precio del hidrocarburo, y repercuten en los ingresos totales.
- Incrementar los ingresos no petroleros del gobierno federal y recuperar la participación de los ingresos tributarios.

Sin embargo, para lograr el aumento de los ingresos no petroleros el gobierno tiene que plantearse una reforma del sistema tributario que fortalezca las finanzas públicas a través de:

- Ajustes a los precios y tarifas públicos y,
- reestructuración de las paraestatales.

Inclusive el mismo gobierno creó un fondo de contingencias que pudiera enfrentar las dificultades que se presentaran como resultado de la inestabilidad del mercado.

Con la explicación anterior nos podemos percatar de que Pemex ha sido uno de los principales promotores del desarrollo en nuestro país, ya que ha generado recursos para inversión pública, pero también ha provocado desequilibrios enormes y recortes presupuestales imprevistos que afectan a todos los sectores; por tanto, es un arma de dos filos.

Muchos autores coinciden en que se debe modificar la alta carga fiscal de la empresa, con una reforma del sistema fiscal mexicano, que le disminuya la carga fiscal a Pemex de forma que no disminuyan de manera crítica los ingresos del gobierno. La importancia y rapidez de esta decisión radica en que, por ejemplo:

Para el año 2000 Pemex pagó al gobierno federal, consistentes en derechos por extracción de hidrocarburos y diversos impuestos, una cantidad que superaba los 20 mil millones de pesos a las utilidades de operación.²²

²² Raúl Muñoz Leos, *Diez meses de trabajo en Pemex*, XLI Convención Nacional del IMIQ, A. C., 2001.

Lo que busca Pemex actualmente es abrirse nuevos espacios para trabajar con mayor intensidad en el área de inversiones en un ambiente de alta productividad, sin reducir súbitamente la importante contribución que ha venido haciendo al erario público. Es importante mencionar que la importancia de su contribución permanecerá mientras no se modifiquen para su beneficio las tasas que se le aplican.

3.4. Finanzas y estados de resultados: 1986-2000

En este apartado se considera importante estudiar el comportamiento que han tenido los estados de resultados (ingresos y gastos) de la empresa, con el objeto de tener una idea más completa de lo que significa el gravoso régimen fiscal para Pemex en el periodo que abarca de 1986 a 2000. Todos los datos planteados a continuación se obtuvieron de las *Memorias de labores, Anuarios estadísticos e Informes anuales* de Pemex para estos respectivos años.

Gastos

Las características de los gastos realizados por Pemex en el periodo mencionado fueron:

1986 Los gastos en 1986, ascendieron a 9 783 millones de pesos, de los cuales 1 654 millones fueron de operación y sólo 945 millones se destinaron al programa de inversiones.

En intereses y otros gastos de operación se ejercieron 1 422 millones de pesos.

En este año Pemex pago de impuestos 5 107 millones.

1987 En el ejercicio de 1987 los pagos a impuestos fueron 311 veces más grandes que en 1982, por que en el IVA y el IEPS hubo aumentos debido al incremento de los precios de las ventas internas, ingresos que se transfieren a través de pagos por los mismos conceptos al fisco.

Los gastos de operación no mostraron un aumento en términos reales. Los de inversión mostraron un descenso en términos reales; y los dos gastos fueron 24% de los ingresos totales y en términos reales decrecieron 43 por ciento.

La paraestatal llevó a cabo diversas reestructuraciones de su deuda que elevaron el plazo medio de pago de 3.7 años en 1983 a 13.6 años en diciembre de 1987. Por lo que respecta a su deuda documentada, Pemex liquidó 996 millones de pesos.

1988 El ejercicio del presupuesto se mantuvo estrictamente dentro de los límites establecidos por las autoridades financieras del país, y su pago programable se redujo 10.3% en términos reales respecto a 1987.

1989 El rubro más significativo de los egresos fue el pago de derechos e impuestos, ya que fue superior en 12% a los de 1988 y en 1.5% a los presupuestados para el periodo. Así la participación de estos impuestos sobre las ventas totales de Pemex fue de 5.14% mayor a la de 1988. Por tanto en materia de finanzas públicas los pagos ascendieron 29.4 millones de pesos.

Los egresos relacionados con su deuda mostraron un aumento de las amortizaciones, las cuales pasaron de 3.4 millones en 1988 a 5.2 en este año; el servicio de la deuda implicó una erogación de 9.2 millones de pesos.

1990 Pemex pagó a la Secretaría de Hacienda 34.7 millones de pesos por cuenta propia y de terceros que representaron 65% de las ventas totales de la empresa. El monto pagados por Pemex a la federación en materia de impuestos y derechos a su propia cuenta y retenidos, ascendió a 35.7 millones de pesos, cifra equivalente a casi una tercera parte de los ingresos presupuestales del gobierno federal.

El rubro más significativo de los pagos fue el correspondiente a derechos por extracción de hidrocarburos, que ascendió a 26.3 millones de pesos, cabe señalar que dicha cantidad fue equivalente a 49.5% de los ingresos por ventas totales y

314 millones de pesos superior a las ventas internas de la institución.

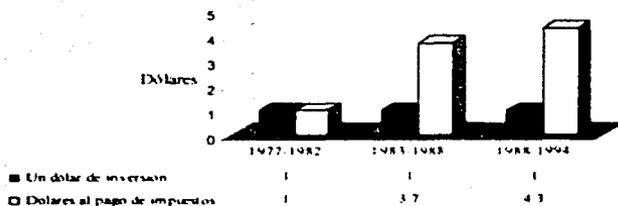
Este mismo año para apegarse al techo financiero establecido por el gobierno federal, los gastos de operación ascendieron a 10 951.8 millones de pesos y los de inversión a 5 998.4 millones de pesos, representando respecto a 1989 una disminución real de 7% los de operación y un crecimiento en inversión de 5% real.

Existe una representativa comparación realizada por Hugo Terán Guzmán, donde se plantea que:

[...] durante el sexenio de 1977-1982, por cada dólar canalizado a la inversión, Pemex destinó un dólar al pago de impuestos; la situación cambió drásticamente en el sexenio de Miguel de la Madrid; por cada dólar invertido en la expansión de la empresa, se pagaron 3.7 dólares al fisco federal. A partir de 1988; por cada dólar canalizado a la inversión, Pemex destinó 4.3 dólares al pago de impuestos.²³

Con base en la cita anterior se construyó la gráfica 2:

GRAFICA 2.
Pago de impuestos de Pemex 1977-1994
(dólar de inversión)



Fuente: Elaboración propia con datos de *El impacto de...*, op. cit.

²³ Hugo Terán, Guzmán, *El impacto de...*, op. cit., p. 60.

- 1991 Los gastos de operación no tuvieron crecimiento en términos reales respecto a 1990, los cuales fueron por 25 181 millones de pesos, mientras que los de la inversión crecieron 11% en los mismos términos (cuadro 5 y gráfica 4).

De los impuestos y derechos que percibió el gobierno federal, la proporción de los derechos sobre extracción de hidrocarburos aumentó su participación como consecuencia del aumento en las tasas impositivas, lo que representó 51% sobre los ingresos por ventas.

- 1992 Los gastos de operación y de inversión en términos reales en relación con 1991 fueron menores en 1.9 y 7%, respectivamente.

Los impuestos y derechos enterados al gobierno federal representaron 64.4% de los ingresos por ventas (gráfica 3).

En cuanto al endeudamiento de la entidad, con la amortización de 10 027 millones de pesos se obtuvo un endeudamiento neto de 2 339.9 millones de pesos.

- 1993 En este año dada la evolución del mercado, el superávit alcanzado refleja un desempeño excepcional, resultado de una reducción del gasto real de 5.6% que fue parcialmente compensado por una reducción de los ingresos totales de 2.5 por ciento.

El gasto programable de operación e inversión se redujo 9.7% en términos reales. La contracción de los gastos de operación e inversión fueron similares.

En este mismo ejercicio, Pemex no tuvo que recurrir a un endeudamiento adicional; esto se contrasta con el año anterior cuando fue necesario una mayor deuda neta de poco más de 2.3 millones de pesos. Así, fue posible financiar el programa de inversiones con recursos generados internamente.

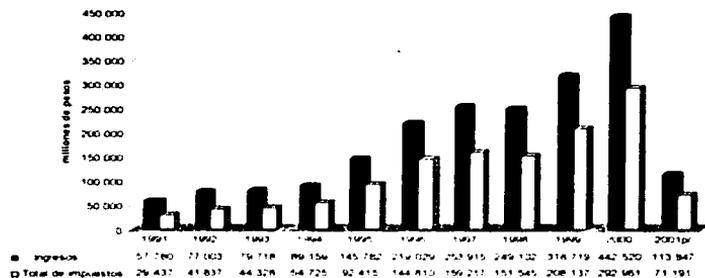
El pago de impuestos directos e indirectos, fue por la cantidad equivalente a 64% de los ingresos por ventas (gráfica 3). Estos ingresos se ajustaron a las cifras previstas en el presupuesto. En cambio en la cobranza por ventas exteriores, fue casi 16% inferior en términos reales a la del año anterior; esta caída se explica fundamentalmente por la reducción de 1.70 dólares por barril en el precio del petróleo crudo exportado y una reducción volumétrica de 2.3 por ciento.

El gasto total se ajustó al monto presupuestado, lo que obligó a compensar con un menor gasto de inversión el mayor gasto de operación. El pago total de impuestos resultó superior al ejercicio anterior en 3 074 millones, aunque inferior al presupuesto en 512 millones de pesos.

En los gastos de operación e inversión para este ejercicio los organismos de Pemex exploración y producción y Pemex refinación, absorbieron dos terceras partes del gasto programable, 35 y 32% respectivamente (gráfica 4).

En este año Pemex registró un desendeudamiento neto por 68 millones de dólares, resultado de una amortización neta de deuda por 100 millones de dólares y un aumento de 32 millones de dólares derivado de fluctuaciones cambiarias. En consecuencia el saldo de la deuda se ubicó en 44 316 millones de pesos. El 85% del total corresponde a deuda externa.

GRÁFICA 3.
Carga tributaria de Pemex 1991-2001
(millones de pesos)



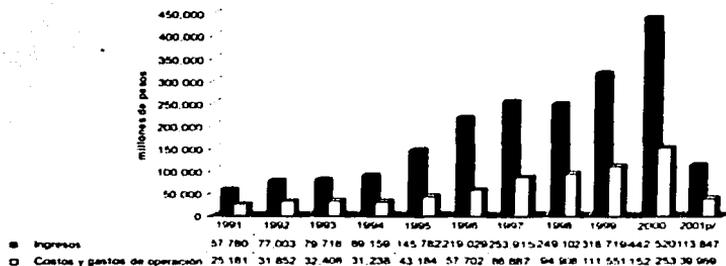
Fuente: Elaboración propia con datos del cuadro 5

1994 El gasto de inversiones para este año fue 10.4% mayor en términos reales a 1993. El mayor ejercicio presupuestal cubrió las necesidades de avance en los proyectos estratégicos y operacionales del organismo y permitió dar cumplimiento a los programas de mantenimiento capitalizable a las plantas e instalaciones.

El pago de impuestos en 1994 resultó superior al ejercicio anterior en 5 602 millones de nuevos pesos, y también mayor al presupuesto en 1 424 millones, donde Pemex exploración y producción y Pemex refinación tuvieron una participación de 54.4 y 42.6, respectivamente. La carga fiscal resultante fue de 63.3% de los ingresos totales del organismo (gráfica 3).

El gasto respecto a 1993 aumentó 4.5% a precios constantes, sin embargo, el de operación se mantuvo prácticamente igual mientras que el de inversión creció 13.6%. Entre Pemex exploración y producción y Pemex refinación absorbieron el 72.5% del gasto programable, mientras que en 1993 fue de 66.3%. En la gráfica 4 se pueden observar bien los ingresos y los gastos de Pemex durante este año.

GRAFICA 4.
Ingresos y gastos brutos de Pemex 1991-2001
(millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con datos del cuadro 5

Los impuestos propios pagados al fisco federal, como proporción de sus ingresos por exportación de petróleo, pasaron de 65% en el sexenio de José López Portillo a 70% en el de Miguel de la Madrid, alcanzando niveles en el régimen de Carlos Salinas de 128%, lo que duplicó prácticamente la carga fiscal que se aplicó a Pemex durante la etapa del boom.²⁴

1995 El gasto de inversión de Pemex para 1995 fue en términos nominales 58% mayor que el del año previo; 53% de este gasto se enfocó en la perforación de pozos y estudios exploratorios, al mantenimiento de la planta productiva instalada y a las adquisiciones capitalizables, lo cual implicó un crecimiento de 75% sobre el monto erogado en 1994. Pemex exploración y producción y Pemex refinación absorbieron 61 y 31 % del gasto de inversión total.

El control del ejercicio presupuestal mostró nuevamente la restricción en los recursos de la industria petrolera. En este año la inversión mostró un incremento

²⁴ José Luis Manzo, "Propuesta para una política petrolera alternativa", *Economía Informa*, UNAM-IE, núm. 231, septiembre-agosto, 1994.

real de 13% con respecto a 1994 en cuanto al flujo de efectivo.

En cuanto al gasto corriente, en términos reales disminuyó 14% respecto al año anterior.

La carga fiscal directa de este ejercicio representó 47% de las ventas totales, lo cual se explica por el efecto de los aumentos en el precio promedio de crudo y de los productos comercializados en el país (gráfica 3). Los impuestos indirectos evolucionaron en forma inversa correspondiendo a 29% de las ventas internas debido a la disminución en las tasas del impuesto especial sobre producción y servicios.

Los impuestos y derechos pagados por Pemex exploración y producción significaron 91% de las utilidades de operación, por 75 052 millones de pesos.

Con el propósito de incrementar la producción, se amplió el presupuesto original de inversión en Pemex exploración y producción en 1 140 millones de pesos, de los cuales 80% se asignó al programa de desarrollo de campos, 3% a sistemas artificiales de explotación y 17% restante a los programas de mantenimiento de pozos e instalaciones.

