



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE ECONOMÍA**

**COMPROBACIÓN ECONÓMICA DEL ÓPTIMO  
PRECIO DE TRANSFERENCIA UTILIZADO POR  
PEMEX, 2012**

**T E S I S A**

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

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

**EDGAR ROJAS ISLAS**



**ASESOR:  
MAESTRO SAÚL HERRERA AGUILAR**

**2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

## Agradecimientos

Como precedente a este trabajo es necesario agradecer a todas aquellas personas que han sido parte de este trayecto lleno de luces y sombras pero siempre sorprendente, este trayecto maravilloso llamado vida.

Como piedra angular a:

Mi madre, que siempre me ha brindado su dulzura y comprensión. Su fe y confianza en el mundo, carentes en muchos estratos de la sociedad que nos rodea, mantienen en mí la entereza y la capacidad de tomar las decisiones adecuadas.

Mi padre, por sus interminables lecciones de fortaleza, las cuales me han caracterizado durante cualquier proyecto que desarrolle por ser incansable y perseverante, aunque a los ojos de otros pudiera rayar en la vanidad o la terquedad.

Diana, mi compañera de la infancia, pues todas aquellas lejanas tardes de juego y peleas me enseñaste a enfrentar la vida a nuestra manera.

Montse, que a pesar de tu corta edad has sido sin saberlo un apoyo incondicional para mí y una fuente inagotable de cariño.

Mis abuelos, porque sus acciones nos han permitido llegar a todos a este día, especialmente al apoyo brindado a mí y a mi familia de Erasto Islas Hernández, gracias abuelito.

Una persona que cambió mi vida radicalmente, sin su respaldo y motivación la calidad de mi vida incluso la calidad de la presente sería bastante ordinaria. **Karol** agradezco a la vida por haberte puesto en mi camino y a mí en el tuyo, solo me queda demostrarte todos los días el amor que siento por ti.

A todos mis familiares y amigos a quienes personalmente he tratado de dar el agradecimiento correspondiente destacando a mis tíos y entrañables amigos como Mora, Guillermo, Mauricio, Joshua, Andrés y Juan.

Ingrid, gracias a tus consejos y tu confianza incondicional hacia mí, las mismas han sido motivo para siempre perseguir mis objetivos, mi vida en la UNAM no puede entenderse sin ti.

Al deporte que tantas satisfacciones y lecciones de perseverancia me ha brindado, agradezco la inclusión a una vida sana y de competencia, las cuales han marcado mi desarrollo profesional. A mis entrenadores Marco A. Monroy M. y especialmente a Serafín Rodríguez por su tiempo e interés en mi desarrollo integral.

Es necesario puntualizar que la realización de esta Tesina surge del interés personal sobre asuntos que competen a Pemex, los cuales observé de manera directa debido a mi estancia en ella en servicio social y prácticas profesionales, por lo tanto agradecer a personas que me brindaron apoyo y calidez no pueden ser pasadas por alto.

Salvador Corral, Subgerente de ingresos y servicios bancarios, por las facilidades brindadas en mi experiencia profesional, sus enseñanzas y respaldo en la elaboración de este trabajo lo convierten en el director inicial de esta investigación. Alejandro Sandoval, coordinador de relaciones bancarias, pues la confianza y consejos brindados los llevaré en mi memoria como el inicio de mi desarrollo profesional.

Patricia Valencia, jefe de departamento de relaciones bancarias, por el apoyo y confianza mostrados.

Álvaro Ruiz Fuentes, coordinador de operaciones inter-organismos, gracias por su confianza, enseñanzas y por brindarme el contacto primario con la información y la situación empresarial de Pemex, las cuales fueron pieza clave para el inicio de este trabajo.

Doris, eres un ejemplo a seguir y te llevaré en mi recuerdo como una admirable compañera de trabajo.

Por último destaco la ayuda incondicional, el tiempo, el interés, paciencia y facilidades otorgadas por el Ing. José Luis Cardoso Ponce de León, subgerente de precios de transferencia, quien es la columna vertebral de la presente Tesina, sin esperar nada a cambio contribuyó enormemente al desarrollo de la misma, por lo cual estoy infinitamente agradecido.

Gracias a la empresa por brindarme las facilidades en cuanto a la realización de la investigación y sobre todo por ser el sostén de nuestro país, hecho que merece el

reconocimiento y lealtad de la sociedad a una institución de esa magnitud. A todas las personas que conocí en Pemex las llevo en mi recuerdo como jefes y ejemplos a seguir, pero más que eso como entrañables amigos.

Para finalizar es necesario reconocer la labor de la Universidad Nacional Autónoma de México como institución que promueve el desarrollo personal e integral de los que tenemos la fortuna de pertenecer a ella, al tiempo que proporciona a México las herramientas necesarias para su desarrollo a partir de la investigación científica y la preparación de las nuevas generaciones. Gracias querida Universidad por las facilidades y las personas honorables que conocí dentro de mi estancia entre tus muros, se que todo lo que brindas hoy será retribuido en un futuro para seguir apoyando el desarrollo de nuestro país y preservar la continuidad de este ciclo tan noble y sin fin.

Gracias a mi asesor Saúl Herrera Aguilar por el apoyo y orientación académica para la realización de la presente y dentro de las aulas.

Con decisión y firmeza agradezco a Dios por lo anteriormente escrito y aunque las líneas se hacen cada vez más cortas, las promesas representan un reto que sé que puedo asumir gracias al apoyo de todos los mencionados y los no mencionados, los cuales son parte de mi familia y como núcleo fundamental de mi desarrollo, me han dado las armas para trascender en mi desarrollo profesional pero sobre todo personal.

México no te defraudaré.

***“Por mi raza hablará el espíritu”***

## Índice

**Planteamiento del Problema**

**Objetivos Particulares**

**Objetivo**

**Hipótesis**

**Introducción**

**I.- Importancia de Pemex (Evaluación general)..... 1**

I.I.- Organismos Subsidiarios..... 1

• Infraestructura..... 5

• Reservas probadas de petróleo crudo (posición internacional)..... 7

• Producción de crudo (posición internacional )..... 8

I.II.- Situación operativa..... 9

• Producción de hidrocarburos..... 12

• Exportaciones y ventas internas..... 17

• Distribución de Crudo..... 22

• Exploración y reservas..... 24

• Tasa de restitución de reservas..... 26

I.III.- Participación de las ventas de hidrocarburos a los ingresos del Gobierno

Federal..... 29

I.IV.- Situación financiera..... 34

• Activos totales..... 34

• Pasivo total..... 34

• Estado de resultados..... 35

• Derechos e impuestos..... 35

**II.- Contexto internacional del petróleo crudo..... 39**

II.I.- Precios internacionales del petróleo..... 40

II.II.- Tipos de mercado..... 43

• Mercado relevante..... 44

• Mercado marginal..... 47

<b>III.- Precios administrados, referenciados y de transferencia utilizados en Pemex.....</b>	<b>49</b>
III.I.- Precios administrados.....	50
III.II.- Precios referenciados.....	52
III.III.- Precios de transferencia.....	53
<b>IV.- ¿Cuál es el precio de transferencia que indica una señal de maximización al interior de la empresa?.....</b>	<b>57</b>
IV.I.- Maximización de la utilidad global a partir de los precios de transferencia.....	65
<b>V.- Conclusiones.....</b>	<b>74</b>
Anexos.....	83
Glosario.....	85
Bibliografía.....	87

## **Planteamiento del Problema**

En México a partir del año 1992 con la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, fue necesaria la creación de un sistema de precios para los productos comercializados por Pemex, los cuales son determinados por los precios del mercado estratégico internacional, excepto los productos administrados como la gasolina, diesel y gas LP, por lo que en la actualidad una de las mayores interrogantes es saber si dicho sistema realmente maximiza el valor en las operaciones de Pemex en su conjunto.

## **Objetivos Particulares**

- Recopilación de estadísticas operativas de Pemex y de sus organismos subsidiarios del año 2011 al año 2013.
- Determinación de los mercados estratégicos para Pemex y el valor de sus transacciones.
- Determinación del precio de transferencia entre Pemex Exploración y Producción (PEP) con Pemex Refinación (REF) que maximiza el valor para Petróleos Mexicanos.
- Construir el modelo de utilidad global de la empresa en su conjunto.

## **Objetivo**

Generar la función de utilidad global a partir del análisis de los datos operativos del año 2012, para determinar cual sistema de precios maximiza el valor de la empresa en su conjunto, a partir de las operaciones de Pemex Exploración y Producción y de Pemex Refinación.

## **Hipótesis**

El precio de transferencia que maximiza el valor de Petróleos Mexicanos y de las operaciones inter-organismos entre PEP y REF es el precio del mercado marginal.

- **Introducción**

En microeconomía existen grupos empresariales llamados de integración vertical, este tipo de empresas están divididas por líneas de negocios o subsidiarias que pertenecen a un mismo corporativo o propietario las cuales se encuentran relacionadas. Su propósito principal es generar economías de escala entre cada línea de negocio buscando la mayor utilidad así como la creación de valor agregado, siempre alineando las metas individuales a las metas globales trazadas por el órgano corporativo

Regularmente los ejemplos de empresas verticalmente integradas se observan en las empresas petroleras donde bajo un órgano corporativo se realizan las actividades inherentes al ramo de la industria petrolera mediante subsidiarias encargadas de tareas específicas como la producción de crudo, refinación, transformación, transporte y ventas de primera mano. La creación de subsidiarias y los bienes que se producen entre cada línea de negocio son utilizados por una u otras empresas relacionadas mediante un sistema de transferencias que se determina por la empresa siguiendo las especificaciones de la autoridad gubernamental, con el fin de crear un suministro estable, asegurar la calidad en el largo plazo, generar valor agregado y crear cadenas de valor.

Estas transferencias no son más que un sistema de compra-venta de bienes y servicios entre líneas de negocio a través de la creación de un precio justo, entendiéndose por justo, el precio que se aplicaría a terceros ajenos a la empresa verticalmente integrada, a este precio se le conoce como precio de transferencia. Además el establecer un precio de transferencia permite que se identifiquen oportunidades e ineficiencias sin que necesariamente implique el encarecimiento del producto comercializado, pues las metas de negocio están alineadas a las metas del órgano corporativo.

Esta investigación centra el análisis en las transferencias al interior realizadas por la empresa Petróleos Mexicanos, que a partir del año 1992 con la promulgación por parte del entonces presidente Carlos Salinas de Gortari de la nueva Ley de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, la empresa fue dividida en cuatro organismos subsidiarios y un corporativo, para su integración de manera

vertical. Esta ley confiere a los organismos las actividades del sector energético en el ramo de petróleo e hidrocarburos en México, otorgándoles personalidad jurídica y patrimonio propios.

La aprobación de la citada ley trajo consigo una reestructuración en las operaciones de la empresa, especialmente entre las cadenas de valor ahora representadas por los organismos subsidiarios. Las ahora llamadas operaciones interorganismos no son más que la compra-venta de productos y servicios al interior de la empresa, se realizan mediante un precio de transferencia establecido por Pemex y que se encuentra referenciado al mercado internacional relevante de hidrocarburos.

El objetivo de la presente investigación es comprobar que el precio de transferencia, a partir del volumen de petróleo crudo procesado por Pemex Refinación en el año 2012, maximiza el valor de las operaciones de la empresa. Por ello aunque se trate de un análisis entre organismos subsidiarios, no debe olvidarse que las líneas de negocio ajustan sus metas a las del corporativo. El análisis comienza con una evaluación general de la empresa en el capítulo I que culmina con la importancia que esta representa para los ingresos públicos de México. El fin de esta etapa preliminar cumple con la función de adentrarnos al comportamiento de Pemex, su situación operativa, su posición internacional, así como de su tratamiento fiscal por parte del Estado mexicano.

La capacidad de producción, nivel de reservas, tasa de restitución y la capacidad de distribución nos conduce al conocimiento de las cadenas de valor generadas dentro de la industria petrolera. El trato fiscal y su impacto en los rendimientos netos de Petróleos Mexicanos sugieren uno de los elementos indispensables para el posterior análisis. Los datos emitidos por la misma empresa el cobro de impuestos y derechos a la misma superan a sus propias utilidades brutas, generando una evidente distorsión económica sobre los rendimientos operativos de Pemex, por lo tanto esta investigación se desarrolla antes de impuestos es decir solo tomando en cuenta el beneficio bruto de operación calculado antes de la deducibilidad de gastos financieros.

Otro punto a destacar es la distribución de crudo, donde hasta el año 2009 se distribuía una cierta cantidad a Pemex Petroquímica, posteriormente la distribución de crudo es en su totalidad para Pemex Refinación. Por lo tanto la operación inter-organismos más significativa en cuanto a valor y volumen es la realizada por Pemex Exploración y Producción con Pemex Refinación.

El capítulo II nos remite al contexto internacional del mercado petrolero, que sirve para la determinación y establecimiento de los mercados para la comercialización de crudo, así como de los precios internacionales. A manera de introducción para el siguiente capítulo, el análisis del contexto internacional permite la identificación de los mecanismos para la determinación de los precios utilizados en el mercado interno de hidrocarburos. Desde luego para hablar de precios de transferencia es necesario conocer otros sistemas de precios al interior de Pemex y analizar su composición, como se describen en el capítulo III destinado al análisis de estructura de los sistemas de precios utilizados por Pemex.

En el capítulo IV se analiza la composición del óptimo precio de transferencia tomando en cuenta los factores anteriormente descritos y que se basa en los conceptos de utilidad total (utilidad global de Pemex) y utilidad marginal (utilidad de Pemex Refinación). La utilidad total muestra las ganancias totales acumuladas al transferir una cierta cantidad de barriles diarios de crudo a REF a través del Sistema Nacional de Refinación, la utilidad marginal muestra los ganancias adicionales que proporciona cada transferencia al SNR. Las dos medidas están relacionadas porque cada punto de la curva de utilidad marginal es igual a la pendiente de la curva de utilidad total a ese nivel de consumo. Bajo este criterio, se podrá comprobar que las transferencias realizadas por PEP al SNR con el precio de transferencia establecido por Pemex generan la maximización de la utilidad y no el encarecimiento del producto, pues el precio actual con las transferencias realizadas en 2012 representa el mejor escenario y maximiza el valor de la empresa en su conjunto.

## **I.- Importancia de Pemex (Evaluación general)**

La compañía Petróleos Mexicanos es un organismo descentralizado en el ámbito productivo, cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio, es la encargada de realizar las actividades que le competen al Gobierno de México en el “sector energético, específicamente en el área de petróleo, hidrocarburos y petroquímica básica, a través de Pemex y sus Organismos Subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo y sus reglamentos”.<sup>1</sup>

De acuerdo al artículo tercero de la Ley de Petróleos Mexicanos, dicho organismo está encargado de realizar la exploración y explotación de hidrocarburos, la conducción central y dirección de la industria del petróleo en México apoyado de sus organismos subsidiarios.

### **I.I.- Organismos Subsidiarios**

A partir del 16 de julio de 1992 por decreto del Ejecutivo Federal, la estructura interna de Pemex se conformó en un sistema de integración vertical a partir de cuatro líneas de negocios u organismos subsidiarios y un ente corporativo, con el fin de mejorar la notable expansión de la empresa, optimizar las operaciones y maximizar los beneficios.

---

1.- Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 2º. Diario Oficial de la Federación, México, 28 de noviembre de 2008 [<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM.pdf>: 20 de diciembre de 2012].  
Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios. Diario Oficial de la Federación, México, de 16 de julio de 1992 [<http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/Combo/L-177.pdf>: 10 de diciembre de 2012].

Los organismos subsidiarios de Pemex son los siguientes:

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

La misión de Pemex Exploración y Producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en balance con el medio ambiente. Sus actividades principales son la exploración y explotación del petróleo, así como del gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano; estas operaciones se realizan cotidianamente en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio mexicano: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste.<sup>2</sup>

- **Pemex Refinación (REF)**

Las funciones básicas de Pemex Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La Subdirección Comercial de REF realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio integrantes de la Franquicia Pemex para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.<sup>3</sup>

---

2.- Pemex (2012), *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.

3.- Óp. Cit.

- **Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGP)**

Pemex Gas y Petroquímica Básica es la subsidiaria de Petróleos Mexicanos que procesa gas natural, para obtener gas licuado y productos petroquímicos básicos que se destinen a satisfacer de manera eficiente, segura y oportuna la demanda nacional de dichos productos. Asimismo, ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se cuentan las coberturas de precios de gas natural, buscando maximizar sus utilidades y generar valor agregado a sus productos<sup>4</sup>.

- **Pemex Petroquímica (PPE)**

Pemex Petroquímica elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado nacional a través de sus centros de trabajo. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas. PPE guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes y aditivos, entre otros<sup>5</sup>.

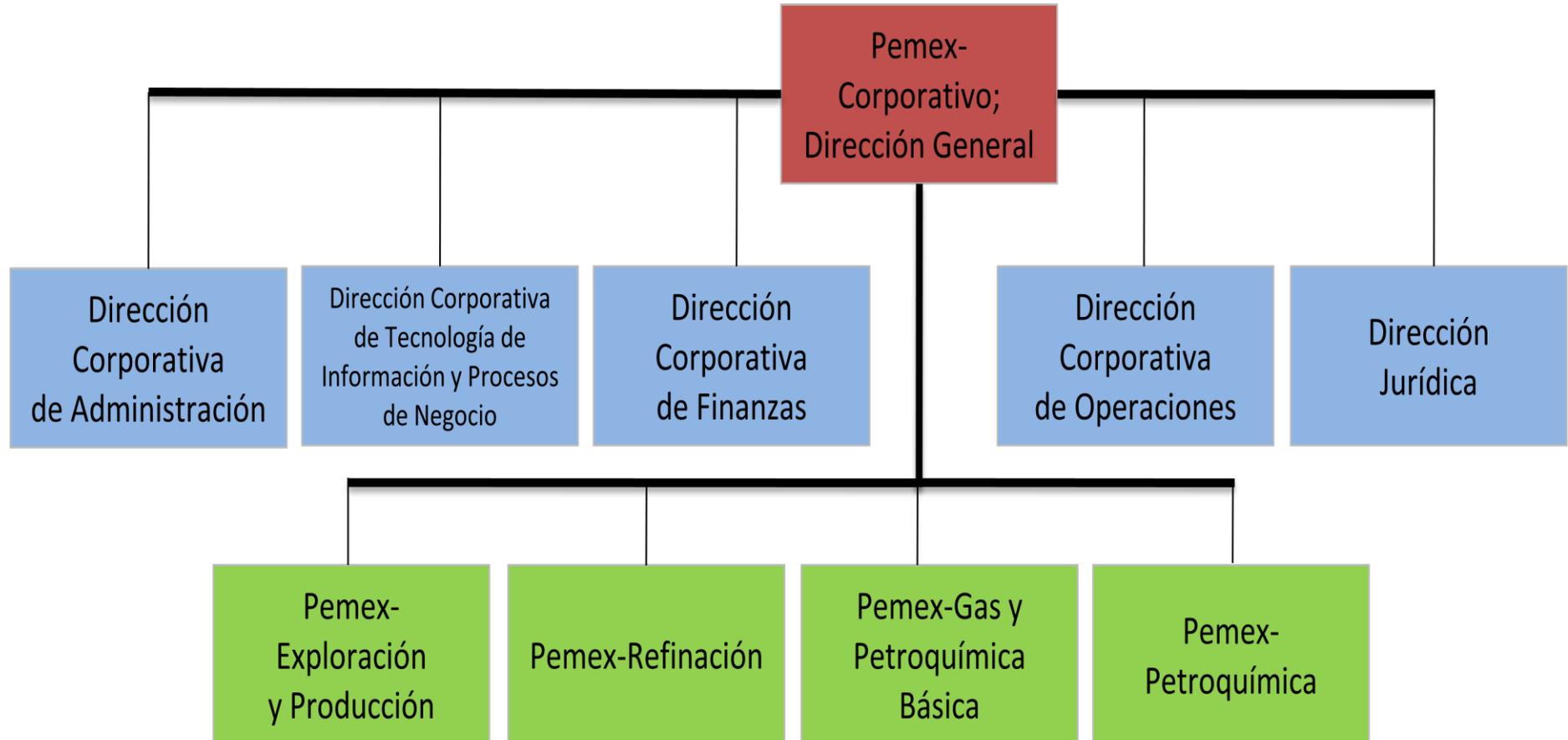
A continuación se muestran los diagramas de la integración actual de Pemex bajo la dirección del órgano corporativo a través de las distintas direcciones generales, así como el de las líneas de negocios al interior incluyendo los productos que se comercializan en las operaciones interorganismos. Estas operaciones se encargan de alinear las metas de los organismos subsidiarios a las del conjunto Pemex

---

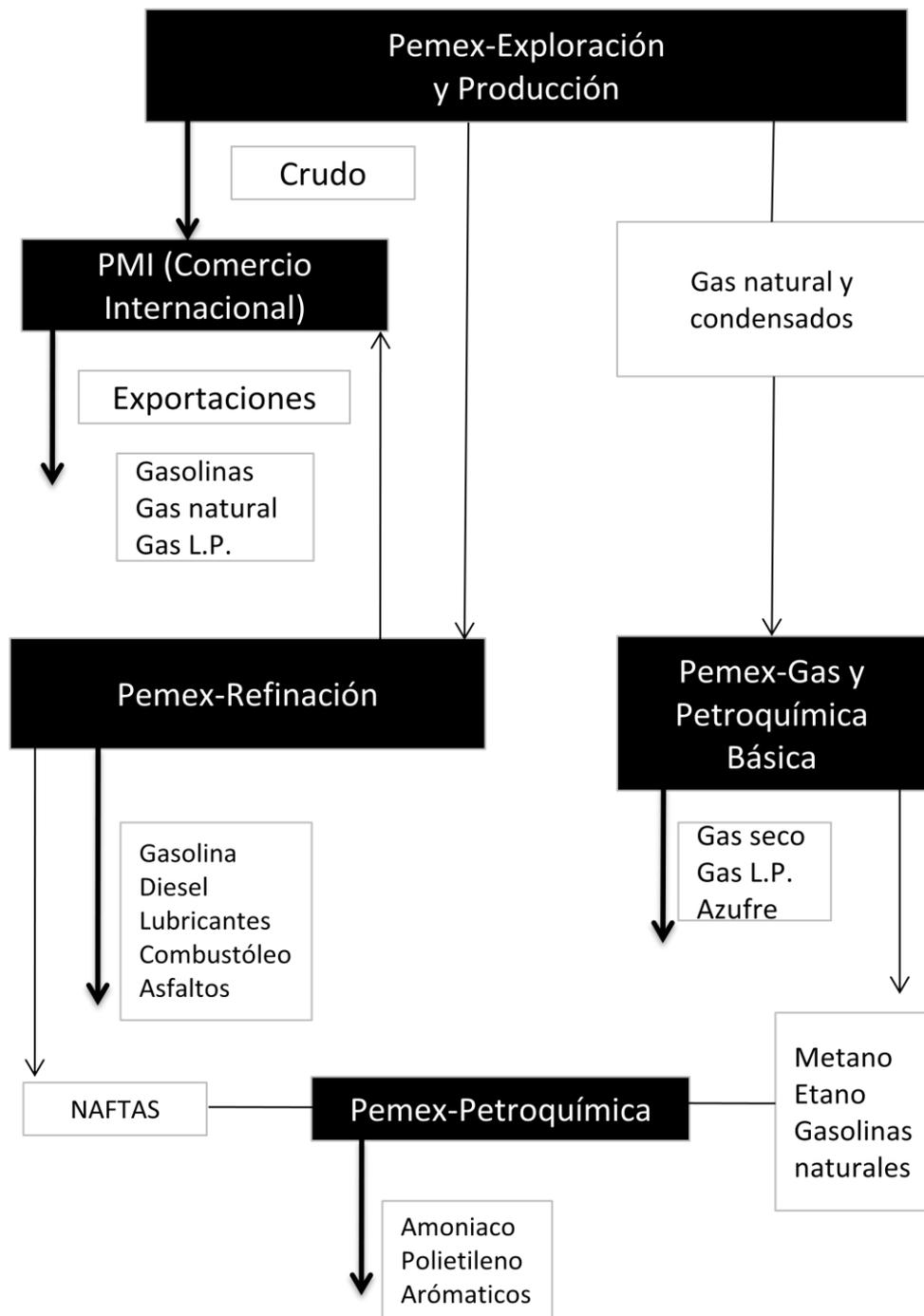
4.- Óp. Cit.

5.- Óp. Cit.

**Diagrama general de la estructura interna de Pemex y sus 4 organismos subsidiarios**



## Diagrama de las principales líneas de negocio y de las operaciones interorganismos



Además de los organismos subsidiarios Pemex tiene participación accionaria en 40 empresas de las cuales en cuatro lo hace de manera mayoritaria aportando más del 51% del capital social.