En este año se aplicó el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, cuando en el mercado internacional el precio ponderado mensual del petróleo crudo mexicano subió de 13 dólares a 13.60 dólares. En este caso Pemex pagó 39.2% sobre su rendimiento excedente, el que se determinó multiplicando la diferencia entre el precio promedio ponderado del barril y 13 dólares, por el volumen total de exportación de hidrocarburos.

1996 En 1996 la aportación de Pemex a los ingresos presupuestales del gobierno federal fueron de 161 327 millones de pesos, cifra que representó 39.3% del total de los ingresos y un aumento con respecto a 1995 de 2.9 puntos porcentuales (gráfica 3).

Por derechos de extracción de petróleo, aprovechamiento de hidrocarburos y gas y otros impuestos directos participó con 125 043 millones de pesos, lo que significó 74.6% de los pagos por ese año, y un incremento de 56.6% en términos nominales respecto a 1995, debido al incremento de las ventas de exportación de petróleo crudo y que el comportamiento del mercado internacional se mostró favorable.

El gasto de operación ejercido ascendió a 57 702 millones de pesos (cuadro 5 y gráfica 4), lo cual representó 4.7% inferior al monto autorizado y 2.3% mayor en términos reales respecto a 1995. En cuanto al gasto de inversión, éste fue de 32 038 millones de pesos, de los cuales 23 545 millones fueron inversión física y 8 493 millones inversión financiera, con lo cual se cumple con las cifras programadas.

La carga fiscal directa por 125 043 millones de pesos representó 49.9% de las ventas totales (gráfica 3). Los impuestos indirectos significaron 26.6% de las ventas internas. Los impuestos y derechos que pagó la industria petrolera equivalen a 6% del PIB, y en este mismo año Pemex pagó a la federación lo equivalente a 66.4% del valor total de las ventas, lo cual se vio favorecido por los resultados de operación de Pemex exploración y producción, cuya utilidad antes de impuestos fue de 161 327 millones de pesos.

La inversión de Pemex fue superior en 38%. El 70% de esta inversión fue ejercida por Pemex exploración y producción y 20% por Pemex refinación. La primera orientó su inversión hacia tres aspectos fundamentales: lograr aumentos en la producción, mejorar la cartera de proyectos y aumentar la confiabilidad del sistema de producción. Cabe mencionar que el yacimiento Cantarell ha decaído paulatinamente en su presión durante los 18 años que tiene de producir. En este año la producción de petróleo crudo llegó al nivel más alto en la historia de la industria petrolera en México (anexo estadístico).

1997 El gasto de inversión de Pemex ascendió a 4 638 millones de dólares; 71% de esta inversión fue ejercido por Pemex exploración y producción, 17% por Pemex refinación y 9% por Pemex gas y petroquímica básica.

Los impuestos directos durante 1997 equivalieron a 47.3% de las ventas totales. Los indirectos tuvieron un incremento respecto al año anterior de 90.9%, debido al aumento en el volumen y precio de venta de los productos que causan IEPS.

Por lo que respecta a la inversión, la de Pemex exploración y producción de crudo y gas natural, el monto fue superior en términos reales con lo que se logró mayor producción de hidrocarburos de este periodo.

- 1998 El pago de impuestos y derechos fue 7.5% superior a la utilidad que se generó antes de este concepto. Esta situación se debe a que la base gravable para Pemex son sus ingresos brutos y no sus utilidades, lo que garantiza que no menos de 60% de sus ingresos brutos se destinen a cubrir carga fiscal.

Los costos y gastos de operación por 11 551 millones de pesos registraron un aumento de 6.2% en términos reales, monto que representó 44.6% de las ventas totales, casi nueve puntos porcentuales más que el año previo. En términos absolutos el costo de ventas fue un rubro que mostró mayores aumentos; el primero lo hizo en 11 891 millones de pesos, siendo reserva para exploración y declinación de campos, la depreciación y la disminución de inventarios los renglones que más contribuyeron al aumento del costo (gráfica 4).

Durante este año se registraron tres ajustes al presupuesto original, motivados por la caída del precio del petróleo. Estos ajustes se realizaron cuidando que los programas de inversión no pusieran en riesgo la capacidad de producción de hidrocarburos. Las estrategias se orientaron a lograr una mayor eficiencia operativa que permitiera ampliar la ventaja comparativa de Pemex en materia de costos de extracción. La inversión ejercida considerando los proyectos PIDIREGAS, fue de 52 150 millones de pesos; ese monto representó un aumento de 23.4% en relación con 1997; Pemex exploración y producción ejerció 73.8% del total de la inversión realizada y destinó 51.9% de sus recursos a los proyectos Cantarell, Cuenca de Burgos y Delta del

Grijalva. La proporción restante se ejerció en la explotación de campos.

1999 Los costos y gastos de operación sin considerar la reserva laboral, aumentaron 9.9%, lo que en términos reales presentó un decremento de 5.7%. Considerando lo anterior, más los 13.8 miles de millones de pesos que se cargaron a resultados para la reserva laboral, y los 3.5 miles de millones de pesos de costos y gastos financieros, el rendimiento antes de impuestos se situó en 118.3 miles de millones de pesos.

Los impuestos y derechos totales causados por Pemex ascendieron a 119.8 miles de millones de pesos, monto 393.7% superior al devengado en 1998. Si se incluye dentro del monto de impuestos y derechos, impuesto especial sobre producción y servicios, dicho monto se eleva 208 miles de millones de pesos (gráfica 4)

Pemex ejerció un gasto total de 104.7 miles de millones de pesos, monto 14.9% superior al realizado en 1998. Del total, el gasto de operación fue de 51.9 miles de millones de pesos, el cual mostró un crecimiento de 23.7%, en tanto que la inversión programable ascendió a 25 mil millones de pesos, 19.2% inferior a lo realizado en el año anterior.

Derivado de lo anterior, el rendimiento neto del ejercicio resultó negativo en 969 millones de pesos, lo cual representa un decremento de 150%, respecto al obtenido en el año anterior.

Los proyectos de obra pública financiada incluyendo las obras a cargo de terceros, observaron un gasto de 38.1 miles de millones a los proyectos a cargo de Pemex —Cantarell, Burgos, Delta del Grijalva y la plata criogénica de Ciudad Pemex.

En este mismo año Pemex devengó un total de 53 793 millones de pesos, en su programa de inversión, monto ligeramente mayor al ejercido en 1998. Del total ejercido, 25 162 millones de pesos correspondieron a inversión presupuestal y 28 631 millones a obras de inversión financiada. El 80% del total de la inversión

realizada por la industria petrolera fue ejercido por Pemex exploración y producción; 11.7% por Pemex refinación, el 0.60% Pemex gas y petroquímica básica, y el restante 2.2%, por Pemex petroquímica y ente corporativo.

2000 Referente a los gastos de operación tenemos que Pemex utilizó 111 551 millones de pesos, distribuidos en costos de ventas, gastos de distribución, gastos de administración, costo financiero neto y otros gastos.

En este año se tuvieron que hacer varios recortes presupuestales debido a las fluctuaciones del mercado internacional.

Ingresos

Los ingresos para este periodo fueron:

1986 De las ventas totales en 1986, 35% se destinó a cubrir costos de producción y financiero, así como los gastos de distribución; 53% al pago de obligaciones fiscales y 12% restante lo constituyeron utilidades capitalizables. En los anuarios de Pemex se menciona también que la empresa no recibe beneficio alguno por transferencias y pasivos asumidos, ya que los recursos necesarios para el desarrollo de sus operaciones los genera internamente, complementando éstos con la contratación de créditos externos que la misma institución liquida.

1987 Los ingresos fueron de 26 526 millones de pesos, superiores a los de 1986 en 165% por el incremento en los precios internos en un 173% mayores que en 1986 y por la recuperación de los precios del crudo exportado. De éstos 6 336 millones correspondieron a ventas internas, 1 165 millones a exportaciones, 1 989 millones a otros ingresos, 2.19 a financiamiento y 4 526 millones de pesos importes retenidos por impuestos.

En este año Pemex generó recursos suficientes para cubrir sus costos y gastos, así

como sus obligaciones fiscales, obteniendo remanentes capitalizables de 1983 a 1987 que ascendieron a 7.6 millones de pesos y que representan casi 50 veces las reservas con que contaba en 1982.

- 1988 La evolución de Pemex estuvo determinada por la caída del precio del petróleo en el mercado internacional. La carga tributaria sobre las ventas de Pemex fue de 48%, las ventas al exterior representaron un tercio de la exportación total de mercancías realizadas por el país; se mantuvo la plataforma de exportación de crudo y petroquímicos aun rebasando los volúmenes previstos de exportación de los mismos; logró una utilidad después de impuestos de 4.1 millones de pesos, que casi en su totalidad se destinaron a la reserva para exploración y declinación de campos.
- 1989 Los ingresos se incrementaron 3.2% en términos reales respecto a 1988 por aumento de las ventas totales y financiamientos a diferencia del IVA y el IEPS. El aumento en las ventas internas fue por gas natural, combustóleo y petroquímicos, y en las externas a causa del repunte de la cotización del crudo mexicano.
- 1990 En 1990 el aumento en el precio del petróleo de exportación fue de 3.5 dólares por barril en promedio, y significó ingresos y divisas adicionales de 3 093 millones de dólares respecto a lo previsto en el presupuesto de la Federación para este año.
- 1991 Para 1991 los ingresos por ventas respecto a 1990 fueron superiores en 10.7% por el incremento de 26.2% de las ventas internas. En particular las ventas internas deben su comportamiento al incremento de los precios de petrolíferos y de petroquímicos y a mayores volúmenes de gas natural. Las ventas al exterior disminuyeron por la caída de los precios del crudo en el mercado internacional, aun cuando se incrementaron los volúmenes de crudo exportado.

regresara al mercado y a la poca efectividad de la OPEP para defender los precios del petróleo. Sin embargo el precio final mínimo ponderado de la mezcla exportada (13.88 dólares por barril) superó en 88 centavos de dólar al presupuestado por el gobierno federal (anexo estadístico).

En este año aumentaron las exportaciones a Estados Unidos, cerca de tres cuartas partes del crudo exportado se enviaron a ese país.

En los ingresos Pemex registró un incremento real respecto a 1993 por ventas internas de 4.2% y una disminución en las externas de 4.9% como consecuencia de menores volúmenes de crudo y petrolíferos vendidos, así como la baja en el precio de este último parcialmente compensado por un breve repunte de los precios del crudo y de los petroquímicos. Los ingresos totales más elevados fueron el de Pemex refinación con 40.6% del total de los ingresos de Pemex, y Pemex exploración y producción, tuvo una participación de 37.7% de los mismos.

1995 En 1995, el precio del crudo mostró una tendencia a la alza por la escasez de los crudos amargos en el mercado del Mediterráneo y del Lejano Oriente, por la gran demanda de crudo en Estados Unidos para satisfacer las crecientes necesidades de gasolina y por una menor producción a la esperada de la OPEP.

Pemex mostró en su balanza de comercio exterior ingresos netos por 7 197 millones de dólares, cifra superior a la de 1994, esto se debió a mayores exportaciones y una disminución de la importaciones por 886 y 260 millones de dólares respectivamente. El valor de las exportaciones provino básicamente del incremento de precios del petróleo, en tanto que la menor importación obedeció a la disminución de la demanda interna. El precio promedio en las exportaciones de la mezcla mexicana de crudos se elevó en 1.82 dólares por barril para pasar de 13.88 dólares por barril, en 1994 a 15.70 en 1995.

En este ejercicio presupuestal Pemex generó un superávit primario de 13 949 millones de pesos. Los ingresos registraron un incremento real respecto al año anterior de 10%

en las ventas internas, aumentaron las exportaciones casi en 61% como consecuencia de mejores cotizaciones de la mezcla mexicana de crudo y un mayor volumen de las ventas externas de petrolíferos.

1996 En 1996 el valor de las ventas al exterior fue de 88 186 millones (cuadro 5).

Además en este año la utilidad de operación antes del pago de impuestos fue superior en 69 y 26% en términos nominales y reales, respectivamente, al año previo (gráfica 5). Lo cual se explica fundamentalmente por los resultados del comercio exterior de hidrocarburos.

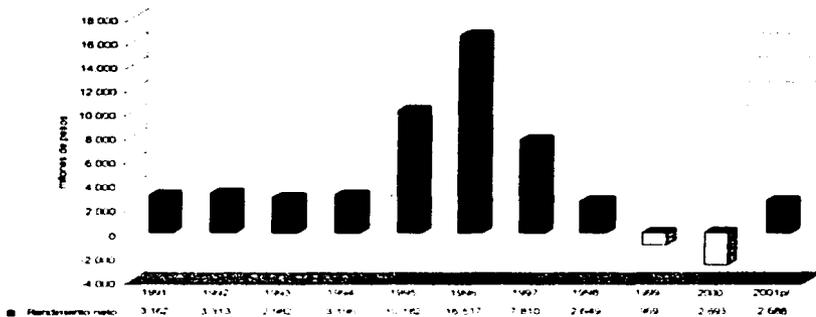
1997 La utilidad neta de Pemex después de impuestos ascendió a 16 517 millones de pesos, cifra inferior a la de 1996, lo cual obedeció a tres factores: incremento de la reserva laboral, incremento de la reserva para exploración y declinación y la disminución de inventarios.

La utilidad de operación de Pemex antes del pago de impuestos ascendió a 167 028 millones de pesos (cuadro 5). Esa utilidad fue básicamente de Pemex exploración y producción y marginalmente por Pemex gas y petroquímica básica (gráfica 5).

Para el ejercicio fiscal de este año el presupuesto autorizado a Pemex y a sus organismos subsidiarios fue de 65 473 millones de pesos de gasto programable en flujo de efectivo, de los cuales 33 781 millones son para la inversión y 31 692 para gastos de operación. Adicionalmente se autorizaron 16 482 millones de pesos como parte de los programas de proyectos de inversión en infraestructura productiva con impuestos de impacto diferido en el gasto de dependencias y de entidades de la administración pública federal. Dichos programas para Pemex se refieren a los proyectos Cantarell, Cuenca de Burgos, crudo ligero marino y Cadereyta.