1. **PMI.- Comercio Internacional, S.A. de C.V.** con una participación del 98.33% en las acciones hasta el año 2012. Es la empresa encargada de comercializar en el exterior los hidrocarburos producidos por Pemex y de importar los productos petrolíferos que requiere la paraestatal.
2. **Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V.** con una participación del 60% mediante PEP. Dentro de sus funciones está la de brindar asesoría en control de calidad de datos sísmicos y realizar estudios geofísicos y geotérmicos
3. **Instalaciones Inmobiliarias para Industrias, S.A. de C.V.** con una participación del 100% en las acciones.
4. **I.I.I. Servicios, S.A. de C.V.** (Impulso Inmobiliario Integral) con una participación total del 99.98% de las acciones hasta 2012. Ambas prestan servicios de consultoría y asesoría inmobiliaria<sup>6</sup>

- **Infraestructura**

Una de las partes más importantes para entender la conformación y el funcionamiento operativo de Pemex, está vinculada al conocimiento de conceptos de infraestructura y de medición con las que cuentan la empresa y los organismos subsidiarios, para ello es necesario saber que la unidad de medida principal en este estudio es el barril de petróleo, el cual tiene una capacidad de 42 galones (6.2898m<sup>3</sup>), es decir, aproximadamente 159 litros.

---

6.- Pemex (2012), "Perfil de Petróleos Mexicanos", *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 9-18.

Para la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural la empresa registró en 2012 que cuenta con 449 campos de producción, 232 plataformas marinas y 9,439 pozos en operación para la explotación de crudo. Cuenta además con una red que se extiende a lo largo del país de 4,992 km de Oleoductos y 8,295 km de Gasoductos.

Para las actividades de transformación como la refinación y el procesamiento de gas la paraestatal cuenta con 6 refinerías (Cadereyta, Madero, Salamanca, Tula, Minatitlán y Salina Cruz), 5,223 km en ductos de crudo, 8,918 km en ductos de productos, 11 Buquetanques, 1,360 autotanques y 77 terminales de almacenamiento y reparto.

Para las labores de PGP se cuenta con 11 complejos procesadores de gas, 20 plantas endulzadoras de gas, 21 plantas criogénicas, además de 18 terminales de distribución de gas licuado.

Para las actividades competentes a PPE se cuenta con 8 complejos petroquímicos, 730 km en ductos para productos, 37 plantas de proceso y una capacidad instalada de 13,705 Miles de Toneladas (Mt).

Además, para mejorar las condiciones de trabajo, el proceso productivo y generar valor agregado a los procesos de apoyo a la industria, Pemex cuenta con importantes instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones.

- **Reservas probadas de petróleo crudo (posición internacional)**

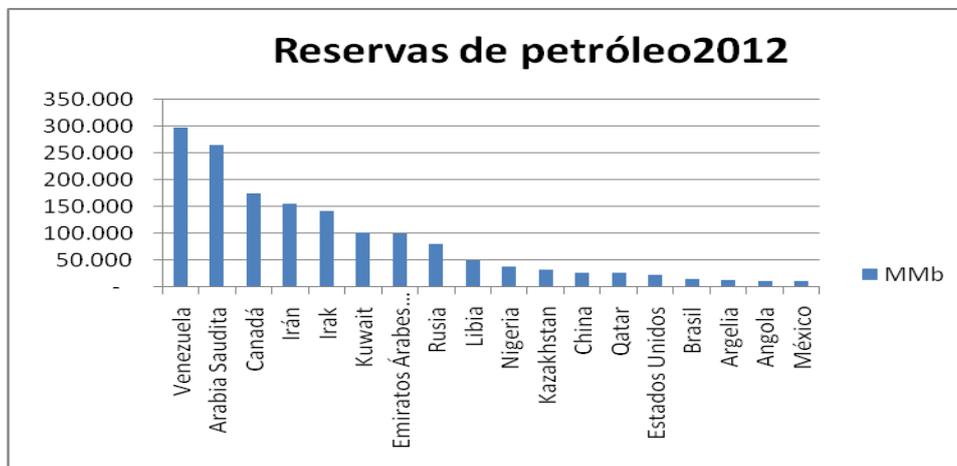
México en la actualidad es dueño de una inmensa riqueza petrolera, una de las más importantes a nivel mundial en materia de energéticos, pues el nivel de reservas probadas de petróleo asciende a los 10,073 millones de barriles (MMb) posicionando a nuestro país en el lugar número 18 a nivel mundial.

**Cuadro I.I.2**

<b>Reservas probadas de crudo 2012</b>		
	<b>País</b>	<b>MMb</b>
1	Venezuela	297,570
2	Arabia Saudita	265,410
3	Canadá	173,105
4	Irán	154,580
5	Irak	141,350
6	Kuwait	101,500
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800
8	Rusia	80,000
9	Libia	48,010
10	Nigeria	37,200
11	Kazakstán	30,000
12	China	25,585
13	Qatar	25,380
14	Estados Unidos	20,682
15	Brasil	13,154
16	Argelia	12,200
17	Angola	10,470
<b>18</b>	<b>México</b>	<b>10,073</b>
	<i>Total mundial</i>	<i>1,544,069</i>

Pemex (2013), "Comparaciones Internacionales", *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 62-66.

**Gráfico I.I.3**



Con datos del cuadro I.I.2

- **Producción de crudo (posición internacional)**

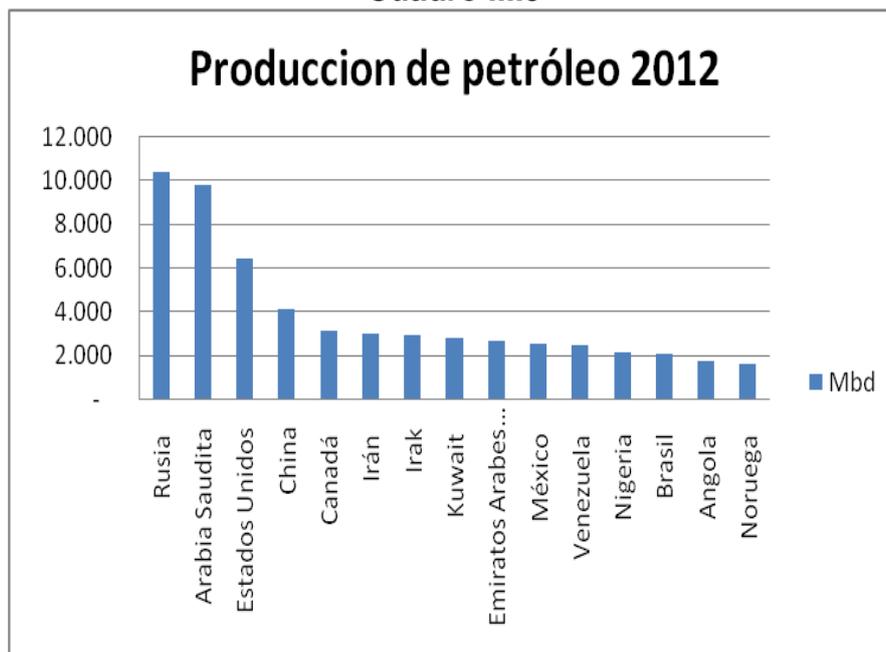
En cuanto a la producción de crudo para el año 2012 México registró 2,548 millones de barriles diarios quedando en la posición número 10, bajando 3 escaños respecto al año inmediato anterior.

**Cuadro I.I.4**

<b>Producción de petróleo crudo 2012</b>		
	<b>País</b>	<b>Mbd</b>
1	Rusia	10,427
2	Arabia Saudita	9,813
3	Estados Unidos	6,401
4	China	4,122
5	Canadá	3,127
6	Irán	3,000
7	Irak	2,918
8	Kuwait	2,754
9	Emiratos Árabes	2,653
<b>10</b>	<b>México</b>	<b>2,548</b>
11	Venezuela	2,479
12	Nigeria	2,092
13	Brasil	2,061
14	Angola	1,756
15	Noruega	1,618
	<i>Total mundial</i>	<i>57,769</i>

Pemex (2013), "Comparaciones Internacionales", *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 62-66.

**Cuadro I.I.5**



Con datos del cuadro I.I.4

Tales dimensiones posicionan a Pemex como la cuarta empresa más importante del mundo en materia de producción de petróleo crudo, solo por debajo de Saudi Aramco (Arabia Saudita), NIOC (Irán) y PDVSA (Venezuela) y dentro de nuestro país como la principal fuente de ingresos para el presupuesto público.

### **I.II.- Situación operativa**

Para el año 2012 la empresa obtuvo resultados favorables en algunos aspectos como el aumento en su volumen de ventas internas respecto al año anterior, acompañado de una disminución en el valor de las exportaciones de petróleo crudo y en la explotación de hidrocarburos.

Otro aspecto que vale la pena resaltar es el descubrimiento de dos grandes pozos en aguas ultra profundas: “el Trión-1 que se encuentra en un tirante de agua de poco más de 2 mil 400 metros y la profundidad programada en el subsuelo es de 7 mil 600 metros y el Supremus-1 con tirantes mayores a los 1,500 metros de profundidad y se encuentra a 250 kilómetros de Matamoros, Tamaulipas, y a 40 kilómetros de la frontera con las aguas del Golfo propiedad de Estados Unidos.”<sup>8</sup>

Además de los elementos antes mencionados, la incorporación de información sísmica tridimensional para la exploración en los proyectos Área Perdida, Golfo de México B, Golfo de México Sur y Cuichapa, fueron decisivas para la mejora en la exploración y descubrimiento de posibles yacimientos petroleros.

---

8.- García, Karol. “Nuevo hallazgo de crudo requerirá más presupuesto: Pemex”, *El Economista*, 5 oct. 2012, [http://eleconomista.com.mx/industrias/2012/10/05/mexico-tiene-nuevo-megayacimiento-petrolero-fch: 10 de enero de 2013].

La actual situación operativa especialmente la que se refiere a la producción, no ha tenido una evolución decreciente de manera constante, pues del año 2001 al 2004 durante el sexenio de Vicente Fox Quesada, se alcanzó el nivel más alto históricamente hablando en niveles de producción de crudo alcanzando los 3 millones de barriles de crudo diariamente, aunque eso ocasionara el decaimiento del activo integral Cantarell, debido a que la tasa de restitución de las reservas no se mantuvo al 100%, mostrando notoriamente la sobreexplotación del activo.

Por estas razones, en el sexenio de Felipe Calderón Hinojosa la producción comenzó a descender y en el año 2009 la caída había llegado hasta los 2 millones 601 mil barriles, a la disminución en la producción de crudo se añade la crisis financiera de 2008, que ocasiono una caída repentina en los precios internacionales del petróleo y por lo tanto menores ingresos petroleros a la economía nacional. La situación se refleja en las cifras actuales, pues la producción en 2012 fue de 2 millones 548 mil barriles diarios y el promedio a julio de 2013 fue de 2 millones 523 mil barriles diarios.

La producción de hidrocarburos a lo largo del territorio mexicano se realiza en 4 zonas geográficas distribuidas de la siguiente manera:

Norte.- Abarca 25 entidades federativas, siendo las más importantes; San Luis Potosí, Puebla, Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León

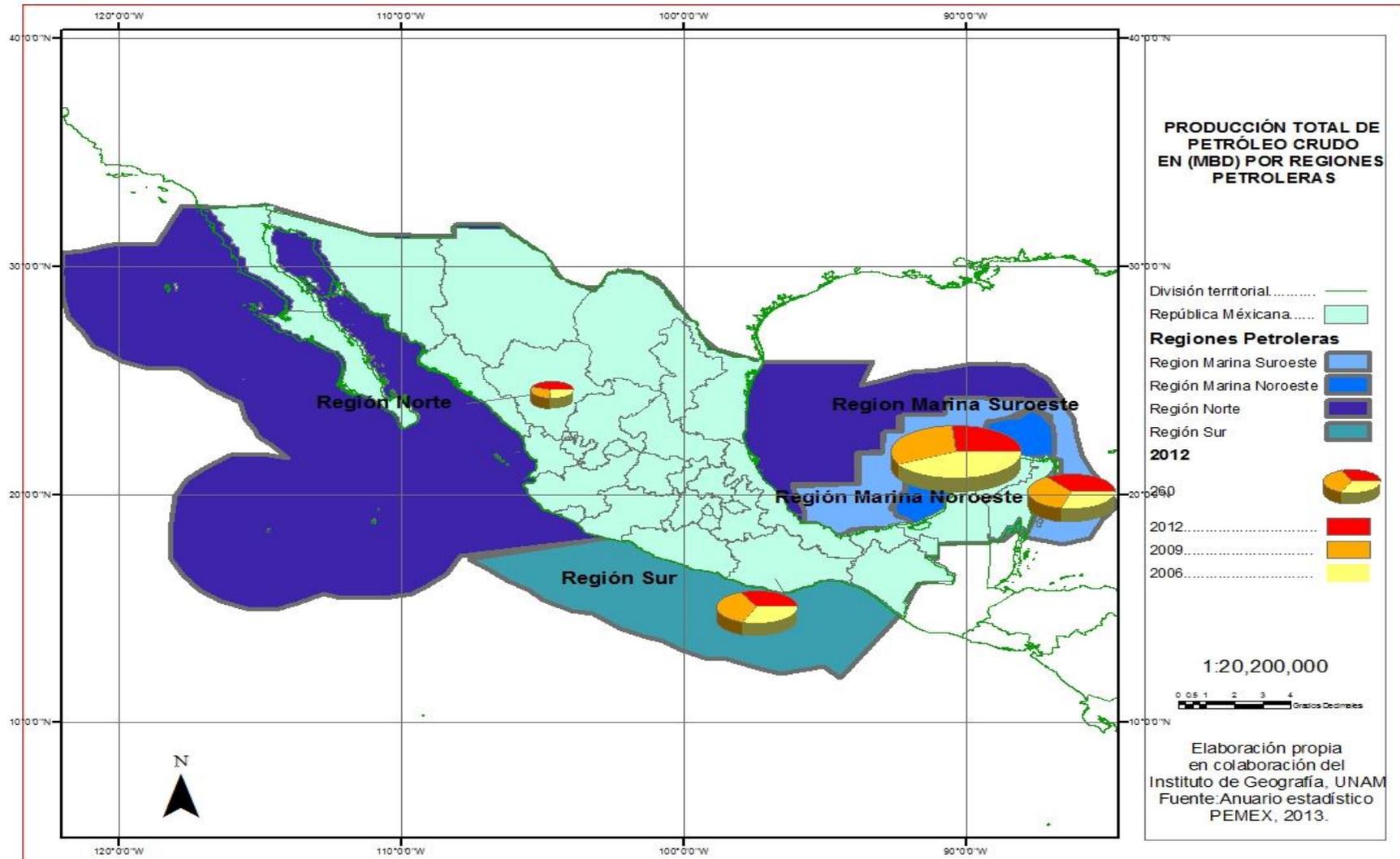
Sur.- Guerrero, Oaxaca, Veracruz, y la totalidad de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Chiapas. Limita al norte con el golfo de México, al sur con el océano pacifico y al este con el mar Caribe.

Noreste.- Tiene una extensión de 166 mil km<sup>2</sup> de aguas territoriales, se sitúa en la plataforma y talud continentales del golfo de México.

Suroeste.- 352 mil 390 km<sup>2</sup> de aguas territoriales del golfo de México.

Estas zonas y su volumen de producción se muestran en el siguiente mapa.

Mapa 1



En el mapa 1 se observa la cantidad producida de crudo por regiones marinas de producción petrolera, los años seleccionados 2006, 2009, 2012 corresponden al año cúspide de mayor producción de petróleo, la disminución de la producción a consecuencia de la sobreexplotación y la crisis financiera de 2008 y el año de estudio respectivamente.

La región marina noroeste representa la mayor producción en miles de barriles diarios mediante los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, al mismo tiempo se observa la importancia para el sector energético de esta zona productora, pero a su vez la notable sobreexplotación de sus activos integrales. Las regiones sur y marina suroeste son similares en cuanto a volumen de producción, mientras que la zona norte a pesar de contar con una extensión territorial muy por encima de las 3 regiones cuenta con los niveles de producción más bajos a nivel nacional.

Según la gráfica de pastel, la región marina noroeste ha tenido un descenso en los años seleccionados y se visualiza claramente la caída en la producción de crudo afectando al nivel de exportaciones y a los ingresos nacionales. La región marina suroeste ha tenido incrementos a lo largo de los años que en el mapa se representan, al igual que las regiones sur y norte.

- **Producción de hidrocarburos**

El comportamiento de la producción de petróleo crudo para el año 2012, fue deficitario respecto al año inmediato anterior (2011), esta situación como ya se mencionó se debe a la disminución de los activos integrales, destacando la declinación del ritmo de producción de Cantarell, con una aportación a la producción total nacional de petróleo crudo en 2011 de 500.7 Mbd<sup>9</sup>.

---

9.- Con cifras obtenidas de Pemex (2013), Informes y publicaciones, (indicadores petroleros), México [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 17 de febrero de 2013]

En 2011 el volumen de producción fue mayor al del año 2012 en donde se produjeron 454.1 Mbd, lo que representó una variación de -9.3% a la anterior aportación realizada. Abkatún Pol-Chuc y Bellota-Jujo, representaron déficit en su producción pero en menor proporción. Este comportamiento no fue compensado con la mayor producción de los activos Litoral de Tabasco, Cinco Presidentes, Aceite Terciario del Golfo, y en general de toda la Región Norte<sup>10</sup>.

Uno de los activos más importantes y que registraron un incremento en su producción, es el Ku-Maloob-Zaap que en 2011 aportó 842.1 miles de barriles diarios, y para 2012 notablemente incrementó su producción en 1.5% (13 Mbd)<sup>11</sup> más que el año 2011, estas aportaciones positivas no fueron suficientes para compensar los saldos negativos de los activos en detrimento.

Hablar de la producción nacional implica hablar de la producción de petrolíferos, estos no dependen de la cantidad producida por PEP, dependen de la distribución realizada por PEP a REF así como de la capacidad instalada del SNR en sus 6 refinerías:

1. “Ing. Héctor R. Lara Sosa”, **Cadereyta Nuevo León**
2. “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, **Salina Cruz Oaxaca**
3. “Ing. Antonio M. Amor”, **Salamanca Guanajuato**
4. “Francisco I. Madero”, **Ciudad Madero Tamaulipas**
5. “Gral. Lázaro Cárdenas”, **Minatitlán Veracruz**
6. “Miguel Hidalgo”, **Tula Hidalgo**

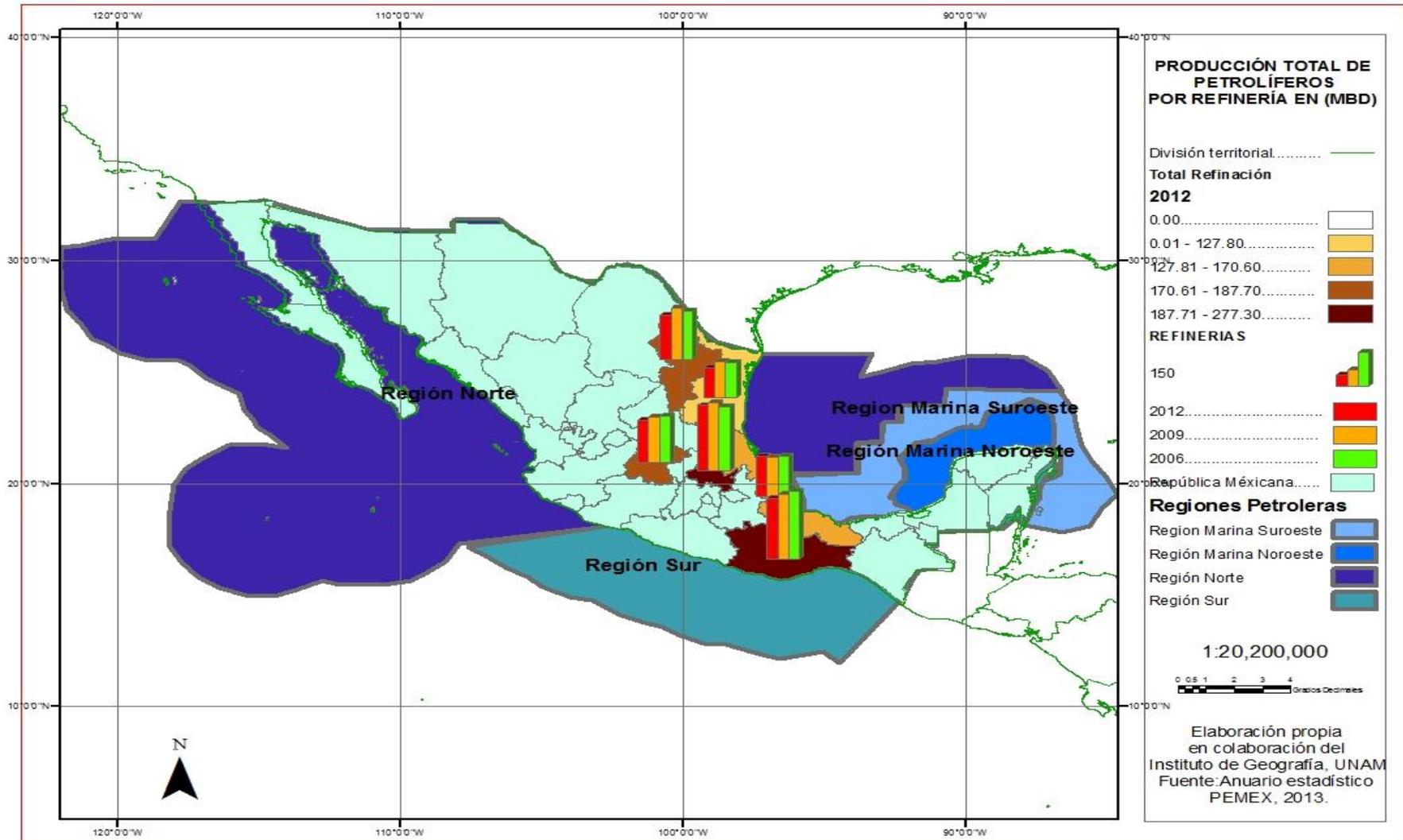
La distribución a las antes mencionadas se realiza mediante una red de ductos y terminales de almacenamiento y reparto, actualmente se encuentran casi al 100% de su capacidad y para aligerar la saturación se optó por la reciente implementación del uso de carro-tanques que es más caro que los medios convencionales. La producción en estos centros de refinación deben satisfacer la demanda interna de combustibles por lo tanto PEP está obligado a transferir de manera prioritaria el crudo que se necesita para su transformación, los petrolíferos que no puede ser producidos por REF se importan principalmente de Estados Unidos.

---

10.- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.

11.- Óp. Cit.

Mapa 2



Tomando en cuenta los años seleccionados, en el mapa anterior, el mapa 2 analizan los niveles de producción en cada una de las refinerías que existen en México.

Cadereyta (Nuevo León) y Madero (Tamaulipas), tiene un comportamiento creciente de 2006 a 2009 que ha ido a la baja para 2012, Salina Cruz ha tenido un comportamiento constante para los mismos años igual que Minatitlán, pero en comparación del año 2011 con el 2012 la producción de todas las refinerías excepto Salina Cruz tuvieron un comportamiento satisfactorio al elevar sus niveles de proceso. El ponderado del total del proceso que fue de 1,193Mbd entre cada refinería en el año corresponde a Tula que procesó 23.1%del total, Salina Cruz 21.4%, Cadereyta 15.6%, Salamanca 14.9%, Minatitlán14.2% y Madero 10.7%.