En la gráfica 5 se puede observar el rendimiento obtenido por Pemex en este año, cabe mencionar que el impuesto a los rendimientos petroleros de 1995 y 1996 fue de 34% aplicable al rendimiento neto del ejercicio obtenido por cada organismo.

GRÁFICA 5.
Rendimiento neto de Pemex 1991-2001
(millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia con datos del cuadro 5

1998 La industria petrolera nacional enfrentó el escenario internacional más difícil de los últimos doce años. La disminución continua del precio internacional del petróleo crudo repercutió en forma contundente en la economía, ya que redujo las utilidades de las empresas petroleras internacionales también.

Los resultados que tuvo Pemex en sus finanzas en este año, muestran con claridad el efecto de la crisis del mercado petrolero internacional. La utilidad de operación consolidada, antes del pago de impuestos y derechos ascendió a 154 194 millones de pesos. En rendimiento neto alcanzó a ser positivo en 2 649 millones de pesos.

El precio promedio de exportación de la canasta de crudos mexicanos se ubicó en 10.16 dólares por barril, inferior a 6.30 dólares por barril con respecto al registrado en 1997, y en términos relativos la disminución fue equivalente a 38.3%. En diciembre de 1998,

los precios de los crudos mexicanos mostraron una de las mayores caídas al registrar un precio promedio de 7.67 dólares por barril.

Los ingresos obtenidos por Pemex y sus organismos subsidiarios, fueron 15.4% menores en términos reales a los obtenidos en 1997. Los mayores impactos se registraron en los ingresos por exportación y por ventas al público, se resalta que a la caída de los precios del crudo se sumó el tope que se impuso al volumen de exportaciones, reduciendo éstas en 200 mbd, factor que contribuyó a la caída de los ingresos por exportación.

1999 1999 fue un año negativo para Pemex. Las ventas totales, sin incluir el impuesto sobre productos y servicios, ascendieron a 231.5 miles de millones de pesos lo que significó un incremento de 26.3% con respecto a 1998. La mejoría se debió fundamentalmente al aumento en el valor de las exportaciones, derivado del precio del crudo. Las ventas internas durante el año ascendieron a 137.8 miles de millones de pesos, cifra 15.9% superior a la realizada el año anterior.

En este año el mercado interno de productos petrolíferos, combustibles y productos petroquímicos observó una pérdida de dinamismo; su ritmo de crecimiento se desvinculó del correspondiente a los grandes agregados económicos. Las ventas de petrolíferos y gas natural crecieron a una tasa de 1.2%; las de los combustibles automotores (diesel y gasolinas) disminuyeron ligeramente por el aumento de precios de éstos.

Las exportaciones aumentaron, comportamiento que se debió al incremento en el precio promedio de exportación de la mezcla mexicana, de 15.62% superior a 1998.

2000 Este año, fue igualmente negativo para la empresa ya que la situación internacional perduraba al igual que la baja en los precios del petróleo. Su rendimiento neto fue negativo (gráfica 5) en 2 693 millones de pesos; aunque en términos brutos su rendimiento fue de 290 267 millones de pesos. Y el total de ingresos ascendieron a 442 520, sólo 28% mayor que el año anterior.

Capítulo 4. Propuestas alternativas para Pemex

Cabe mencionar que en nuestro país el gobierno ha disminuido significativamente sus ingresos por impuestos en general de acuerdo con la SHCP. Debido a esto, la industria petrolera sigue siendo la contribuyente más estable, segura y constante del total de la base gravable con que cuenta nuestro país, lo que ocasiona un sector energético limitado a destinar una gran parte de sus recursos a pagar impuestos.

Por ende, hay que tener presente que un sistema fiscal que recauda poco mina las condiciones para el desarrollo de las actividades productivas en el mediano y largo plazos, y atenta contra las posibilidades del país para elevar los niveles de vida de la población más desprotegida y contra la promoción de una mayor igualdad de oportunidades. En este contexto, el objetivo básico de una reforma fiscal integral debe ser, sin duda, el de recuperar la capacidad recaudatoria del sistema impositivo y reducir la dependencia que tienen las finanzas públicas de los ingresos petroleros. Asimismo, debe buscar una composición entre impuestos que promuevan un mayor ahorro e inversión. La reforma integral debe perseguir el objetivo de lograr la equidad, lo que comprendería la introducción de mecanismos compensatorios para aquellos grupos de menores recursos cuyos ingresos se viesen afectados, así como homologar tratamientos entre contribuyentes que hoy dan lugar a asimetrías.

El esquema fiscal de Pemex profundizó el perfil ruinoso que actualmente lo caracteriza, aunado a una insignificante diferencia entre los activos productivos que generan un flujo de rendimientos, y los bienes brindados por la tierra: es decir, que no constituyen un concepto de *stock* ni son activos de muy largo plazo, sino que están acotados por la naturaleza y su apropiación equivale a la liquidación irrevocable de un activo físico.

Por tanto, actualmente el aplazamiento de la reforma fiscal y la falta de distinción entre las fases extractiva y operativa en la industria petrolera mexicana, han conducido a la imposición de una masa impositiva gravosa, conceptualmente insostenible, que opera como un costo creciente para Pemex.¹

El cambio de régimen fiscal de Petróleos Mexicanos, es una de las medidas necesarias para proporcionarle mayor libertad presupuestaria. García Páez sostiene que es un reclamo legítimo, y muy necesario para avanzar en las características generales que tendría el nuevo mecanismo con que esa entidad cumpliría sus obligaciones tributarias.

Por otro lado, se afirma que esta paraestatal enfrenta una severa crisis derivada de su marco regulatorio, lo cual puede respaldarse con la siguientes notas que afirman:

[...] en los tres últimos años, Pemex, ha tenido que recurrir al mercado de capitales externo para pagar impuestos superiores a su utilidad operativa.

con lo que:

En 1999 Pemex registró pérdidas por 16 000 millones de pesos y en el 2000 fueron 22 000 millones; la deuda de la paraestatal creció 2.5 veces en 10 años.²

Considerando que uno de los factores principales que influyen en el crecimiento y la rentabilidad de la industria petrolera es la estructura impositiva con la que opera, a continuación se presentan unas propuestas de regímenes fiscales; éstas son las que actualmente se encuentran en discusión y análisis, tanto en Pemex como en las instituciones públicas correspondientes, para su aprobación, modificación y adecuación.

¹ Benjamin García Páez "Un nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos: Exploración y Producción", *Momento Económico*, septiembre-octubre 2000, num. 111, UNAM y INSI, p. 28.

² Adrian Trejo "Difieren Energía y Hacienda sobre Pemex", *Economista*, 17 de julio de 2001, p. 1.

4.1. Facultad de Economía, UNAM³

La primera propuesta que se planteó en esta investigación fue realizada, trabajada y publicada por algunos investigadores y profesores de la UNAM, e inclusive ya fue analizada por la Gerencia Fiscal de Pemex. La paraestatal puso en duda la viabilidad de la propuesta con el argumento de que su funcionalidad es demasiado sencilla. Por tanto, según Pemex, se requiere de una salida más compleja y abstracta.

La justificación para implementar esta propuesta parte de la premisa de que Pemex—exploración y producción es el organismo en el que se concentra la mayor aportación a los ingresos del gobierno federal en el ramo petrolero, por eso es el organismo que necesita urgentemente una modificación.

La estructuración del nuevo mecanismo fiscal consiste en tres impuestos :⁴

Objetivos y base gravable

AHP (Anticipo/ Impuesto al ingreso petrolero)	⇒
IC (Impuesto Corporativo)	⇒
IIP (Impuesto sobre ingresos petroleros)	⇒

- Aportar cierto flujo de efectivo inicial al presupuesto público.
- Asegurar fondos suficientes para cobertura de obligaciones financieras esenciales de la entidad.
- Aplicable hasta el inicio de la función comercial.
- Deducible por depreciación gasto de inversión hasta cierto periodo previo a la comercialización.
- Alienta la acumulación de capital humano.
- Aplicable después de cubrir los costos de desarrollo y a partir de extraer un determinado volumen de hidrocarburos.
- Cargable a cada yacimiento en periodos predeterminados y sobre el valor de mercado de recurso extraído.
- Dedución de AHP, del gasto por exploración abortada y otras pérdidas permitidas.

³ Benjamin García Paéz, "Un nuevo régimen.", *op. cit.* pp. 29-32, y José Gildardo López Tijerina, Propuesta de reforma fiscal, *Serie Cuadernos de Investigación* 5, UNAM-FI, 2000, p. 69.

⁴ Excluye otras contribuciones federales (IVA, importaciones, Ley Federal de Derechos) y de carácter local (predial, nóminas, derechos de agua y vehiculares), los cuales no constituyen el peso fundamental de carga impositiva de la empresa.

Anticipo sobre el impuesto al ingreso petrolero

La explicación del AIMP sería, que éste es un prepagado del impuesto sobre ingresos petroleros (IIP), constituiría un flujo de efectivo al erario y su tasa debería ser relativamente baja a fin de garantizar que la empresa disponga de los fondos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras en una etapa temprana de su operación comercial.

En consecuencia, el AIMP es un gravamen transitorio, acreditable contra IIP, y la base de su cálculo sería el valor de mercado de los hidrocarburos extraídos, una vez que a éste se haya deducido cierta tolerancia y volumétrica autorizada, a un millón de toneladas métricas.⁵

Impuesto sobre ingresos petroleros

El IIP es el pago del usuario o renta que en forma de impuestos tiene que pagar el operador (actualmente, Pemex) al accionista único, el gobierno, que actúa en representación de la nación en su conjunto.

El IIP gravaría los beneficios derivados de los hidrocarburos extraídos en cualquier parte del territorio mexicano, trataría a cada yacimiento petrolero como una unidad separada y comenzaría a pagarse hasta que el valor del petróleo y del gas obtenidos excediera la proporción del costo de capital deducible para un campo en particular. Este impuesto debería cargarse en cada yacimiento, por cada periodo cobrable y la base estaría constituida por el valor de mercado de los hidrocarburos extraídos (ingresos brutos), con algún ajuste por el valor de los inventarios del producto que se mantengan al final de cada periodo.

⁵ De acuerdo con las prácticas internacionales, el Impuesto sobre Ingresos Petroleros se debería empezar a aplicar a partir de un millón de toneladas métricas de petróleo crudo. Un problema práctico de que ese volumen pudiera representar diferentes cantidades si se trata de petróleos de distinta densidad. Un caso frecuente es la búsqueda de un parámetro representativo para los crudos de referencia, para los que, en un momento dado, tratan de cuantificar los impuestos de mezclas de una región productora.

A fin de acotar el nivel de ingresos gravable,⁶ al IIP deben descontarse los siguientes conceptos: el AIMP; la proporción del gasto de capital deducible: el gasto en exploración no exitosa; determinadas pérdidas de periodos anteriores y otras erogaciones deducibles a fin de volver rentable la explotación de pozos económicamente marginales.

A diferencia del Impuesto Corporativo, el IIP debería hacer distinción entre la parte del ingreso (flujos positivos) y la parte del gasto (flujos negativos) de la proporción de ingresos gravables, así como en su entero y reclamación de deducibles.

La nueva legislación fiscal para Pemex, podría determinar como gastos deducibles, entre otros, los siguientes:

- exploración más allá de los límites del yacimiento o del territorio acordado
- perforación de pozos de exploración
- delineación de los pozos a fin de evaluar la extensión, fertilidad y características del yacimiento
- instalaciones para el tratamiento inicial del crudo y su almacenaje
- cierre de pozos.⁷

Asimismo, deben considerarse deducibles de impuestos los costos del servicio médico, la provisión de infraestructura cultural y recreativa a los trabajadores; el reclutamiento, la capacitación y el desarrollo del personal, y los gastos por servicios profesionales externos en materia jurídica y de contabilidad, si los hubiere, así como otros gastos en infraestructura general.

Por otra parte, también debe quedar claro qué tipo de gastos se excluyen de los incentivos fiscales. Por ejemplo, el pago de intereses o cualquier otra obligación pecuniaria en que se incurra en la contratación de un préstamo o cualquier otro tipo de crédito; el gasto en adqui-

⁶ Es equivalente a la ganancia comercial de un campo petrolero antes de deducir intereses, depreciación o ítems de capital.

⁷ En la medida en que gran parte de este gasto se aplica a propósitos de seguridad y protección ambiental.

sición o renta de terrenos y la edificación de cualquier tipo de instalación erigida sobre estos últimos.

Por último el IIP pagable en determinados periodos debería tener un límite anual o salvaguarda. Es decir, que los ingresos ajustados por los factores anteriores no deben exceder de cierto nivel de su gasto acumulado de capital en un año.

Impuesto corporativo

La comercialización de los hidrocarburos producidos comienza cuando se toma la decisión de explotar comercialmente un pozo. Esto es importante para el establecimiento del Impuesto corporativo (IC), debido a las siguientes razones:

- cualquier gasto en que se incurra, a cargo del nivel de ingresos esperado, será susceptible de deducción en la medida en que se haya ejecutado dentro de un cierto tiempo previo a la comercialización del producto, y
- el gasto de capital (tasa por depreciación autorizada) sólo debería calificar por algún tipo de deducción hasta que la comercialización arranque, no antes.

Gasto de ingresos

Una vez que comienza la realización comercial del producto, el gasto contra ingresos futuros es deducible. Sin embargo, no debería serlo el costo financiero, aunque el pago de intereses se traslade con la etapa de exploración. Una vez comenzada la operación comercial, la mayor parte de la reinversión es deducible, a condición de que sea gasto orientado al desarrollo de la función comercial.