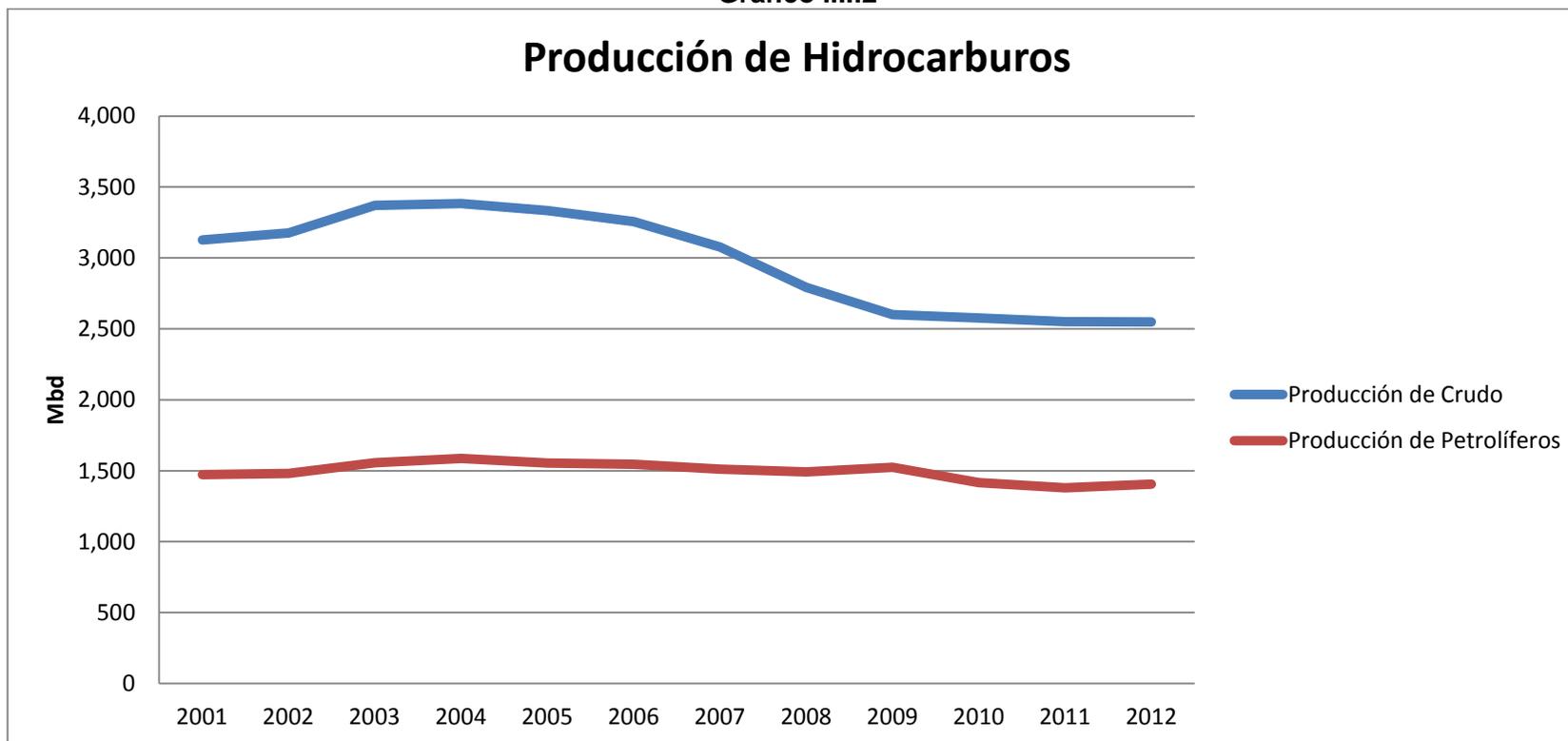
El cuadro I.II.1 nos muestra los niveles de producción totales de crudo y de productos petrolíferos, mostrando que a pesar de la caída en la producción de crudo, el SNR mantiene constante su producción debido a que su capacidad de producción está casi al 100% y el producto restante que se demanda lo importa, así se mencionó con anterioridad, otro factor que influye aunque de manera mucho menos considerable es el esquema de precios administrados o subsidio a las gasolinas, que se explicará en el capítulo III de esta investigación.

**Cuadro I.II.1.- Principales indicadores operativos (Producción)**

<b>Producción (Mbd)</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Producción de Crudo	3,127	3,177	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,576	2,550	2,548
Producción de Petrolíferos	1,473	1,481	1,556	1,587	1,554	1,546	1,512	1,491	1,525	1,416	1,379	1,405

- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México [<http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>: 5 de abril de 2013]

**Gráfico I.II.2**



Elaboración con datos del cuadro I.II.1

- **Exportaciones y ventas internas**

En función de la producción de crudo la comercialización de hidrocarburos va estrechamente relacionada, que a su vez se divide en exportaciones y ventas internas, en el cuadro I.II.3 están plasmados los niveles de ventas internas, que a pesar de la disminución de la producción, estas se han mantenido con niveles constantes de crecimiento, contrario a las exportaciones, estas últimas han disminuido debido a la volatilidad de los precios del petróleo en los mercados internacionales, como consecuencia de utilizar un esquema de libre ajuste de precios referenciados al mercado internacional relevante.

Las gasolinas automotrices encabezan el listado de los productos petrolíferos y en 2012 las ventas de petrolíferos (gasolinas, diesel y gas L.P.) alcanzó los 1,842 Mbd, cifra 3% mayor que en 2011, este aumento se debe a la expansión del consumo en productos como la gasolina Premium, coque, combustóleo pesado, Pemex Diesel y diesel industrial de bajo azufre mientras que el producto con una disminución en su consumo fue la gasolina Magna. Los aumentos en los demás productos compensaron la disminución de las ventas de la gasolina Magna.

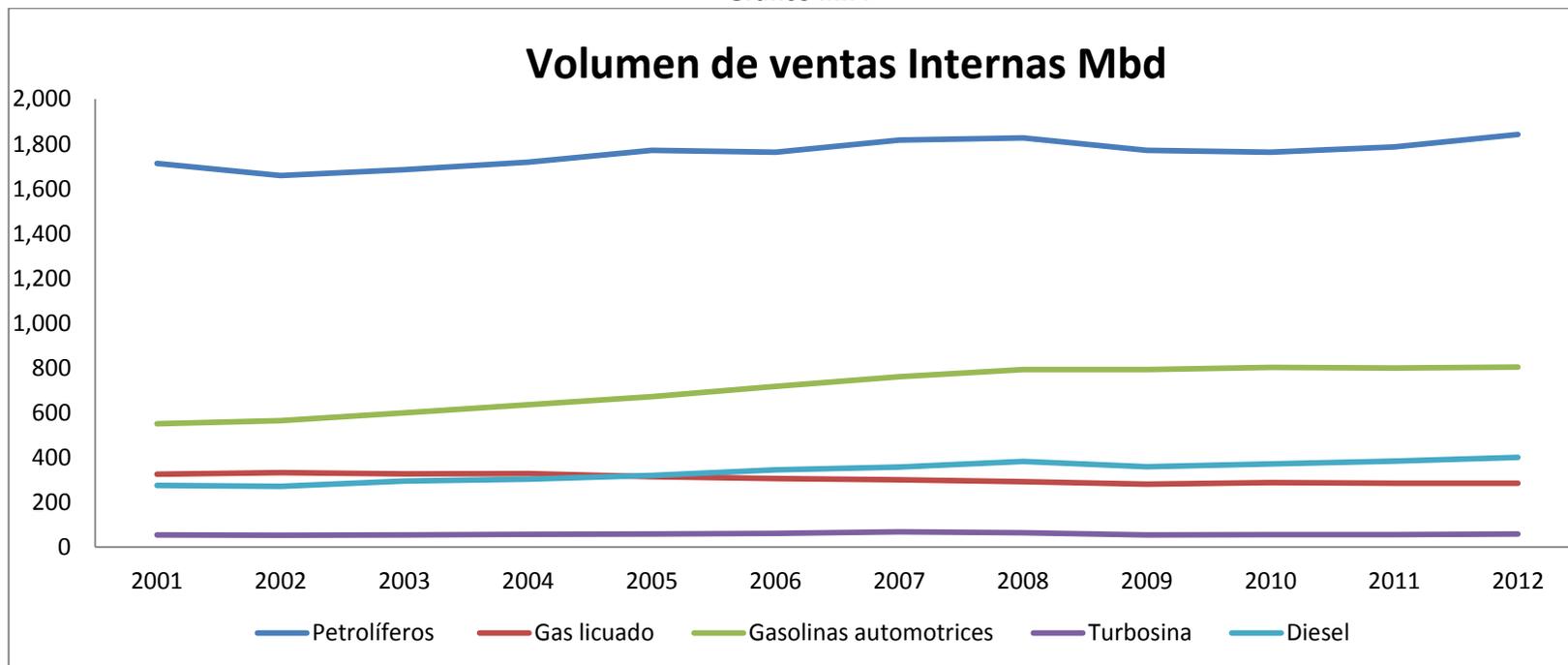
Como se muestra en el cuadro I.II.3 la tendencia a la alza en las ventas de gasolinas demuestra que la comercialización no está en función del crudo procesado por REF, los subsidios y la característica demanda inelástica con la que cuenta por ser un producto de primera necesidad, son las principales causas de dicho comportamiento.

**Cuadro I.II.3.- Principales indicadores operativos (Volumen de ventas internas)**

<b>Ventas Internas Volumen (Mbd)</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Petrolíferos	1,712	1,658	1,684	1,718	1,771	1,762	1,816	1,826	1,771	1,762	1,786	1,842
Gas licuado	325	332	327	328	314	306	301	292	281	288	285	286
Gasolinas automotrices	551	565	600	636	671	718	760	792	792	802	799	803
Turbosina	55	53	54	58	59	61	68	65	55	56	56	59
Diesel	276	271	295	303	320	345	358	382	359	371	384	401

- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México [<http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>: 30 de abril de 2013]

**Gráfico I.II.4**



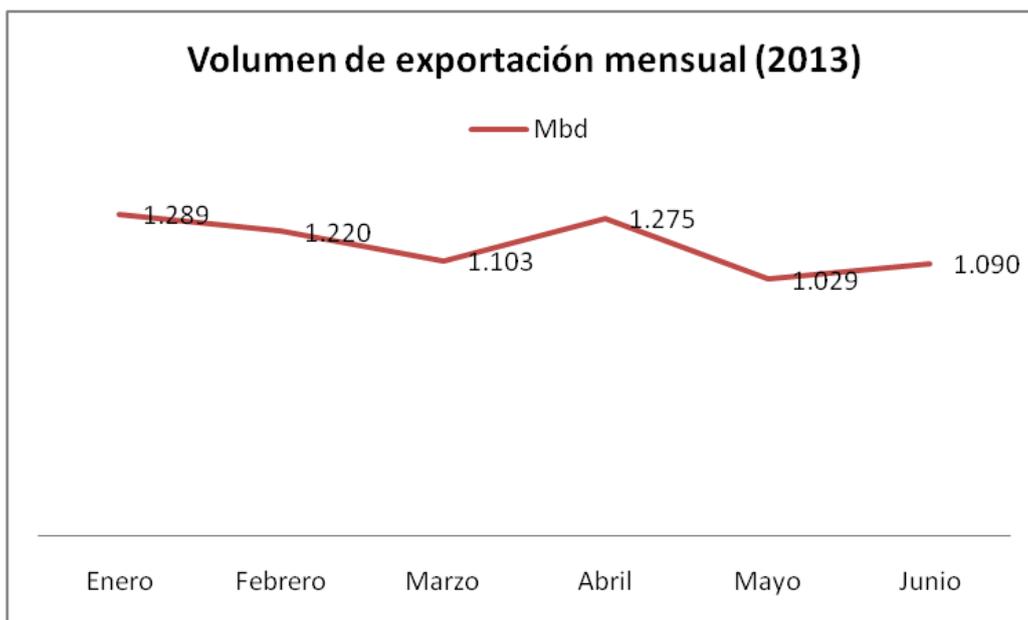
Elaboración con datos del cuadro I.II.3

Los niveles de ventas al exterior han ido a la baja casi de la mano con la producción de petróleo pues a partir del año 2010, el descenso en los volúmenes de exportación ha sido constante hasta 2012 y el primer semestre de 2013, el hecho de observar una disminución en las exportaciones no solo se explica por una caída en la producción de crudo, pues factores como la merma petrolera acentúan la baja en los volúmenes de distribución de petróleo. El nivel de mermas se obtiene mediante la diferencia entre la producción y la distribución de barriles de crudo, este indicador representa pérdidas crecientes para la empresa y está asociado casi siempre al robo o ventas clandestinas de producto.

Actualmente el nivel de mermas se ha incrementado, pues reportes de la Comisión Nacional de Hidrocarburos señalan que de enero a agosto de 2013 la merma representó pérdidas por 92 Mbd es decir 3.7% de la producción total de crudo.

La baja en las exportaciones mensuales del primer semestre de 2013 se ha comportado de la siguiente manera:

Gráfico I.II.5



- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 2 de junio de 2013]

Sin embargo, aunque el volumen de exportación descienda, el valor monetario de las exportaciones ha sido más regular gracias a que el mercado internacional afecta positivamente los precios referenciados, que en los últimos años ha estado en un ciclo de precios elevados.