Gasto de capital

El gasto de capital para ser susceptible de deducciones se daría a partir del inicio de la venta del producto. En esencia, los deducibles de capital sobre activos tangibles deben ser en

extremo generosos, a fin de proporcionar incentivos fiscales, en particular a las siguientes actividades:

- *Investigación científica:* los costos de actividades en el campo de las ciencias naturales a fin de extender el conocimiento sobre reservas, esto es, todos los gastos en que se incurra en la búsqueda, descubrimiento y pruebas de nuevos depósitos petroleros hasta el punto en que se tome la decisión de explotarlos, dejando fuera los costos de financiamiento implicados. La deducción por investigación científica puede ser hasta de 100% en el periodo contable que se determine.
- *Planta y maquinaria:* aplican a este deducible las compras de todo equipo destinado a la operación integral de los yacimientos, como embarcaciones, ductos, equipo de perforación y de bombeo, transporte pesado, tanques de almacenamiento, bombas, motores, válvulas, equipo eléctrico y tecnología de oficina (se excluye el costo de automóviles particulares). Las deducciones por este concepto pueden ser hasta de 100% en un periodo contable dado, o distribuirlo como y cuándo el operador elija.
- *Yacimientos y pozos petroleros:* el IC consideraría aquellas inversiones tangibles que no hayan sido objeto de deducibles en el rubro planta y maquinaria, tomando en cuenta que son obras cuyo valor será muy bajo o prácticamente nulo al abandonar la producción de un yacimiento. La depreciación autorizada en este caso pudiera alcanzar hasta 45 por ciento.
- *Instalaciones industriales:* las edificaciones en tierra para almacenaje, tratamiento primario y embarque, así como las terminales marítimas, incluyendo cuartos de control, subestaciones eléctricas, equipo de bombeo, caminos, puentes, bardas y plataformas de transporte, califican para este deducible, al igual que las instalaciones orientadas al bienestar de los trabajadores (se excluyen la construcción de viviendas y el costo de los terrenos para tal efecto).

4.2. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Secretaría de Energía (Sener)⁸

Esta segunda propuesta corre a cargo de la SHCP y la Sener, y son propuestas directamente elaboradas para el régimen fiscal petrolero. Fueron entregadas a la Cámara de Diputados en el 2001 como parte de las negociaciones de la reforma fiscal.

Cabe mencionar que en el Congreso se delibera acerca de la necesidad de que Pemex redefina su estrategia financiera, replantee en forma óptima su estructura de capital. —pues adquirirían mayor peso relativo los recursos propios en su función financiera— y se atenuaría la disyuntiva entre invertir y cumplir con el fisco. Todo ello haría posible profundizar las acciones para elevar la eficiencia operativa, pero sobre todo se aprovecharía a plenitud el efecto de sus operaciones primarias y de transformación industrial en la economía nacional, la generación de empleo y la propia renta económica que corresponde a la nación.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Esta Secretaría propone un esquema altamente confiscatorio que funcione como mecanismo de protección a la recaudación pública ante la posible baja de los precios del petróleo.

Propone gravar a Pemex exploración y producción, bajo un esquema de flujo de efectivo con un Derecho sobre la Renta Económica (DRE) de 85% sobre la diferencia entre ingresos y gastos, progresivo hasta llegar a 95% en cinco años.

También se menciona acerca de una depreciación inmediata de los activos de 100%; la actualización de los gastos preoperativos 10% arriba de la inflación, y un nuevo impuesto denominado Monto Predeterminado de la Recaudación (MPR) en cada nivel probable del precio que se incrementaría cada año indexado en Udis, más 2 por ciento.

⁸ Esta sección hace un recuento de las dos propuestas y fue consultada en Adrián Trejo, "Diferen..." *op. cit.*, p. 1.

En esta propuesta se puede observar que los porcentajes de impuestos por pagar para el periodo 2002-2006 se encuentran en niveles superiores a 60%, lo que ocasionaría pérdidas cada vez mayores.

Secretaría de Energía (Sener)

Aquí se propone un régimen fiscal que permita aplicar prácticas empresariales, porque se considera que la propuesta de Hacienda es altamente confiscatoria y que no funciona como un mecanismo de protección a la recaudación pública ante la posible baja de los precios del petróleo.

Por tanto, la propuesta de Energía menciona que Pemex exploración y producción se grave con un Derecho sobre la Renta Económica (DRE) a una tasa de 75% de la utilidad de operación; el resto de los organismos se gravarían con el ISR. Además menciona que los impuestos deberían de entregarse una vez al mes.

Bajo los precios estimados por Pemex —menciona Adrián Trejo— con esta propuesta se lograría garantizar el pago de los 180 000 millones de pesos anuales a la federación, al tiempo que se incrementaría el patrimonio y las utilidades.

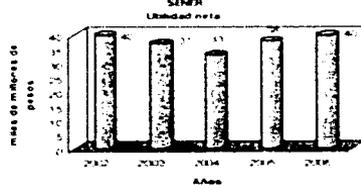
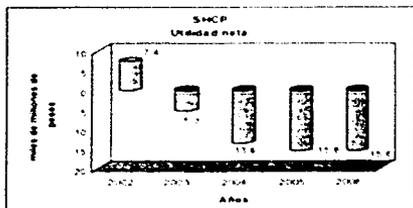
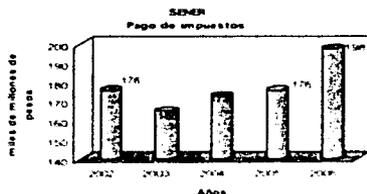
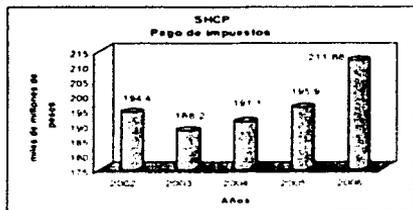
La Secretaría de Energía propone que los subsidios no sean contra el patrimonio de las empresas, sino que se incluyan en el presupuesto de egresos de la federación y los autorice el Congreso. Además de que la fijación de los precios debe ser facultad del consejo de administración.

A grandes rasgos ésta es una propuesta que se puede calificar de impuestos manejables y flexibles lo que permitiría un aumento constante del patrimonio de Pemex, y la obtención de utilidades.

Finalmente esta Secretaría estima que los efectos de la propuesta de la SHCP provocarían que a precios bajos del petróleo se aplicaría un monto predeterminado mayor de DRE y de

MPR. Asimismo, las demás subsidiarias se gravarían con el ISR. Así Pemex tendría que pagar de 194 000 millones a 211 000 millones de pesos, con pérdidas sistemáticas, endeudamiento creciente y disminución de su patrimonio. Se planteó que Hacienda pretende cobrar los mismos montos que en el pasado, no obstante que las expectativas de precio se ajustan a la baja.

A continuación se presentan unas gráficas comparativas de ambas propuestas, tanto en pago de impuestos como en utilidad neta.

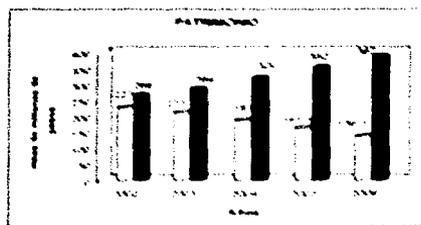
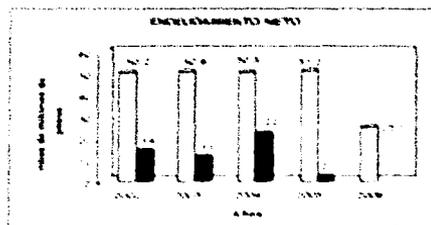


Fuente: Elaborado con base en el artículo de Adrian Trejo, "Diferen Energía...", *op. cit.*, p. 1.

En el siguiente cuadro se visualizan las propuestas de ambas secretarías:

SHCP	SENER
<ul style="list-style-type: none"> • Cobrar con 8.5% los ingresos netos de PE para llegar a 9.5% en cinco años. • Aplicar un nuevo impuesto por cada nivel de perforación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Capitalizarse al gobierno \$1,800,000 millones anuales. • Cobrar con 7.5% la utilidad de operación de PE. • Aplicar ISE a los demás organismos.

En las siguientes gráficas se puede observar tanto el endeudamiento neto como el patrimonio al cual estaría sujeto Pemex en caso de poner en práctica cualesquiera de las dos reformas fiscales propuestas.



Fuente: ICOM

4.3 Pemex

La propuesta de Pemex gira en torno a corregir los problemas que tiene con el gobierno federal, en cuanto a lineamientos y objetivos, por lo que dada la urgente necesidad que tiene esta empresa de transformarse, implora al Congreso una solución adecuada que ya no le generen conflictos empresariales ni de productividad. Sugiere que se requiere crear junto

con el gobierno una estrategia integrada por dos partes: la primera sería una modificación de la escala de activos y operaciones; y la segunda la eficiencia en el desempeño general, para elevar el valor de la empresa.

La escala de operaciones y activos requiere la adecuación de su carga fiscal, con lo cual estaría en la posibilidad de competir con los grandes grupos petroleros que operan en el ámbito internacional.

El otro elemento de la estrategia de Pemex es encontrar mayores oportunidades exploratorias y de producción de crudo ligero y gas no asociado.

A fin de cumplir sus requerimientos de inversión en exploración y producción, propone que se adopten nuevos esquemas que promuevan la participación de recursos privados, mediante la suscripción de contratos de servicios múltiples que atraigan el interés de empresas que tengan experiencia en la ejecución de grandes proyectos y cuenten con respaldo financiero, tecnológico y administrativo. El logro de una mayor eficiencia en la obtención y asignación de inversiones en Pemex, es fundamental para impulsar y sostener el crecimiento de la industria petrolera. Implica una mayor flexibilidad para decidir ágilmente acerca de las fuentes de financiamiento y la composición de la cartera de inversiones.

En cuanto a desempeño, Pemex necesita estar sustentada en el mejoramiento de cinco aspectos que se consideran esenciales:

1. Cultura y valores: impulso del liderazgo y el trabajo en equipo, con visiones activas de mediano y largo plazos.
2. Inversiones: sugiere un plan definido de inversiones y con el desarrollo creativo y la instrumentación de nuevos esquemas de financiamiento.
3. Tecnología: la adquisición y el desarrollo de tecnología son para Pemex un factor de reducción de costos y de impulso a la capacidad de competencia. Sugiere un plan que busque incorporar tecnologías avanzadas a los procesos y mejorar el desempeño de los recursos humanos.

4. Operaciones: tiene una visión integral donde sugiere intensificar los trabajos exploratorios, optimizando la explotación de los campos petroleros y cumpliendo estrictamente con los programas de mantenimiento de equipos e instalaciones.
5. Administración: quiere conformar y consolidar una nueva estructura de organización, que parte de fortalecer a toda la empresa.

Para lograr estas funcionales propuestas Pemex, requiere forzosamente del apoyo de las dependencias gubernamentales que participan en su control administrativo externo, ya que la empresa, enfrenta muchas dificultades derivadas de tal control, el cual consiste en que diversas dependencias del gobierno federal tienen facultades para intervenir en la toma de decisiones del organismo.

Además, Pemex considera que una de las propuestas es la de gravar sus actividades industriales en condiciones similares al régimen general del impuesto sobre la renta (ISR).

Con el sistema fiscal que menciona Pemex es probable que la participación del petróleo en los ingresos fiscales fuese disminuyendo gradualmente, pero también es posible un escenario en que las aportaciones de esta empresa al gobierno federal se incrementen como resultado de un sensible aumento en las inversiones y, por tanto, de la producción de la empresa.

4.5. Otras

Los economistas del Banco Mundial⁹ plantean que la reforma fiscal se debe concretar en la eliminación de exenciones y privilegios fiscales, mejorar la administración tributaria y aumentar la transparencia en el manejo de los recursos públicos. Proponen eliminar regímenes fiscales especiales como el de Pemex y de algunos sectores importantes de la economía.

Otros autores demuestran su preocupación por disminuir los ingresos petroleros y dan diferentes soluciones para ampliar la base gravable y para la aplicación y eliminación de algunos impuestos, pero no retoman ninguna propuesta para Pemex en específico.

⁹ <http://www.worldbank.org>

Conclusiones

El estudio anterior abarcó algunos de los instrumentos metodológicos que permiten dar vida a una posible solución que lleve a Pemex a optimizar sus ingresos e impulsar a la industria petrolera mexicana.

En un primer plano con la explicación de la llamada Paradoja de la abundancia y el concepto de Petro-Estado se corrobora que la relación entre el momento en el cual el Estado empieza a depender de los ingresos fiscales petroleros y su formación, es fundamental para poder entender las características de la burocracia y la forma de cómo está relacionado el aparato administrativo y político de la sociedad.

En el mismo sentido es obvio que se necesita un replanteamiento de la institución petrolera, ya que se corrobora —a lo largo del primer y segundo capítulo— la premisa de que son las condiciones políticas y fiscales de las empresas petroleras estatales, las que imponen las condiciones de ajuste económico y social, dado que la política depende crucialmente de la carga tributaria que sobre las empresas impone el Estado.

Así también se comprobó que el mercado del petróleo es muy volátil y poco confiable debido a los continuos recortes en la oferta y las variaciones de la demanda, lo cual provoca ajustes en la producción que son menos impactantes cuando se trata de empresas petroleras privadas que cuentan con un régimen fiscal derivado de la propia actividad económica, que cuando se trata de empresas petroleras estatales que se desarrollan bajo presiones fiscales que las limitan en su crecimiento.

Las cuatro empresas estudiadas a lo largo de esta investigación —PDVSA, Sonatrach, Statoil y Pemex—, reciben importantes presiones fiscales por parte del Estado, lo cual les implica una responsabilidad económica y social.

Al respecto cabe mencionar que PDVSA es la empresa que vive una situación más grave que la de Pemex, ya que la economía de Venezuela es totalmente dependiente del petróleo; por tanto las fluctuaciones en el mercado internacional afectan en sobremanera a la actividad económica de este país. Argelia, por otro lado, podría presentar una situación semejante, ya que la relación de la industria petrolera con el Estado y la economía es muy estrecha, fenómeno que no ha permitido una autonomía verdadera que dirija la industria hacia la búsqueda de un beneficio propio.

El caso presentado en torno a la empresa noruega, da un buen ejemplo de organización y coordinación en cuanto al manejo y administración de la industria petrolera. Esta industria es inclusive considerada como una de las principales fuentes de ingresos para la economía de este país, lo cual no es impedimento para poder ejercer por medio de un Fondo y del llamado SDFI, una adecuada planeación y división de beneficios tanto para el Estado como para el desarrollo de la industria petrolera; cabe mencionar que dicha industria no solo depende de la empresa petrolera estatal, sino que en el interior de Noruega se vive un constante ambiente competitivo con empresas privadas que aplican las políticas correspondientes para poder sobresalir en el mercado, situación que impone un reto para Statoil, debido a que esta empresa busca un lugar en el libre mercado y rangos de tecnología y eficacia capaces de competir, tanto a nivel nacional como internacional.

Referente a la hipótesis planteada en esta tesis se comprueba que el tratamiento fiscal actual de Pemex es poco adecuado para su desarrollo, por tanto es necesario y urgente que la empresa cuente con una autonomía presupuestal para poder desarrollarse en los ámbitos correspondientes al buen desempeño de una empresa petrolera competitiva.

Con base en lo anterior, hay que tomar en cuenta que Pemex se desenvuelve en un mercado donde hay agentes heterogéneos, por lo cual tiene que hacer el esfuerzo adecuado que permita aprovechar al máximo sus propias ventajas diferenciadas, ya que actualmente la viabilidad de la industria petrolera mexicana requiere de:

- Acceso a nuevas reservas de bajo costo de explotación
- Un gran esfuerzo de exploración de largo plazo
- Lograr los mayores grados de eficiencia, productividad, capacidad de competencia y rentabilidad.
- Racionalización de activos, desprendiéndose de aquellos que no tienen una rentabilidad suficiente.
- Un mejor desempeño operativo
- Mayor desarrollo de habilidades
- Crecimiento interno, donde se identifiquen las principales fortalezas de la empresa
- Apalancar el modelo de negocio en una base más amplia de activos
- Un crecimiento con base en adquisiciones con un criterio de complementariedad funcional o geográfica, a fin de explotar las ventajas generadas por el incremento en el tamaño.

Por tanto es una necesidad primordial que el gobierno apoye la posibilidad que tiene Pemex para convertirse en uno de los principales competidores del mercado energético abierto, en una entidad apta para la comercialización de algunos productos, y en una empresa capaz de emplear tecnologías específicas de alto nivel.

A lo largo de esta investigación, se detectó que la principal problemática es la falta de una reforma fiscal integral que fortalezca la base fiscal, en la que las acciones se sustenten en el mantenimiento de tasas impositivas que no afecten ya a la industria petrolera.

En nuestro país la política impone su costo, dado que la reducción de la producción en general amplía la renta gravable de Pemex, para incrementar así los ingresos fiscales; este mecanismo es el que se aplica a pesar de que las ventajas marginales en el corto plazo, hacen económica y financieramente insostenible el negocio petrolero en el largo plazo, propiciando que surja la misma lección para los países productores de petróleo: ¿cuál es el grado de integración y efecto multiplicador que puede producir el crecimiento de ese sector más allá del efecto "enclave" en una economía pequeña como la mexicana? Una adecuada

respuesta a esta interrogante puede dar piso a una estrategia petrolera que mantenga la economía en crecimiento, independientemente que disminuyan los ingresos fiscales. Es claro entonces que hay que hacer grandes esfuerzos para crear complementariedad fiscal en la actividad económica no petrolera.

La salida de las distorsiones causadas por la acción de un grupo de productores que no pertenecen a la OPEP, pero cuentan con una vasta agenda política permitirá reducir la volatilidad y la inestabilidad en el proceso de formación de precios del petróleo. Sería así más lógico que se vieran mercados de futuros petroleros en México, disminuyendo de esta manera las asimetrías en el proceso de formación de precios a escala mundial, para una mayor estabilidad en los precios.

Esta tesis apoya la propuesta referente a que el gobierno federal comparta el riesgo junto con Pemex en lo que se refiere a la evolución de los precios del petróleo, obteniendo recursos en los niveles históricos por la explotación de los yacimientos ya desarrollados, pero menores importes en lo que hace a los nuevos proyectos.

En consecuencia, grandes problemas fiscales se pueden aproximar en el corto plazo, dada la ya comprobada dependencia del fisco del ingreso petrolero, y la imposibilidad política a menos que se gire 180 grados en materia de régimen económico.

Respecto a las propuestas planteadas en el capítulo cuarto la tendencia de esta investigación giró en torno a dar prioridad a las necesidades que tenga Pemex como empresa, y tomar de ejemplo el caso de Statoil y la manera en que se puede combinar perfectamente las dos importantes vertientes: por un lado, abastecer de recursos al Estado; y por otro, contar con tecnología de punta para el desarrollo y competitividad de la industria petrolera.

Por tanto es interesante considerar la viabilidad de que pueda existir un fondo que regule los ingresos de la industria y pueda distribuir los montos adecuados tanto en el Estado como en la industria. Valdría la pena hacer una propuesta que primeramente respetara las necesidades de Pemex y de la Secretaría de Energía para hacer crecer la industria, lo cual

estaría enfocado al cambio del régimen fiscal que grava a la empresa, ya que es el principal motivo que le impide realizar inversiones. El mecanismo de un Fondo estaría ligado a las características de nuestro país y del entorno internacional.

Asimismo es viable que trate de cubrir las responsabilidades pertinentes y se estructure bajo un sistema financiero confiable y estable. Sin embargo, todo cambio requiere de tiempo, y mientras no se tome una medida contundente, la situación financiera de Pemex penderá de un hilo a punto de romperse.

Anexo I

Indicadores de desempeño

Es importante, considerar el desempeño de la empresa para confirmar el objeto de estudio de esta tesis.

Pemex cuenta con tres aspectos de particular importancia que determinan su desempeño actual:

1. El régimen fiscal y la regulación que se refiere a los procedimientos administrativos que son una carga cada vez mayor.
2. Las reservas de hidrocarburos tienen una tendencia al deterioro, tanto en magnitud como en calidad.
3. Después de la profunda reestructuración iniciada a principios de la década de los años noventa, el desempeño operativo no había registrado mejoras adicionales de importancia.

Entonces, ¿cómo saber cuantitativamente si en verdad el gravamen petrolero afecta a la empresa? Esta pregunta la pueden contestar ciertos indicadores básicos de gestión que utiliza Pemex, y comprobar que efectivamente tiene grandes restricciones financieras:¹

1. Indicador de liquidez

liquidez = activo circulante/pasivo a corto plazo. Valores menores a uno significan que la empresa no cuenta con el respaldo suficiente para enfrentar sus compromisos inmediatos, en tanto que valores superiores a uno denotan buena liquidez de la misma.

¹ Benjamin García, Páez "Petróleo y finanzas públicas en México", *Comercio exterior*, noviembre, 2000, p. 3.

- | | |
|---|--|
| 2. Indicador de solvencia | solvencia = activo total/pasivo total. Este índice refleja la capacidad de la empresa para afrontar no solo sus compromisos a corto plazo, sino al conjunto de ellos. Puede interpretarse como una medida de cómo saldría la organización si fuera liquidada, vendiendo todos sus activos y saldando todos sus adeudos. Una empresa es saludable si su solvencia es superior a uno, lo cual denotará que las inversiones realizadas han incrementado sus activos, los cuales reeditúan más ingresos y con una proporción de los mismos se pagan los adeudos. |
| 3. Indicador de rentabilidad sobre ventas | Rentabilidad sobre ventas = utilidades netas/ventas. Significa cuánto obtienen de utilidades las empresas respecto a las inversiones realizadas. |
| 4. Indicador de rentabilidad económica | Rentabilidad económica = utilidades netas/activo total. Significa cuánto obtienen de utilidades las empresas respecto a las inversiones realizadas. |

En la medición de estos indicadores se comprueba que la carga fiscal rompe el principio de proporcionalidad, según el cual un sujeto debe contribuir en función de su capacidad contributiva, además de que la tributación nunca debe ser tan grande como para que destruya la fuente de riqueza del contribuyente y su actividad. Si analizamos los indicadores anteriormente mencionados para Pemex tenemos:

1. Liquidez : de 1988 a 1992, la liquidez osciló de 1.6 a 2.1, pero a partir de 1993 ha descendido 1.5 a valores cercanos a la unidad (1.40 y 1.09 en 1997 y 1998, respectivamente). Ello expresa una reducción drástica de la capacidad de Pemex para pagar deuda de corto plazo.
2. Solvencia : de 1988 a 1994 Pemex registró una solvencia de 2.3 a 4.5, pero a partir de entonces comenzó a declinar de manera progresiva, de 2.1 en 1997 a 1.7 en 1998. Ello ha implicado que la empresa no se haya recapitalizado por no haber

invertido lo suficiente y que sus compromisos o adeudos crezcan con mayor rapidez que sus activos o bienes.

3. Rentabilidad sobre ventas: varió de 2.2 a 7.6 en el periodo 1988-1997 y en 1998 cayó a -3.7 debido a la combinación de la baja de las cotizaciones y de la excesiva carga fiscal. Lo anterior entraña que Pemex requiere un gran volumen de ventas para obtener un nivel de utilidades aceptable.
4. Rentabilidad económica: en la medida en que Pemex es una empresa intensiva en capital, la tasa de rotación de los activos es por lo general débil, pero los márgenes de utilidad sobre ventas son elevados. El indicador de rentabilidad invalida la eficiencia del de rentabilidad económica.²

Lo más preocupante de este análisis es que para Pemex algunos gravámenes importantes no se basan en las utilidades que obtiene, por tanto se puede considerar que también se afectan otros rubros que la empresa utiliza para cumplir sus funciones, inclusive hasta que agote por completo sus recursos económicos.

Las ganancias petroleras se usan de manera coyuntural y se carece de planeación en materia de la explotación de hidrocarburos en su conjunto. Los recursos disponibles para la intervención disminuyen en un marco en el que es preciso aumentar la eficiencia administrativa y la productividad. El sacrificio de la infraestructura productiva es un costo elevado que inevitablemente se pagará en el futuro.

Actualmente Pemex cuenta con un sistema de evaluación del desempeño, basado en el concepto de valor económico agregado que genera cada línea de negocios de la empresa y cada proyecto que se pretenda ejecutar. Este sistema denominado Economic Value Added (EVA), ha sido implementado en múltiples corporaciones multinacionales.

² *Ibid*

Los problemas de agencia principal tienen que ver mucho con el desempeño de la empresa, por lo que para corregirlos se necesitan fortalecer las habilidades gerenciales para localizar y concretar oportunidades de creación de riqueza y valor. Así, todos los organismos de la empresa, al evaluar sus actividades con base en este nuevo sistema, tendrán incentivos más fuertes que los lleven a optimizar sus resultados.

Anexo II

Consecuencias fiscales: infraestructura,¹ desarrollo e ingresos

Ser una empresa con un excesivo régimen fiscal, trae como consecuencia ciertos problemas para Pemex, estudiaremos los que actualmente se presentan debido a las limitantes que tiene en materia presupuestal y que le impiden elevar su nivel en infraestructura, desarrollo e inversión, lo cual puede ser un obstáculo porque Pemex no tiene la suficiente capacidad tecnológica y productiva para crecer y continuar siendo la empresa nacional eje; además, porque en esta industria se requieren entre 6 y 10 años para explorar, encontrar y desarrollar nuevos campos. Algunos expertos en el tema mencionan que es peligroso para la estabilidad y el crecimiento de la industria petrolera que la relación reservas/producción caiga por debajo de 25 años.

Si aumenta la crisis de reservas y producción podrá haber destrucción de valor, caída de las exportaciones de petróleo crudo, pérdida de competitividad en el mercado petrolero internacional y reducción de ingresos fiscales para el gobierno federal.

Se declara que la industria petrolera mexicana tiene un alto grado de insuficiencia tecnológica en exploración, perforación, refinación y petroquímica, y su ingeniería de proyectos y construcción también tiene un deficiente desempeño interno. Este desempeño no sólo se ve reflejado en la tecnología sino también en la capacidad laboral que alberga.

Cabe mencionar que Pemex actualmente tiene la misión de preservar y explotar el hidrocarburo de manera que apoye el proyecto de industrialización que se propone el

¹ La definición formal de infraestructura se refiere a las estructuras técnicas, equipos, instalaciones duraderas, y servicios que proporcionan y son utilizados en la producción económica y en los hogares. (Informe del Banco Mundial, 1994, p. 13). Infraestructura es un término general que incluye a todo despliegue logístico de una economía o de una región, y que esta comúnmente precedido por una estrategia nacional (La combinación de las funciones de adquisición, producción y comercialización Benjamin García Paez, "Petróleo y finanzas públicas en México", *Comercio exterior*, noviembre, 2000)

Estado.² Para esta misión evidentemente requiere superar por completo las deficiencias tecnológicas.

De conformidad a la bibliografía que se ha ido consultando a lo largo de esta investigación tenemos que:

- *De acuerdo con el diagnóstico, Pemex enfrenta serios problemas financieros derivados de su esquema fiscal y de su propia reglamentación que genera duplicidad de funciones.*
- *Pemex ha contribuido en los últimos años con aproximadamente 35% de los ingresos del país; el gravamen promedio de los ingresos brutos de la paraestatal es de 65 por ciento.*
- *Esto motivó que en los últimos tres años, los impuestos superaran a las utilidades y que Pemex haya tenido que recurrir al mercado de capitales externo para pagar los impuestos.*
- *El actual régimen de la paraestatal ha ocasionado la disminución de reservas probadas por falta de recursos para exploración; se ha invertido menos de 10% en este programa*
- *En refinación se importan actualmente 140 000 barriles diarios de gasolinas y 200 000 de combustibles por lo que es urgente una nueva refinería.*
- *Las pérdidas en Pemex fueron en 1999 de 16 000 millones de pesos y en el 2000 de 22 000 millones; la deuda de la paraestatal ha crecido 2.5 veces en el año, en tanto que la estructura financiera se ha deteriorado notablemente; en 1993 era de 70% y en el 2000 de tan sólo 31 por ciento.³*

Por tanto los problemas que requieren de solución inmediata en Pemex son:

- la insuficiencia de crecimiento,
- el bajo nivel de eficiencia en algunas operaciones,

² <http://www.pemex.gob.mx>, *Atención*.