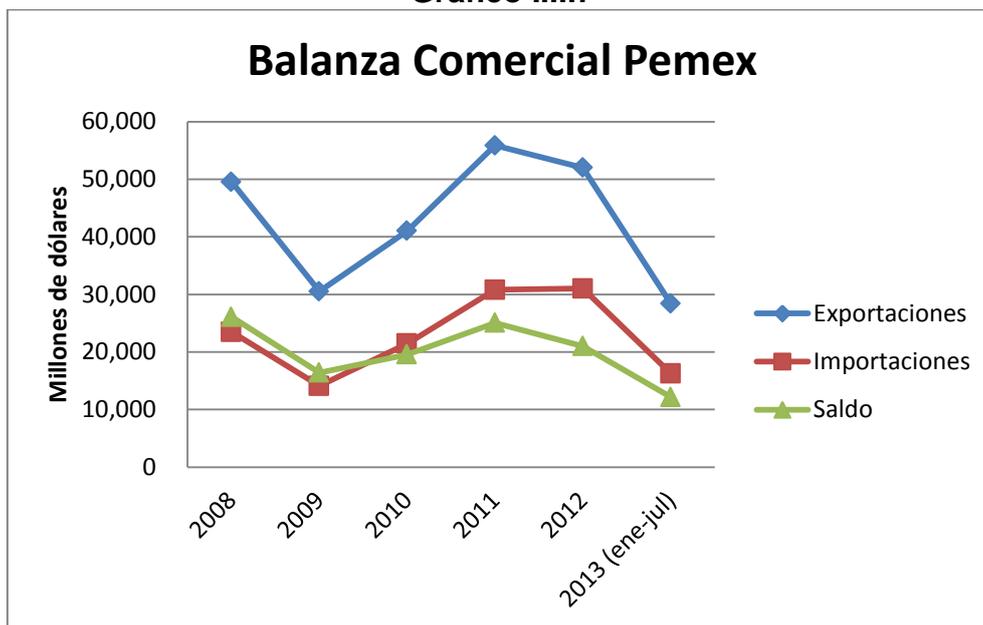
La comercialización con el exterior de petróleo y de cualquier producto se divide en exportaciones y ventas internas, la manera de analizar la cantidad destinada a cada rubro es mediante la balanza comercial.

México cuenta con una balanza comercial deficitaria, esto quiere decir que importa más de lo que exporta, sin embargo, las exportaciones petroleras tienen un saldo positivo para la balanza comercial nacional, pues Pemex exporta más productos de los que importa, la balanza comercial de Pemex es la más importante referente a exportaciones nacionales la cual ha tenido el siguiente comportamiento:

<b>I.II.6.- Balanza Comercial Pemex (Millones de dólares)</b>			
<b>Año</b>	<b>Exportaciones</b>	<b>Importaciones</b>	<b>Saldo</b>
2008	49,543	23,474	26,069
2009	30,514	14,109	16,405
2010	41,026	21,449	19,577
2011	55,859	30,805	25,054
2012	52,020	31,025	20,995
2013 (ene-jul)	28,403	16,256	12,147

Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México  
 [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 12 de agosto de 2013]

**Grafico I.II.7**



Con datos del cuadro I.II.6

Contar con una balanza comercial positiva no es suficiente, pues los niveles de ventas al exterior como se mencionó anteriormente han disminuido de manera significativa en los últimos años, esto representa pérdidas para la empresa y la nación pues se recibe una cantidad cada vez menor de ingresos petroleros relacionados al volumen de exportación.

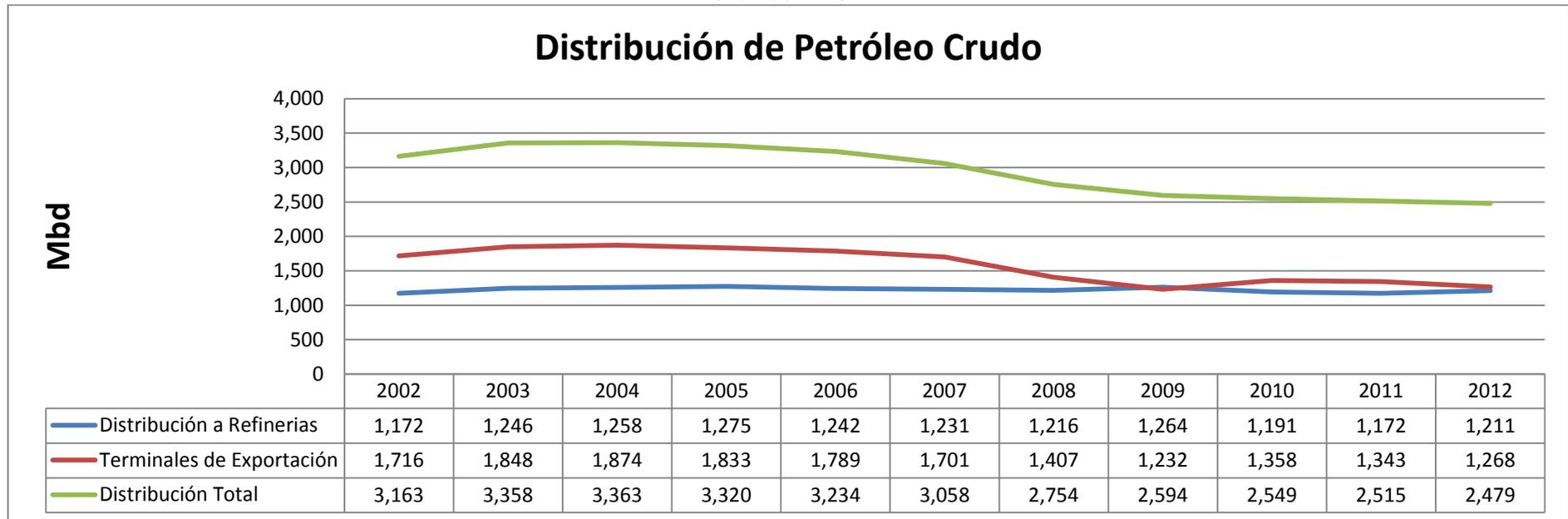
- **Distribución de Crudo**

El año 2012 resultó negativo para los indicadores más importantes relacionados a la distribución de este producto, según las fuentes oficiales del total enviado a refinerías se presentó una disminución de 3.3%, como consecuencia de la baja en la producción de crudo, mermas y de una deficiencia en el Sistema Nacional de Refinación provocada por agentes endógenos como los ajustes a los programas de proceso y la salida a mantenimiento de varias de sus plantas principales, y por agentes exógenos como las declaratorias de emergencia por incidentes naturales.

El gráfico I.II.8 muestra las cantidades de distribución de la producción de petróleo crudo, que en 2012 tuvo su origen en 8,315 pozos de explotación. En el año 2011 el nivel de disponibilidad de crudo, naftas y condensados fue 2,554 miles de barriles diarios, 0.2% menor en comparación con 2012, donde la disponibilidad en volumen fue de 2,548 Mbd; la cantidad de petróleo crudo distribuido fue 2,479 miles de barriles diarios, 1.4% por debajo de 2011 de los cuales casi el 49% se destinó al Sistema Nacional de Refinación y 51.14% a terminales de exportación. También es útil para demostrar que las transferencias más importantes de crudo al interior de Pemex son entre PEP y REF por lo que las vuelve nuestro objeto de estudio.

Gráfico I.II.8

### Distribución de Petróleo Crudo



- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.

Nota: las sumas del año 2002 a 2009 no coinciden debido a que la distribución de crudo incluía un porcentaje destinado a plantas petroquímicas.

El motivo por el cual no se distribuye la totalidad del petróleo producido se debe a factores anteriormente mencionados como las mermas principalmente, junto con la baja producción el volumen a terminales de exportación disminuyó en 5.6% en 2012. El hecho de que la distribución a refinerías se encuentre estable se debe a que las mismas están en su nivel máximo de transformación, de almacenamiento y distribución, sin que pueda aumentar la transferencia de crudo al SNR y sin que la misma disminuya debido a los mandatos federales para satisfacer la demanda de productos petrolíferos.

- **Exploración y reservas**

En 2011 fue necesario recabar información de reservas en aguas profundas, esto a través de la información sísmica tridimensional, la cual se llevó a cabo con un alcance de 44,288 kilómetros cuadrados, en comparación con el año 2010 el nivel de alcance tuvo un incremento de 78.7% gracias a que se introdujeron innovaciones en las exploraciones en aguas profundas. Con estas acciones en 2012 fue posible terminar la exploración de 36 pozos dato mayor para 2011, pero menor respecto a 2010, debido básicamente a retrasos en los trabajos de perforación en algunos pozos como el Bricol.

En 2011 del total de pozos exploratorios terminados, correspondieron tres a la evaluación del potencial petrolero, dos a la delimitación de yacimientos y 28 a la incorporación de reservas. El total de pozos exitosos fue de 16, siete de crudo, tres de gas y seis de gas y condensados, que significaron un éxito de 48.5% en esta actividad, 10.5 puntos porcentuales menos que en 2010. Se tuvieron nueve pozos improductivos, siete productores no comerciales y uno con problemas geológicos. En el caso de los pozos de exploración en aguas profundas, en 2011 se terminaron tres pozos Piklis-1, Nen-1 y Puskon-1, de los cuales los dos primeros resultaron productores de gas, mientras que el último no tuvo éxito. En el segundo trimestre de 2011 se recibieron las plataformas de perforación “Bicentenario” y “Sea Dragón”, con las cuales inició la perforación de los pozos Talipau-1 y Hux-1, respectivamente.

A continuación se muestra la incorporación de reservas de hidrocarburos para inicios del año 2013, obtenidos de los 16 pozos que resultaron con éxito, dicha información que fue dictaminada favorablemente por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 14 de marzo de 2013 con base en su resolución CNH.E.01.001/13 tal y como se señala en los términos del artículo 10 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Asimismo, fueron publicadas de manera oficial el 18 de marzo del 2013 por parte de la Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

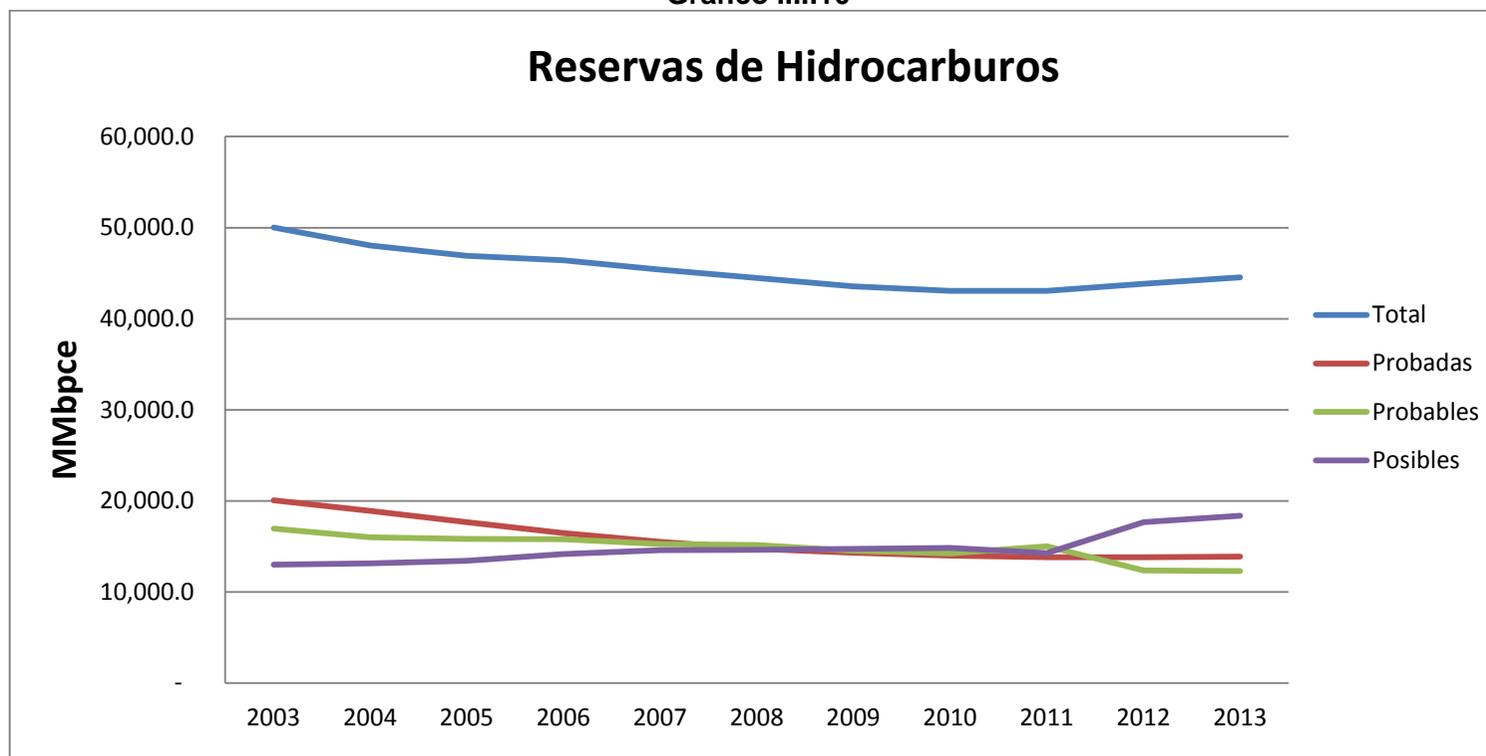
---

Se incluye un anexo al final del presente, donde se presentan a detalle las cifras correspondientes al nivel de reservas 3P por región.