³ Adrián Trejo, "Diferen Energía y Hacienda sobre Pemex", *Economista*, 17 de julio de 2001, p. 36.

- las condiciones laborales no favorables para alcanzar una mayor flexibilidad operativa y de productividad.
- el sistema administrativo complejo y rígido.
- el funcionamiento empresarial deficiente, y
- la falta de transparencia respecto a información y rendición de cuentas.

Por otro lado hay actividades como la refinación y producción de petroquímicos que han sido relegadas a un segundo plano; se importan grandes volúmenes de combustibles no por ventajas comerciales sino porque no se cuenta con los montos adecuados internamente; y su importación se realiza a precios muy superiores a los que se pagarían de ser producidos localmente por Pemex.⁴

En el aspecto de planeación del sector energético y en particular del subsector de hidrocarburos algunos aspectos se manifiestan en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 dentro del programa sectorial denominado Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía 1995-2000, y se establecen algunos objetivos importantes:

- Aprovechar la ventaja relativa de México en materia energética sobre todo en hidrocarburos.
- Contribuir a un desarrollo regional más equilibrado y al crecimiento y competitividad de las actividades económicas relacionadas directamente con el sector.
- Propiciar la modernización administrativa y operativa de Pemex.

Una vez analizada la estructura de Pemex podemos incluir el concepto de planificación energética que se manejó desde 1995, su definición dice que : "...es el manejo ordenado de

⁴ José Luis Manzo, "Propuesta para una política petrolera alternativa", *Economía Informa*, UNAM-FE, núm. 231, septiembre-agosto, 1994.

acciones políticas y recursos dedicados a la búsqueda de un equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en el marco macroeconómico de un país dado".⁵

La planificación energética está integrada también por los siguientes conceptos metodológicos:

- *Diagnóstico económico-social: en el cual se engloban las características de la población que permite asociar la estructura de la demanda energética en cantidad y calidad.*
- *Diagnóstico energético: comprende la evaluación de los recursos energéticos primarios, así como el potencial existente del país.*
- *Estrategias de desarrollo: es el diseño de la estrategia de desarrollo y se dividen en estrategias de corto y largo plazos.*⁶

Actualmente Pemex fortaleció algunas áreas centrales creando una nueva estructura corporativa, que se enfoca a cuatro funciones distintas:

- Planeación, para darle a la empresa un sentido estratégico global.
- Operaciones para optimizar la coordinación de actividades y las transacciones entre las subsidiarias.
- Ingeniería y desarrollo de proyectos, para hacernos cargo desde el corporativo de la conducción y el manejo de las inversiones de mayor importancia estratégica o económica para el grupo.
- Competitividad e innovación, con objeto de ir generando dentro del organismo una nueva cultura de fuerte orientación empresarial y transformar así muchas de las prácticas vigentes.

⁵ Dartois Laurent, y Gustavo Rodríguez E., "La planeación del sector energético en un país en vías de industrialización", Juan J. Jardon U. (coord.), *Planeación energética y empresa pública: restructuraciones internacionales*, México, Ed. UNAM, 1995.

⁶ Hugo Teran Guzmán, *El impacto de los . . . op. cit. . .*, p. 123.

A continuación se explicaran a grandes rasgos algunos de los principales problemas para la empresa :

Inversión

Durante la década de los ochenta y debido a la importante misión de Pemex para el país, la empresa tenía que aportar la mayoría de sus ingresos al gobierno y era poco lo que ahoraba para financiar su expansión.

Pemex entró en una etapa de industrialización que decayó en el gobierno de López Mateos, cuando se hicieron nuevos planteamientos para sostener el crecimiento económico y solucionar los desequilibrios financieros.

En el periodo del presidente Díaz Ordaz se estimó la existencia de anomalías que entorpecían el desarrollo de la industria, por lo que ésta debía otra vez organizarse; entonces, Pemex se confirmó como una empresa paraestatal de servicio público y político. Así ingresó a la industria una clase política de empleados. Durante esta gestión se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación.

En 1966 se creó el Instituto Mexicano del Petróleo, planeado para la investigación y la capacitación petroleras. Así Pemex se consolidó, ya que redujo la inversión privada en la industria y se dejó en manos de la empresa el control absoluto de la producción de petroquímicos básicos.

En la década de los setenta dado el cuadro general de la economía, el petróleo debía ser un recurso que contribuyese al equilibrio de la situación, y para ello, se colocó nuevamente en el mercado exterior, se destinaron mayores recursos para localizar nuevas reservas, se aumentó el monto de producción y se multiplicaron las plantas de proceso en refinación y

petroquímica. "El gobierno de Echeverría llegó a destinar 17% de la inversión pública a la industria petrolera, con especial interés a las tareas de exploración..."⁷

Fue en los gobierno de Echeverría y López Portillo cuando debido a este suceso Pemex aumentó su deuda externa provocando con esto el estancamiento de su crecimiento.

Para no perder valor, Pemex debió haber invertido fuertemente para mejorar el factor de recuperación en los yacimientos conocidos, pero no lo hizo ni lo ha hecho.

La administración de José López Portillo se vinculó con el salto de la producción petrolera. Pemex hizo que el petróleo se convirtiera en la principal fuente de divisas del país.⁸ Con el boom petrolero de estos años, México se convirtió en una nación importante como productora de petróleo. Dada la cantidad de nuestras reservas en los yacimientos probados, el país entraba en una era de abundancia. Fue entonces que la deuda externa de Pemex se incrementó por las inversiones destinadas a la explotación exhaustiva del hidrocarburo para obtener divisas, de esta manera aumentó la deuda del sector público y privado y se declaró una deuda impagable.

La intensa actividad industrial trajo consigo la capacitación técnica cada vez más especializada. Los trabajos de investigación del Instituto Mexicano del Petróleo y la preparación de los recursos humanos, consolidaron una alta tecnología petrolera, que algunos autores equiparan a la más actualizada del mundo. Pemex invirtió cerca de 29 mil millones de dólares en la creación de la infraestructura petrolera; puso mayor énfasis en la creación y ampliación de la infraestructura para la extracción y exportación de crudo, descuidándose la de refinación, producción de petroquímicos, almacenamiento de productos, distribución mediante el sistema de ductos y producción ecológica.⁹

⁷ Pemex, 50 Aniversario de Pemex, *El petróleo*, Petróleos Mexicanos, 1988, p. 113.

⁸ Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades: Istmo, petróleo crudo ligero con densidad de 33.6° API y 3.3% de azufre en peso, Maya, petróleo crudo pesado con densidad de 39.3° API y 3.3% de azufre en peso, Olmeca, petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre en peso.

⁹ Pemex, 50 años, op. cit., p. 114.

*Con Miguel de la Madrid, Pemex tuvo como guía conceptual el sistema de sustitución de importaciones, basándose en la diversidad y la capacidad de la compra; el hidrocarburo se convirtió así en el eje de la reactivación industrial del país: "El petróleo era fuente ... de 95% del total de energía primaria que consumía el país, y significó, en los primeros años del sexenio, 75% de las divisas."*¹⁰

A partir del petróleo se buscó la integración de las fuerzas que generaban la economía. La sustitución de importaciones trajo resultados positivos a la industria petrolera. Fue en esta época cuando Pemex se convirtió en el patrimonio financiero más importante dado el nivel de inversión que se le daba.

La producción del hidrocarburo satisfacía el consumo del país y el ingreso de divisas. Antes de la crisis de 1986 y para febrero de este año, las finanzas de la industria se desplomaron por la caída de los precios del petróleo en el mercado mundial, que hicieron descender las divisas petroleras. Esto obligó a una labor de ajustes en las inversiones y en ciertas áreas de la actividad petrolera como la exploración. De esta manera la directriz era la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento en el área de la transformación industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

De esta forma la política petrolera de este año se limitó sólo a aprovechar la infraestructura de extracción y exportación de petróleo crudo.

Durante 1982-1988, Pemex abatió la dependencia del exterior en los procesos de formación de capital y propició el desarrollo de proveedores nacionales eficientes.

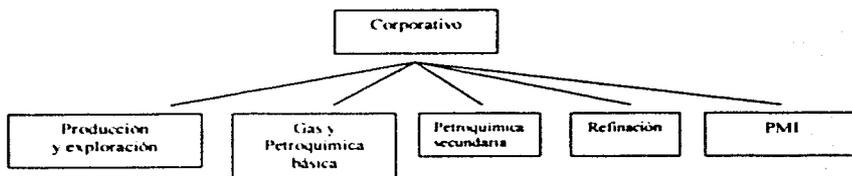
Acorde a la necesidad de modernización y actualización de la estructura económica del país y a la serie de transformaciones políticas y estructurales y las relaciones comerciales con el exterior, surgió la modernización de Pemex de 1989 a 1991 con el propósito de adaptarse a los cambios tecnológicos, productivos y comerciales que se apreciaban en el ámbito internacional.

¹⁰ Pemex, 50 . op. cit. p. 115.

En 1991 la inversión de Pemex exploración y producción ascendió a 4 618 millones de pesos corrientes.¹¹

Y fue para la década de los noventa que Pemex estaba en la mira de sufrir una reorganización (1992), en la que la misión estratégica básica era la de maximizar el valor a largo plazo de los hidrocarburos de México.

Es a partir de este año que Pemex opera por conducto de un ente corporativo y cuatro organismos subsidiarios y un instituto:



- Pemex producción y exploración.
- Pemex gas y petroquímica básica.
- Pemex refinación.
- Pemex petroquímica secundaria

El manejo de cada uno de éstos organismos es independiente. Se administran como empresas, hacen transacciones y fijan precios interorganismos. Cada una de ellas tiene un área de distribución y comercialización.

¹¹Idem

El Corporativo es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

Pemex exploración y producción tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

Pemex refinación produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos: gasolinas, diesel, turbosina, combustóleo, asfaltos, etcétera.

Pemex gas y petroquímica básica procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP; y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

Pemex petroquímica a través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolin, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

PMI comercio internacional realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos, en:

- 1. Deer Park, TX, con Joint Venture con Shell*
- 2. Repsol, España (Pemex es socio, tiene acciones)*
- 3. YPF, Argentina por medio de Repsol.*

El Instituto Mexicano del Petróleo proporciona a Pemex apoyo tecnológico tanto en la extracción de hidrocarburos, como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.¹²

¹² <http://www.pemex.gob.mx>, *Conozca Pemex*.

En 1994 se le asigna a Pemex un papel estratégico para el desarrollo económico del país y continúa bajo control estatal de manera que impulsa la exploración de hidrocarburos para reforzar las reservas; fomenta la investigación y el desarrollo tecnológico para mejorar los procesos de extracción, refinación, y en la política petrolera internacional para mantener la presencia de México en el mercado mundial. Además implementó una política de acceso abierto para almacenamiento, distribución y transportación de gas natural, así como el desarrollo de una nueva estrategia para la industria petroquímica.

La nueva estructura de Petróleos Mexicanos, definió que la empresa debía de cambiar el cumplimiento de metas de volumen, como la producción de determinado número de barriles por día, a otras en que se maximice el valor económico generado.

Para 1997 en el paquete económico presentado por el gobierno se planeaba el desarrollo de los campos de Cantarell,¹³ Burgos y Ku Zaap-Maloob y la modernización de la refinería de Cadereyta.

En el caso de Pemex exploración y producción, si no se incorpora la cartera recomendada de inversiones, a partir de 2004 la aportación fiscal disminuiría significativamente —según el director actual de Pemex, Raúl Muñoz Leos—. Y para mantenerla o inclusive acrecentarla es indispensable invertir en producción primaria.

Actualmente Pemex, tiene la previsión para invertir 33 mil millones de dólares en exploración y producción en los últimos cinco años

En refinación, consideran para los próximos diez años, inversiones de 20 mil millones de dólares. En materia de gas se contemplan inversiones para ampliar la red de ductos y establecer nuevas estaciones de comprensión. Además se tienen que invertir

¹³ El yacimiento de Cantarell es el más grande del país y el sexto en importancia en el mundo, contiene 21% de las reservas estimadas (13.6 MMBCF), aporta alrededor de 36% de la producción y el 67% de las exportaciones.

aproximadamente mil millones de dólares para destrabar algunos procesos de la petroquímica.¹⁴

El desarrollo de Pemex tiene que ver con el volumen de la inversión física, aunque no es el único factor.

Exploración y producción

Cabe mencionar que las actividades de la industria petrolera comienzan con la exploración,¹⁵ todas las compañías petroleras del mundo deben destinar una parte importante de sus recursos técnicos y económicos a esta actividad. Los trabajos de reconocimiento se encargan de estudiar las condiciones geológicas de cada área para estimar las posibilidades de que el subsuelo contenga hidrocarburos. Incluye exploraciones fotogeológicas, de geología superficial y estudios físicos de gravimetría, magnetometría y sismología regional. Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración, empiezan las actividades de explotación que desarrollan los campos petroleros. La exploración necesita de inversión sostenida.

En el pasado, como resultado de las abundantes reservas se suprimieron las partidas del presupuesto de Pemex para exploración, y por eso se a ido aplazando el programa de evaluación potencial de hidrocarburos del país (anexo estadístico).

En el ámbito de exploración y producción, Pemex ha venido contratando diversos servicios, que van desde la rehabilitación y el mantenimiento de instalaciones, los estudios técnicos y la ingeniería de yacimientos, la adquisición y el proceso de información sismológica, las cementaciones, hasta los registros geofísicos, la inducción de pozos con nitrógeno, las estimulaciones y fracturas, y los servicios integrales de perforación, por mencionar algunos de los más importantes.

¹⁴ Raúl Muñoz Leos, *op. cit.* <http://www.pemex.gob.mx>, 2000.

¹⁵ Conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de los existentes.

El presupuesto ejercido total de Pemex exploración y producción en 1999 fue de 56.9 miles de millones de pesos, monto 17% superior al ejercido en 1998, y 18% superior al autorizado por la Cámara de Diputados. Del total del ejercicio, 15.3 miles de millones correspondieron a operación, 14.6 miles de millones a la inversión programable, y 27 mil millones a los proyectos de obra pública financiada — Cantarell, Burgos y Delta del Grijalva —; esta inversión representa 56% de la inversión total de Pemex exploración y producción.¹⁶

En lo que se refiere a la capacidad del crudo y gas, se afirma que de seguir invirtiendo de acuerdo con los niveles históricos, perderíamos un tercio de nuestra capacidad de producción de crudo y un poco menos de gas.

Las cifras indican una fuerte caída en la producción en los principales campos de crudo ligero, como Pol, Can y Abkatún, en la Región Marina del Suroeste. El campo de Abkatún era el segundo más importante porque tenía la extracción de 330 mil barriles diarios en 1993 a sólo 108 mil actualmente. Estos yacimientos sufren invasión de agua, que es un problema grave y difícil de revertir, y es hasta un poco tarde para canalizar elevadas inversiones que frenen la declinación de estos campos. También se requieren grandes inversiones para reactivar los campos de crudo ligero en Tabasco.¹⁷

La mayor producción en el campo de Cantarell, que es de crudo pesado, ha ido sustituyendo los menores volúmenes de crudo ligero. Cantarell se está quedando cada vez más solo, como único sustento de la plataforma petrolera, y evidentemente su funcionamiento no será para siempre.

Para ejemplificar con cantidades tenemos —según el actual director de Pemex— que algunos de los proyectos documentados que requieren financiamiento pueden elevar la producción desde 4.5 a más de 6 mil millones de pies cúbicos diarios.

¹⁶ Pemex, *Memoria de labores 1999*, "Resultados financieros y de operación 1999", p. 4.

¹⁷ David Shields, "Muy grave la crisis de reservas petroleras", *Reforma*

Reservas

*En los últimos años las reservas de crudo y gas han venido disminuyendo de manera gradual, en una tendencia que prevalece todavía. En las cifras tenemos "... que entre enero de 1997 y el mismo mes de 2001, las reservas probadas de crudo disminuyeron alrededor de 10% y las de gas se redujeron también en cerca de 8 por ciento."*¹⁸

*Ya para el mes de junio de 2001 se tenían estimaciones bastante precisas sobre lo que sucedería con la producción petrolera, de mantenerse la declinación de reservas y no cambiar los niveles históricos de inversión. Sabíamos que esta combinación de factores nos llevaría, en menos de cinco años, a tener una balanza comercial petrolera deficitaria.*¹⁹

Cabe mencionar que de inicio hay una fuerte disminución de la producción en los yacimientos y, en segundo lugar, existe una falta de recursos importante que impide la exploración, lo cual ha provocado la llamada "crisis de reservas petroleras que se está extendiendo a la producción" —como mencionó el director de Pemex—, esta crisis fue resultado del manejo irresponsable de las reservas en las décadas pasadas debido a la idea de la existencia de una cantidad abundante del petróleo, lo que provocó que no se invirtieran suficientes recursos en su exploración.

*Actualmente México cuenta con reservas probadas de 23 mil 660 millones de barriles de petróleo crudo o 34 mil 614 millones de barriles de hidrocarburos totales, que a primera vista son cantidades considerables, pero que no es así.*²⁰

La cuarta parte de las reservas corresponden a los yacimientos de Chicontepec, Veracruz. Son reservas inactivas e improbables de ser producidas en el futuro debido a su alto costo y su valor presente virtualmente de cero en el largo plazo.

¹⁸ Muñoz Leos, Raúl, *Diez meses...*, op. cit. <http://www.pemex.gob.mx>, 2000.

¹⁹ *Idem*.

²⁰ Raúl Muñoz Leos, *Discurso del...*, op. cit.

Se resalta que ya son de crudo pesado 60% de las reservas petroleras de México y casi 80% del crudo vendido al exterior. Y exportar cada vez más barriles de crudo pesado significa menores ingresos por barril.

Para revertir la declinación de reservas es necesario intensificar las actividades de exploración, en gas seco y crudo, particularmente el de tipo ligero, por tener éste un más alto valor y además un mayor contenido de gas asociado.

Exportaciones

En este rubro el principal problema de la empresa es que existe un dinamismo de la demanda de petróleo crudo del principal cliente (Estados Unidos), el cual no demanda productos petrolíferos y materias primas de refinación y petroquímica.

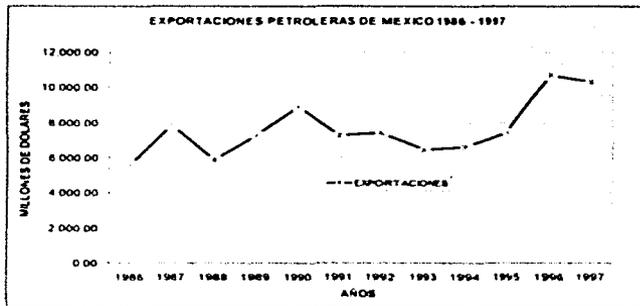
Así el incremento en la producción de petróleo en México está cada vez más en función de la demanda externa, no de la interna; por ejemplo en las cifras consultadas, se nota claramente que hasta 1994, frente a un incremento significativo del volumen producido de 176%, el consumo interno crece lentamente 76%, pero las exportaciones aumentan en forma explosiva a 560%.²¹

En el periodo de 1983 a 1988 el mercado internacional presentaba nuevas condiciones: se gestaron los lineamientos para entablar relaciones bilaterales, regionales y multilaterales, con una perspectiva de mediano y largo plazos, se buscó fortalecer las relaciones comerciales con el exterior, fomentando de manera más sostenida las exportaciones no petroleras; la apertura de nuevos mercados; la sustitución eficiente de importaciones, elevando la contribución de los recursos tecnológicos, administrativos y financieros del exterior. Este periodo se caracterizó por la proliferación de barreras y por la estrechez de recursos financieros que hicieron necesario contar con instrumentos legales y operativos que permitieran elevar el nivel de las exportaciones. En el anexo estadístico se muestra el

²¹ José Luis Manzo, "Propuesta para una política petrolera alternativa", *Economía Informa*, UNAM-IE, núm. 231, septiembre-agosto, 1994.

comportamiento de las exportaciones, del cual podemos concluir que han ido en aumento en general, pero que en el periodo de 1986 a 1987 la producción descendió en 25.3%, y después volvió a descender en 1991, 1993 y en 1997, lo que se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA 6.
Exportaciones petroleras de México 1986-1997
(millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia con datos de los Anuarios estadísticos de Pemex.

Las exportaciones en 1999 ascendieron a 93.7 miles de millones de pesos, cifra 45.6% superior a la obtenida el año anterior. El efecto más dramático, de continuar invirtiendo un volumen insuficiente de recursos igual al prevaecido en los últimos quince años, se presenta en las exportaciones de crudo, por efecto de la reducción de capacidad en volumen de exportación, las ventas al exterior caerían dramáticamente (anexo estadístico).

El director de Pemex, Muñoz Leos, señala que Pemex puede obtener mil 500 millones de dólares adicionales por el mismo volumen de ventas de crudo, si logra una mezcla de exportación que sea la mitad de crudo pesado.

Ingresos

Con el tiempo, y a partir de la expropiación, el crecimiento de Petróleos Mexicanos exigió inversiones del extranjero, particularmente de Estados Unidos.

En 1982 se hicieron enormes inversiones para obtener divisas con la explotación exhaustiva del hidrocarburo, creando una deuda externa de Pemex de 20 mil millones de dólares.²²

Desde su creación, Pemex ha tenido una presencia internacional permanente como demandante de recursos financieros externos, con el objeto de complementar el ahorro interno destinado a la inversión productiva y así obtener un nivel de inversión que permita el desarrollo adecuado de los hidrocarburos nacionales que garantice el abasto interno y mantenga la contribución del sector energético a la generación de divisas. En el proceso de reestructuración de la empresa, el financiamiento tiene un papel muy importante ya que una estrategia de financiamiento adecuada lleva a alcanzar objetivos generales; esto es, implicaciones financieras de distintas alternativas estratégicas, como adquisiciones o inversión en nuevos productos o nuevas plantas e identificar las más rentables, generando una ventaja competitiva a través del financiamiento barato y la flexibilidad de obtener fondos para financiar un nivel de inversión estable.

Pemex para complementar sus ingresos propios toma como directrices:

- Avanzar en el desendeudamiento con la banca comercial, mediante la amortización de su deuda.
- Impulsar la diversificación de instrumentos y fuentes de financiamiento.

Pemex se fortaleció con recursos derivados de las emisiones de papel comercial y Pagaré-Pemex en el mercado de valores de México, y con la emisión de bonos en los mercados estadounidenses de capitales por 616.0 millones de dólares y en el europeo por

²² Pemex, *Memoria*, op. cit., 1997.

725.6 millones de dólares; como resultado de las operaciones realizadas incluyendo operaciones nuevas y desembolsos de líneas contratadas en años anteriores, al mes de octubre de 1993 se capturaron 2245.2 millones de dólares.²³

En la industria petrolera las formas de financiamiento, son:

1. El ahorro propio de la empresa, porque sólo ésta puede crecer en la medida en que genere excedentes, y éstos sean, reinvertidos productivamente.
2. El acceso a créditos.
3. Tratamiento fiscal.
4. Coparticipación de la inversión privada en el marco de la legislación actual, básicamente en petroquímica secundaria y en gas, respecto a su transporte, almacenamiento, distribución e importaciones, y además en otros servicios de la industria.

La reorientación de las actividades prioritarias de Pemex, le ha permitido concentrarse en el adelgazamiento de sus estructuras y los cambios en procedimientos operativos y de contratación que han incrementado la eficiencia de la empresa, lográndose reducir costos por unidad producida en una tercera parte, en términos reales, a lo largo de los últimos siete años.

Debido al desempeño del control presupuestal, Pemex logró una importante reducción de los costos de operación y el consiguiente momento de ahorro interno, con lo cual el organismo pudo duplicar su inversión anual respecto de la que se observa en 1986 y 1987 sin tener que recurrir para ello a endeudamiento neto adicional.

La gradual regularización de México como emisor en los mercados financieros internacionales, ha permitido el refinanciamiento, en términos voluntarios, de las amortizaciones de deuda que se han vencido durante la presente administración; esto es, que debido al renovado acceso al mercado voluntario de financiamiento, el poco e inclusive

²³ *Idem.*

nulo excedente generado por Pemex ha podido destinarse a la inversión productiva y no al pago de deudas viejas; o sea, al haber refinanciado casi la totalidad de las deudas contraídas antes de 1982. Pemex no se vio en la necesidad de destinar su ahorro propio para cumplir con estas obligaciones de pago, sino tan solo el producto de los nuevos financiamientos contratados; por esta razón su ahorro quedó liberado para sufragar la expansión de la capacidad productiva.

Se puede afirmar que lo que principalmente determina la capacidad de inversión de Pemex es el tratamiento fiscal, debido al régimen especial al que está sujeto. Se puede decir que el elemento que tiene mayor incidencia sobre el ahorro final de la empresa es la tasa impositiva aplicable, ya que, como se mencionó en el desarrollo de la tesis, hasta hace tres años Pemex no estaba sujeto al régimen del impuesto sobre la renta y sólo cubría al fisco derechos sobre extracción de hidrocarburos.

A partir de 1993 Pemex cuenta con un nuevo régimen fiscal, con el que se elimina el efecto negativo sobre la inversión y se facilita la planeación de la misma a largo plazo. Con esto se modera el incremento en las transferencias fiscales de Pemex, para que parte de ellas se realicen en función de los rendimientos alcanzados y pueda estabilizarse así el flujo disponible de la inversión.

*En 1999 las operaciones de deuda tradicional ascendieron a 291 millones de dólares, como resultado de una captación por casi siete mil millones y una amortización de 6.7 miles de millones de dólares. Las operaciones de deuda contingente correspondiente a las inversiones en proyectos de obra pública financiada, generaron un endeudamiento neto por 2.7 miles de millones de dólares, por lo que el endeudamiento neto global del organismo ascendió a 2.9 miles de millones de dólares. El financiamiento total en este año representó 12.2% de los ingresos totales*²⁴

Tal vez una parte de sus principales recursos financieros resultan de sus ventas, las cuales han tendido a aumentar en petrolíferos y gas natural (anexo estadístico).

²⁴ *Idem.*

ANEXO

ESTADÍSTICO

**Producción
1980-2000
(miles de barriles diarios)**

Año	Petróleo crudo	tasa de crecimiento anual %
1980	1 936	
1981	2 313	19.473
1982	2 746	18.720
1983	2 665	-2.950
1984	2 684	0.713
1985	2 630	-2.012
1986	2 428	-7.681
1987	2 541	4.654
1988	2 507	-1.338
1989	2 513	0.239
1990	2 548	1.393
1991	2 676	5.024
1992	2 668	-0.299
1993	2 673	0.187
1994	2 685	0.449
1995	2 617	-2.533
1996	2 858	9.209
1997	3 022	5.738
1998	3 070	1.588
1999	2 906	-5.342
2000*	3 003	3.338

b Productos de Pemex Refinación y gas licuado de Pemex Gas y Petroquímica básica.

* Cifras preliminares al mes de mayo

Fuente: Principales Estadísticas operativas. Petróleos Mexicanos.