Cuadro I.II.9.- Reservas de hidrocarburos totales Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	50,032.2	48,041.0	46,914.1	46,417.5	45,376.3	44,482.7	43,562.6	43,074.7	43,073.6	43,837.3	44,530.0
<b>Probadas</b>	20,077.3	18,895.2	17,649.8	16,469.6	15,514.2	14,717.2	14,307.7	13,992.1	13,796.0	13,810.3	13,868.3
<b>Probables</b>	16,965.0	16,005.1	15,836.1	15,788.5	15,257.4	15,144.4	14,516.9	14,236.6	15,013.1	12,352.7	12,305.9
<b>Posibles</b>	12,990.0	13,140.7	13,428.2	14,159.4	14,604.7	14,621.2	14,737.9	14,846.0	14,264.5	17,674.3	18,355.8

- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México [<http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>: 15 de junio de 2013]

Gráfico I.II.10



Elaboración a partir del cuadro I.II.9. Cifras al 1° de enero de 2013.

- **Tasa de restitución de reservas**

Una reserva en sentido estricto se entiende como algo que se cuida para que pueda ser utilizado en el largo plazo o frente a alguna situación no prevista. En la industria petrolera las reservas son los volúmenes de producción de petróleo crudo, que pueden ser recuperadas en el futuro a partir de acumulaciones determinadas.

Como se muestra en el cuadro I.II.9 estas estimaciones tienen distintos grados de certidumbre a partir de la cantidad y calidad de datos y estudios geológicos realizados. En México el grado de certidumbre permite clasificar a las reservas en dos grandes rubros: probadas y no probadas. Las últimas son mucho menos ciertas a recuperarse, mientras que las probadas se subclasifican en probables y posibles cada una con un mayor grado de incertidumbre respectivamente.

El nivel de reservas para las compañías petroleras representa la fianza necesaria para obtener recursos que se destinen a la inversión en la producción de crudo, es decir, el nivel de reservas se utiliza para asegurar que por cada barril de crudo extraído, se incorpore uno equivalente, con el fin de llevar una adecuada estrategia comercial con visión de largo plazo. Al nivel de reservas incorporadas para la producción se le conoce como tasa de restitución de las reservas y tomado en cuenta lo anterior de incorporar un barril por cada uno extraído se le conoce como tasa de restitución de 1:1 o del 100%.

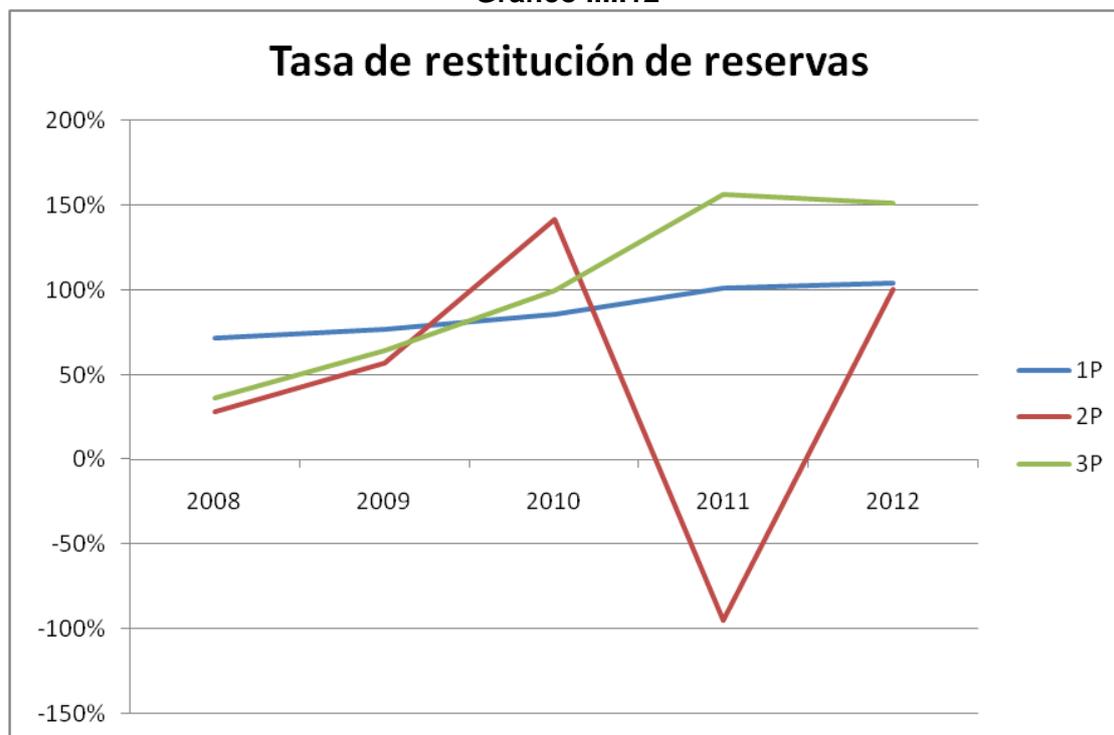
El proceso de información de las reservas inicia con Pemex, quien realiza los estudios preliminares y un particular es quien certifica la información presentada, seguido la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba y dictamina la información de ambas partes, después de esto la Secretaría de Energía hace la publicación oficial como lo manda el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de Administración Pública Federal.<sup>13</sup>

**Cuadro I.II.11**

Año	1P	2P	3P
2008	72%	29%	37%
2009	77%	57%	65%
2010	86%	142%	100%
2011	101%	-95%	156%
2012	104%	101%	151%

Pemex (2012), "Reservas de hidrocarburos", *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 55-64 (Incluye adiciones delimitaciones, revisiones y desarrollos).

**Gráfico I.II.12**



Con datos del cuadro I.II.11

13.- Comisión Nacional de Hidrocarburos (Sistema Nacional de información de Hidrocarburos), México [<http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/>: 15 de junio de 2013].

El dictamen al 14 de marzo de 2013 publicó que las reservas probadas (1P) son de 13.86 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), las reservas probables (2P) ascienden a 12.30 MMMbpce y las posibles (3P) a 18.35 MMMbpce resultando un nivel de reservas totales de hidrocarburos para el ejercicio 2013 de 44.53 MMMbpce. La tasa de restitución de reservas probadas (1P) fue de 104.3% y por segundo año consecutivo se superó el 100% en este indicador a través del trabajo en el desarrollo de los campos de extracción realizados por PEP.<sup>14</sup>

Las actividades de exploración que se llevaron a cabo en 2012, permitieron una incorporación total a las reservas de 1,731.3 MMbpce y desde hace 5 años el nivel de reservas incorporadas es mayor al programado debido a la mayor inversión en actividades de exploración. Del total de reservas incorporadas en 2012 son 133.9 MMbpce de reservas probadas, 373.44 MMbpce de reservas probables y 1,224.0 MMbpce de reservas posibles.

Pemex realiza una estrategia de comercio de largo plazo, por lo tanto la rigidez en los datos anteriores que aseguran la venta de crudo en el futuro y el financiamiento requerido, estas políticas de comercio son conservadoras por el simple hecho de asegurar la renta petrolera según las posibilidades de las reservas de crudo. La relación reserva-producción determina la vida promedio de comercio y se determina por el cociente generado por la división de reservas al 1 de enero de 2013 entre la producción de 2012; las reservas 1P se estiman con una vida promedio de 10.2 años, las reservas 2P con 19.3 años, y las 3P en 32.9 años.

---

14.- Pemex (2012), "Reservas de hidrocarburos", *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 55-64.

### **I.III.- Participación de las ventas de Hidrocarburos a los Ingresos del Gobierno Federal**

En los últimos 10 años el valor de las ventas totales de hidrocarburos se ha incrementado a pesar de que en años recientes la producción se encuentre en declive, se debe a diversos factores, uno de los más importantes es el aumento del valor en ventas de exportación, como consecuencia a los incrementos en los precios internacionales del petróleo, dichos incrementos llevaron el precio de la mezcla mexicana de 57.40 dólares por barril en 2009 a 101.81 dólares por barril en el año 2012.

Como anteriormente se observó, el nivel de producción fue particularmente alto en los años 2000 a 2005 y fue el principal motor para que el nivel de ventas tuviera el desempeño histórico, que puede observarse en el cuadro I.III.1, este proceso de sobre explotación lleva a los pozos a alcanzar con mayor rapidez su maduración y capacidad máxima de producción, que al mismo tiempo inicia el proceso de disminución o agotamiento de los activos integrales, el caso más conocido es el del pozo de Cantarell que en 2004 representó el 63% de la producción total nacional y en tan solo tres años disminuyó sus aportaciones hasta el 49% de la producción total, como se vio anteriormente, el decaimiento de Cantarell está acompañado por el agotamiento de diversos activos integrales de menor relevancia.

De 2005 hasta 2012 la caída en la producción de crudo no representó una gran disminución en los ingresos debido a los altos precios del petróleo.

Los ingresos generados por la comercialización de los productos de Pemex aportan una considerable participación al presupuesto público, mediante el cobro de impuestos y derechos realizados por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP). En el cuadro I.III.1 se muestran las ventas internas y de exportación y su participación porcentual en el PIB nacional.

**Cuadro I.III.1.- Participación de las ventas totales en el PIB de 2001 a 2011  
(Millones de pesos corrientes)**

<b>Año</b>	<b>Ventas en el País</b>	<b>Exportación</b>	<b>Ventas Totales</b>	<b>Ventas Totales (% del PIB)</b>	<b>PIB Precios Corrientes</b>
2001	303,853.00	141,477.00	445,330.00	-	-
2002	314,271.00	167,166.00	481,437.00	-	-
2003	387,237.00	238,192.00	625,429.00	8.3%	7,555,803.38
2004	449,013.00	324,574.00	773,587.00	9.0%	8,561,305.47
2005	505,109.00	423,534.00	928,643.00	10.1%	9,220,649.02
2006	546,738.00	515,757.00	1,062,495.00	10.3%	10,344,064.61
2007	592,048.00	542,927.00	1,134,975.00	10.1%	11,290,751.65
2008	679,754.00	644,418.00	1,324,172.00	10.9%	12,153,435.89
2009	596,370.00	488,260.00	1,084,630.00	9.1%	11,893,247.36
2010	683,853.00	592,908.00	1,276,761.00	9.8%	13,029,103.17
2011	779,198.00	772,965.00	1,552,163.00	10.8%	14,351,493.90

- Pemex (2012), *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.
- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396>: 20 de junio de 2013].

Una manera de analizar el comportamiento actual de Pemex es a partir de la participación de los ingresos petroleros al total de los ingresos de la federación antes y después de la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos de 1992 y de la Firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte en 1994, dichos acontecimientos suponían terminar con la “petrolización” de la economía; esta situación se logró aunque solo de 1997 a 2002, en donde los ingresos petroleros representaron en su nivel más bajo de participación el 14.9% del total, pero la tendencia se

revirtió y para la segunda mitad de la primera década del siglo XXI, la petrolización se vio reforzada en buena parte por la crisis financiera de 2008.