Exportaciones petroleras de México
1980-2000

Años	Petróleo crudo Millones de dólares	tasa de crecimiento anual %	Petróleo crudo Miles de barriles diarios	tasa de crecimiento anual %	Precio promedio (dólares por barril)	tasa de crecimiento anual %	Relación de exportaciones con la producción de petróleo crudo	tasa de crecimiento anual %
1980	10,287.9		827.8		31.2		42.8	
1981	14,420.4	40.2	1,098.0	32.6	33.2	6.4	47.5	11.0
1982	16,454.1	14.1	1,492.1	35.9	28.7	(13.6)	54.3	14.5
1983	16,041.2	(2.5)	1,537.0	3.0	26.4	(7.9)	57.7	6.1
1984	16,337.6	1.8	1,524.6	(0.8)	26.8	1.5	56.8	(1.5)
1985	14,577.6	(10.8)	1,439.0	(5.6)	25.3	(5.6)	54.7	(3.7)
1986	5,580.2	(61.7)	1,289.6	(10.4)	11.9	(53.2)	53.1	(2.9)
1987	7,877.0	41.2	1,345.0	4.3	16.0	35.2	52.9	(0.3)
1988	5,883.5	(25.3)	1,306.7	(2.8)	12.2	(23.7)	52.1	(1.5)
1989	7,291.8	23.9	1,277.7	(2.2)	15.6	27.5	50.8	(2.5)
1990	8,920.7	22.3	1,277.1	(0.0)	19.1	22.3	50.1	(1.4)
1991	7,286.0	(18.3)	1,368.7	7.2	14.6	(23.6)	51.1	2.0
1992	7,447.0	2.2	1,367.8	(0.1)	14.9	2.1	51.3	0.2
1993	6,442.0	(13.5)	1,337.1	(2.2)	13.2	(11.3)	50.0	(2.4)
1994	6,624.0	2.8	1,307.4	(2.2)	13.9	5.2	48.7	(2.7)
1995	7,480.0	12.9	1,305.5	(0.1)	15.7	13.1	49.9	2.4
1996	10,703.0	43.1	1,543.8	18.3	18.9	20.6	54.0	8.3
1997	10,341.0	(3.4)	1,720.7	11.5	16.5	(13.1)	56.9	5.4
1998	6,367.8	(38.4)	1,717.9	(0.2)	10.2	(38.3)	56.0	(1.7)
1999	8,859.0	39.1	1,553.0	(9.6)	15.6	53.7	53.4	(4.5)
2000*	5,786.0	(34.7)	1,590.0	2.4	24.0	53.3	52.9	(0.9)

* Cifras preliminares al mes de mayo

Fuente: Anuario estadístico de Pemex

Reservas petroleras de México
1980-1999
(millones de barriles)

Años	Reservas	tasa de crecimiento anual %
1980	60126	
1981	72008	19.8
1982	72008	0.0
1983	72500	0.7
1984	71750	-1.0
1985	70900	-1.2
1986	70000	-1.3
1987	69000	-1.4
1988	67600	-2.0
1989	66450	-1.7
1990	66450	0.0
1991	65500	-1.4
1992	65000	-0.8
1993	65050	0.1
1994	64516	-0.8
1995	63220	-2.0
1996	62058	-1.8
1997	60900	-1.9
1998	60160	-1.2
1999	58683	-2.5

Fuente: Anuario estadístico de Pemex

Bibliografía

Libros y documentos

- Ayala Espino, José, *Diccionario de economía pública moderna*, México, UNAM, Facultad de Economía.
- , *Economía del sector público mexicano*, México, UNAM-FE, 1999.
- , *Economía pública, una guía para entender el Estado*, México, UNAM-FE, 1997.
- , *Mercado, elección pública e instituciones. Una revisión de las teorías modernas del Estado*, Ed. Porrúa y Facultad de Economía, México, UNAM, 1996.
- Barbosa Cano, Fabio, *Los recursos petroleros de México, 1974-1994*, Estudios e Informes de México y Estados Unidos, México, ed. UNAM, 1994.
- Barenstein, Jorge, *La gestión de empresas públicas en México*, tercera reimpresión, México, CIDE, 1989 (Textos de Ciencias Sociales).
- Bourgeois, Bernad, "Evolución de las empresas públicas petroleras de los países exportadores: de los modelos nacionales de crecimiento al ciclo de vida organizacional", Jardón U, Juan J., coordinador, *Planeación energética y empresa pública: reestructuraciones internacionales*, México, ed. UNAM, 1995.
- Colegio nacional de profesores e investigadores de derecho fiscal y finanzas públicas A. C., *Financiamiento del gasto público*, México.
- Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, *Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 1981 a 2001*, México.
- De la Vega Navarro, Ángel, *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, México, ed. UNAM, PUE, Coordinación de Vinculación, 1999.
- Energy Intelligence Group, "Top oil companies", *Ranking the world's*, 2001.
- Gobierno de la República, *Paquete económico para 1998: una propuesta incluyente*, México, 3 diciembre de 1997.
- Gran Comisión de la Cámara de Diputados; LVI Legislatura; *Economía y legislación*, México, octubre 1996.
- , *Ley de Coordinación Fiscal*.

- Huerta, Rogelio, coordinador. *Economía petrolizada*. Taller de coyuntura, México, ed. UNAM-FE, 1981.
- Jarque, Carlos M. y Luis Téllez K., *El combate a la inflación: el éxito de la fórmula mexicana*, México, ed. Grijalvo, 1993.
- Laurent, Dartois y Gustavo E. Rodríguez, "La planeación del sector energético en un país en vías de industrialización", Jardón U., Juan J., coordinador. *Planeación energética y empresa pública: reestructuraciones internacionales*, México, ed. UNAM, 1995.
- López Tijerina, José Gildardo. Propuesta de reforma fiscal, *Serie cuadernos de investigación 5*, México, ed. UNAM-FE, 2000.
- Madrid Sánchez de la Vega, Rodolfo Rafael. *La empresa pública como instrumento de política económica en México. Su papel en los años del cambio, 1983-1993*, Tesis para obtener el título de licenciado en economía, UNAM, Facultad de Economía, 2001.
- Manzo, José Luis, "Política petrolera y neoliberalismo en México", Jardón U., Juan J., coordinador. *Planeación energética y empresa pública: reestructuraciones internacionales*, México, ed. UNAM, 1995.
- Meyer, Lorenzo e Isidro Morales, *Petróleo y nación: la política petrolera en México, 1900-1987*, Colección La industria paraestatal en México, México, Fondo de Cultura Económica, 1990.
- Morales, Isidro; Cecilia Escalante y Rosario Vargas, *La formación de la política petrolera en México, 1970-1986*, México, El Colegio de México, 1988.
- Muñoz Leos, Raúl, *Diez meses de trabajo en Pemex*", XLI Convención Nacional del IMIQ, A. C., 2001.
- Partido de la Revolución Democrática, *Propuesta alternativa de reforma hacendaria*, septiembre, México, 2001.
- Pemex, 50 Aniversario Pemex, *El petróleo*, México, Petróleos Mexicanos, 1988.
- , *Anuario estadístico 1986 a 1999*, México.
- , *Crisis y reestructuración*, Programa universitario de energía, México, UNAM, 1995.
- , *Informes de actividades 1986 a 1999*, México.
- , *Memorias de labores 1985 a 1999*, México.
- Poder Ejecutivo Federal, *Informe de Gobierno*, México, 1995 a 2000.

———. *Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000*, México.

Ramírez Martínez, Sergio Antonio, "El régimen fiscal de Petróleos Mexicanos ámbito federal y local", en *Regulación del sector energético*, México, ed. UNAM, Secretaría de Energía, 1997.

Ros, Jaime, *El auge petrolero: de la euforia al desencanto*, México, ed. UNAM- FE, 1987.

SHCP, *México: política económica y propuesta de reforma*, marzo 2001.

Székely, Gabriel, *La economía política del petróleo en México 1976-1982*, México, El Colegio de México, 1983.

Terán, Guzmán Hugo, *El impacto de los ingresos petroleros en las finanzas públicas de México 1986-1996*, Tesis para obtener el título de licenciatura en economía, México, 1988.

Villar, Antonio en *Curso de microeconomía avanzada. Un enfoque de equilibrio general*, Barcelona, Ed. Antoni Bosh editor, 1996.

Violante, Alejandro y José Ma. Barquera, *La crisis y la política de estabilización en México, 1983-1984. Primera evaluación*, México, ed. Limusa, 1984.

Wiker, Jorge e Ismael Eslava, "Aspectos generales del régimen legal aplicable a las entidades paraestatales", en Kaplan, Marcos *et. al.*, *Regulación jurídica de intervencionismo estatal en México*, México, Fondo de Cultura Económica y Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal, 1988

Willars A., Jaime Mario, *El petróleo en México: efectos macroeconómicos elementos de política y perspectivas*, El Colegio de México, México, 1985.

Hemerografía

"Alza tributaria Pemex", *Petróleo y electricidad*, México, D. F., 1 de diciembre de 1996.

"Five win North Sea operatorships", Norway, *Petroleum economist*, mayo, 2001, pp. 36-37.

"Norway learns lessons of a growing oil and gas industry", Norway, *Petroleum economist*, julio, 1994, pp. 42-50.

"Oil polices under review", Norway, *Petroleum economist*, febrero, 1989, pp. 53-54.

"Pemex genera utilidades, los impuestos las modifican", *El Heraldo de México*, México, D. F., 17 de agosto de 1999.

- "Pemex plans biggest investment for 15 years", Mexico, *Petroleum economist*, abril, 1997, p. 34.
- "Plan para despetrolizar los ingresos públicos", *El Financiero*, México, D. F., 16 de julio de 1998.
- "Production rise forecast", Norway, *Petroleum economist*, marzo, 1997, p. 50.
- "Reserves rise as a result of new technology", Norway, *Petroleum economist*, abril, 1997, p. 35.
- "Respuesta de Hacienda a Adrián Lajous", *Macroeconomía*, México, D. F., 15 de abril de 1999.
- "Saga falls to Norsk Hydro and Statoil", Norway, *Petroleum economist*, julio, 1999, p. 35.
- "Sixteenth round set for 2000", Norway, *Petroleum economist*, enero, 1999, p. 39.
- "The future for Statoil", Norway, *Petroleum economist*, december, 2001, pp. 16-19.
- "Total reforma fiscal para Pemex", *Petróleo y electricidad*, México, D. F., 1 de abril de 1999.
- Arzate, Rodríguez Silva, "Invierte Pemex menos del 5% de sus utilidades al desarrollo", *El Nacional*, México, D. F., 07 de mayo de 1997.
- Ayala Espino, José, "Petróleo y desarrollo nacional", México, *Economía Informa*, UNAM-FE, núm. 166, julio de 1988.
- De la Vega Navarro, Angel, "La reorganización de la industria petrolera en América Latina", coordinador, México, *Investigación Económica*, vol. LV, núm. 213, UNAM-FE, julio-septiembre 1995.
- García Páez, Benjamin, "Petróleo y finanzas públicas en México", México, *Comercio exterior*, noviembre, 2000.
- , "Un nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos: exploración y producción", México, *Momento económico*, UNAM, HE's, núm. 111, septiembre-octubre, 2000.
- Guerra Ford, Oscar, "Estructura fiscal mexicana en el contexto internacional", *Economía Informa*, México, UNAM-FE, núm. 297, mayo 2001.
- Howard, Georgina, "Pemex pagará un mínimo de diez impuestos desde 1997", *Petróleo y electricidad*, México, D. F., 1 de diciembre de 1996.

- Huerta Quintanilla, Rogelio. "¿Es apropiada la reforma fiscal?". *Economía Informa*, México, UNAM-FE, núm. 300, septiembre 2001.
- Manzo, José Luis. "Propuesta para una política petrolera alternativa". *Economía Informa*, México, UNAM-FE, núm. 231, septiembre-agosto, 1994.
- Rojas, Andrés J., "Venezuela: del rentismo petrolero al capitalismo petrolero, 1989-1996", revista *Comercio Exterior*.
- Secretaría de Relaciones Exteriores e Instituto Mexicano de Cooperación Internacional, "*Información petrolera internacional*" marzo-abril, año 16, cuarta época, 1999.
- Secretaría de Relaciones Exteriores e Instituto Mexicano de Cooperación Internacional, "*Información petrolera internacional*", enero - febrero, año 16, cuarta época, 1999.
- Shields, David, "Muy grave la crisis de reservas petroleras", periódico *Reforma*, México, D. F., 2000.
- Trejo, Adrián, "Diferen Energía y Hacienda sobre Pemex", *Economista*, México, D. F., 17 de julio de 2001.

Páginas web

- <http://www.analitica.com>
- <http://www.barep.gov.co>
- <http://www.barrowscompany.com>
- <http://www.bce.fin.ec/publicaciones/noticias/20002/nefs038.htm>
- <http://www.camaradediputados.gob.mx>
- <http://www.eddhecu.gob.mx>
- <http://www.conae.gob.mx>
- <http://www.doc.gov>
- <http://www.eia.doc.gov>
- <http://www.elcolibri.de/colibri10.html>
- <http://www.energia.gob.mx>
- <http://www.google.com>

<http://www.inegi.gob.mx>

<http://www.metacrawler.com>

<http://www.nexos.com.mx>

<http://www.notiexpress.com>

<http://www.notimex.com>

<http://www.npd.no>

<http://www.odin.dep.no>

<http://www.pemex.gob.mx>

<http://www.petroleo.com>

<http://www.petroleoyv.com>

<http://www.presidencia.gob.mx>

<http://www.shcp.gob.mx>

<http://www.sonatrach-dz.com>

<http://www.statoil.com>

<http://www.unam.mx>

<http://www.yahoo.com>

<http://www.worldbank.org>

Entrevistas

Dr. Jesús Mora, Académico de la sección de estudios de Posgrado en Economía de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

Lic. Leopoldo Díaz Toledo, encargado de la Gerencia Fiscal de Pemex, Petróleos Mexicanos.