**Cuadro I.III.2.- Ingresos del Gobierno Federal 1990 a 2012 (Millones de pesos a precios corrientes)**

<b>Año</b>	<b>Ingresos del Sector Público</b>	<b>Ingresos petroleros al Sector Público</b>	<b>Ingresos no petroleros al Sector Público</b>	<b>Participación de ingresos petroleros al Sector Público</b>
1990	117,710.30	34,738.90	82,971.40	29.5%
1991	147,458.30	42,513.90	104,944.40	28.8%
1992	180,322.60	51,052.90	129,269.70	28.3%
1993	194,813.00	52,773.40	142,039.60	27.1%
1994	215,301.20	58,664.40	156,636.80	27.2%
1995	280,144.40	99,500.80	180,643.60	35.5%
1996	392,566.00	147,582.00	244,984.00	37.6%
1997	503,554.00	181,479.80	322,074.20	36.0%
1998	545,175.70	170,924.00	374,251.70	31.4%
1999	674,348.10	209,861.20	464,486.90	31.1%
2000	868,267.70	218,344.20	649,923.50	25.1%
2001	939,114.50	195,866.60	743,247.90	20.9%
2002	989,353.40	147,784.70	841,568.70	14.9%
2003	1,132,985.10	270,064.70	862,920.40	23.8%
2004	1,270,211.10	393,253.80	876,957.30	31.0%
2005	1,412,504.90	523,503.20	889,001.70	37.1%
2006	1,558,808.00	584,232.40	974,575.60	37.5%
2007	1,711,220.60	550,443.90	1,160,776.70	32.2%
2008	2,049,936.30	905,263.80	1,144,672.50	44.2%
2009	2,000,448.10	488,087.00	1,512,361.10	24.4%
2010	2,080,013.05	641,458.10	1,438,554.95	30.8%
2011	2,320,241.73	849,307.40	1,470,934.34	36.6%
2012	2,452,449.41	923,285.06	1,529,164.35	37.6%

- Pemex (2012), *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.
- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396>: 20 de junio de 2013].

Gráfico I.III.3

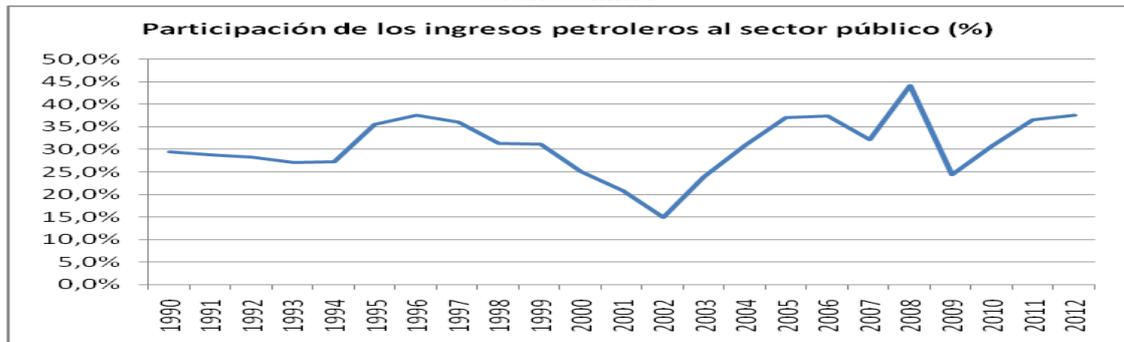
## Participación de Pemex en ingresos públicos



- Pemex (2012), *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.
- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396>: 20 de junio de 2013].

Es clara la importancia del sector petrolero para la Economía mexicana, mas aun en épocas de crisis, la gráfica nos muestra que en los años de crisis (1995 y 2008) Pemex incrementa sus aportaciones al Sector público, como apoyo a fugas de capitales, devaluaciones o desaceleración económica, sin embargo a pesar de ser un motor para el desarrollo económico, estas aportaciones tan importantes afectan a la principal fuente de ingresos que es Pemex, ya que no puede recapitalizar sus excedentes llevándolo a un estancamiento originado por la falta de inversión que requiere toda empresa. A pesar de la gran carga fiscal con la que subsiste Pemex, está permitido el crecimiento y desarrollo de México, pero es tanta su participación que afecta enormemente su propio desarrollo empresarial, lo cual pone en riesgo la continuidad operativa de la empresa y por lo tanto del sector energético en México.

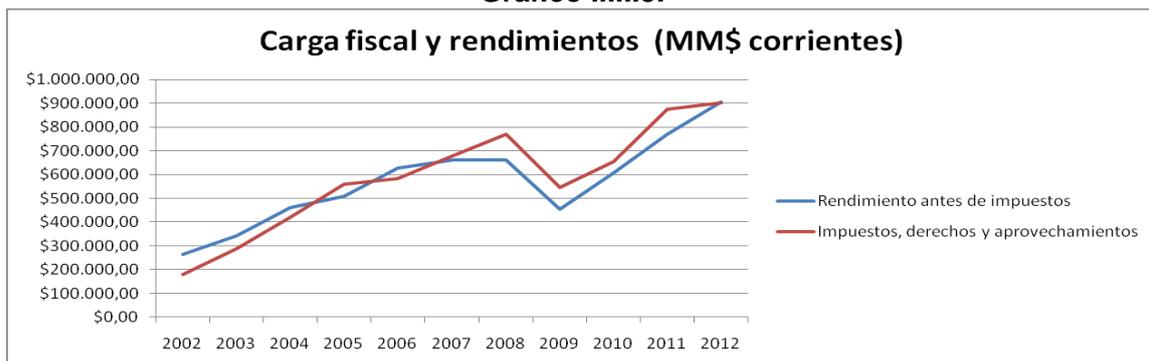
**Gráfico I.III.4**



- Pemex (2012), *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.
- Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
- INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396>: 25 de junio de 2013].

La aportación fiscal realizada por Pemex a través de impuestos, derechos y aprovechamientos en los años de mayor aportación al sector público ha excedido su nivel de rendimientos, esta situación se refleja directamente en su situación financiera de manera negativa.

**Grafico I.III.5.**



Pemex (2013), *Anuario Estadístico*, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.

Los estados financieros son la mejor manera de evaluar la situación empresarial por la que atraviesa Pemex como consecuencia de los precios internacionales del petróleo, la caída en sus exportaciones, su régimen fiscal y el esquema de precios para la comercialización de sus productos.

#### **I.IV.- SITUACIÓN FINANCIERA**

- **Activos Totales**

Los Estados Financieros consolidados dictaminados al 31 de diciembre de 2012, indican que la empresa cuenta con un total de activo por \$2,024,182,896 miles de pesos con una variación positiva de respecto al ejercicio de 2011.

El aumento de los activos totales de la empresa respecto al ejercicio anterior (2011), reportados en los estados financieros consolidados y dictaminados, fue positivo, esto se debe al incremento en las inversiones realizadas por los organismos PEP y REF.

- **Pasivo Total**

Las variaciones en los pasivos también contaron con un incremento pues en 2011 eran de \$1,878,197,228 miles de pesos y para el ejercicio 2012 alcanzó un total de \$2,295,248,746 miles de pesos . Dicho comportamiento en el corto plazo se debe al incremento de pagos a proveedores y contratistas por un lado y los impuestos y derechos por otro; los impuestos y derechos crecieron en \$279,982,297 miles de millones de pesos, como consecuencia del incremento en el precio del crudo y en la valoración de su producción, esta valoración es la base para el pago por derechos sobre los hidrocarburos.

- **Estado de resultados**

El Estado de Posición Financiera de Pemex, indica que los rendimientos brutos de la empresa pasaron de \$779,677,746 en 2011 a \$814,421,466 en 2012, pero los incrementos en los gastos e impuestos y derechos arrojaron un resultado negativo en la utilidad o para el caso de Pemex una pérdida aun mayor que el del ejercicio inmediato anterior, pasando de -\$113,387,016 miles de pesos a -\$374,242,497 miles de pesos.

- **Derechos e Impuestos**

La industria petrolera en México como se ha demostrado, es la fuente de ingresos más importante para la nación, esta transferencia de ingresos al erario público se da mediante la Ley Federal de Derechos (LFD) y la Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

Estas dos leyes determinan el esquema fiscal que debe seguir la empresa, la LFD contiene un apartado de hidrocarburos dirigido especialmente al organismo PEP, el cual ha sido modificado en varias ocasiones hasta el año 2010, con el fin de otorgar un tratamiento fiscal diferenciado a los distintos yacimientos del país. La ley de Ingresos se modifica anualmente y de la misma manera tiene un apartado específico para petróleos mexicanos donde se especifican los pagos por contribuciones, productos y aprovechamientos.

En cuanto a derechos el esquema fiscal del año 2011 incluyó derechos como:

1. **Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.** A la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído al año y las deducciones autorizadas en el artículo 254 de la LFD, se le aplica una tasa del 72.5%. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 659,522.1 millones de pesos.

- 
- Pemex (2012), "Aspectos financieros", *Memoria de Labores*, Dirección corporativa de finanzas, México, pp. 23-40.
  - Ley Federal de derechos. Diario Oficial de la Federación, México, 31 de diciembre de 1981, [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/107.pdf: 3 de julio de 2013].
  - Ley de Ingresos de la Federación. Diario Oficial de la Federación, México, 17 de diciembre de 2012, [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIF\_2013.pdf: 3 de julio de 2013].

2. **Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.** Está en función del precio de la mezcla mexicana de exportación, sobre el valor de la producción de crudo extraída, siempre que el valor supere los 22 dls. por barril en un año. Esta tasa puede ser del 1% y cuando se superen los 31 dls. Por barril puede llegar hasta el 10%. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 103,171.7 millones de pesos.
3. **Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo.** A la diferencia entre el valor realizado y el valor presupuestado de las exportaciones de crudo se aplica una tasa del 13.1%, que mediante el Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas estos recursos se destinan a los Estados de la república. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 3,364.9 millones de pesos.
4. **Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía.** Al valor de la producción de crudo y gas natural extraída en el año se aplicó una tasa del 0.5%, el cual se destina a las instituciones encargadas de la investigación y desarrollo en materia energética, como al fondo sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos y al Instituto Mexicano del Petróleo. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 7,577.2 millones de pesos.
5. **Derecho para la fiscalización petrolera.** Al valor de la producción total de crudo y gas natural extraída al año, se aplica una tasa del 0.003% y se destina a la Auditoría Superior de la Federación de acuerdo con el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 34.9 millones de pesos.

- 
- Óp. Cit.
  - Óp. Cit.
  - Óp. Cit.

6. **Derecho único sobre hidrocarburos.** Se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas de los campos abandonados y/o en proceso de abandono, la tasa se aplica conforme a una tabla de 37% a 57%, según el rango del precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado, de 0.01 hasta 50 dólares de Estados Unidos.
  
7. **Derecho sobre extracción de hidrocarburos.** Al valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, marginales y de campos en aguas profundas. Se aplicó una tasa del 15% sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraído en cada campo. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 4,424.2 millones de pesos.
  
8. **Derecho especial sobre hidrocarburos por la extracción de cada uno de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y campos en aguas profundas.** Se aplica una tasa del 30% a la diferencia que resulte entre el valor anual del petróleo crudo y el gas natural extraídos en los campos Paleocanal de Chicontepec, marginal y aguas profundas. Cuando la producción acumulada sea mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicará la tasa de 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto. El importe de la deducción no podrá ser superior al 60% del valor del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año, del campo de que se trate ni a 32.50 dls. por barril de petróleo crudo equivalente, extraído en el año correspondiente; sin embargo, se podrá deducir en los 15 ejercicios inmediatos posteriores. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 6,529.3 millones de pesos.

- 
- Óp. Cit.
  - Óp. Cit.
  - Óp. Cit.

9. **Derecho adicional sobre hidrocarburos por la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y campos en aguas profundas.** Existe la obligación de pago del derecho adicional cuando al valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente, por barril extraído en el campo de que se trate sea mayor a 60 dls. Y se le aplicará una tasa del 522% a dicha diferencia la cual es multiplicada por el volumen de petróleo crudo equivalente extraído en el campo de que se trate en el año. Para el ejercicio de 2013 este derecho aportó a la federación 2,606.9 millones de pesos.

- 
- Óp. Cit.
  - Óp. Cit.
  - Óp. Cit.

## **II.- Contexto internacional del petróleo crudo**

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se creó en 1960 para coordinar las políticas en materia de petróleo entre sus países miembros. Esta organización influye en el mercado internacional de crudo especialmente en la contracción o expansión de la oferta de petróleo. Entre 1970 y 1980 acontecimientos como el embargo petrolero árabe y la revolución en Irán, disminuyeron la oferta mundial. En respuesta la OCDE creó entre esos años la Agencia Internacional de Energía (AIE) integrada principalmente por los países desarrollados con el fin de coordinar respuestas ante los embargos de producción en medio oriente, así como restarle poder a la OPEP.

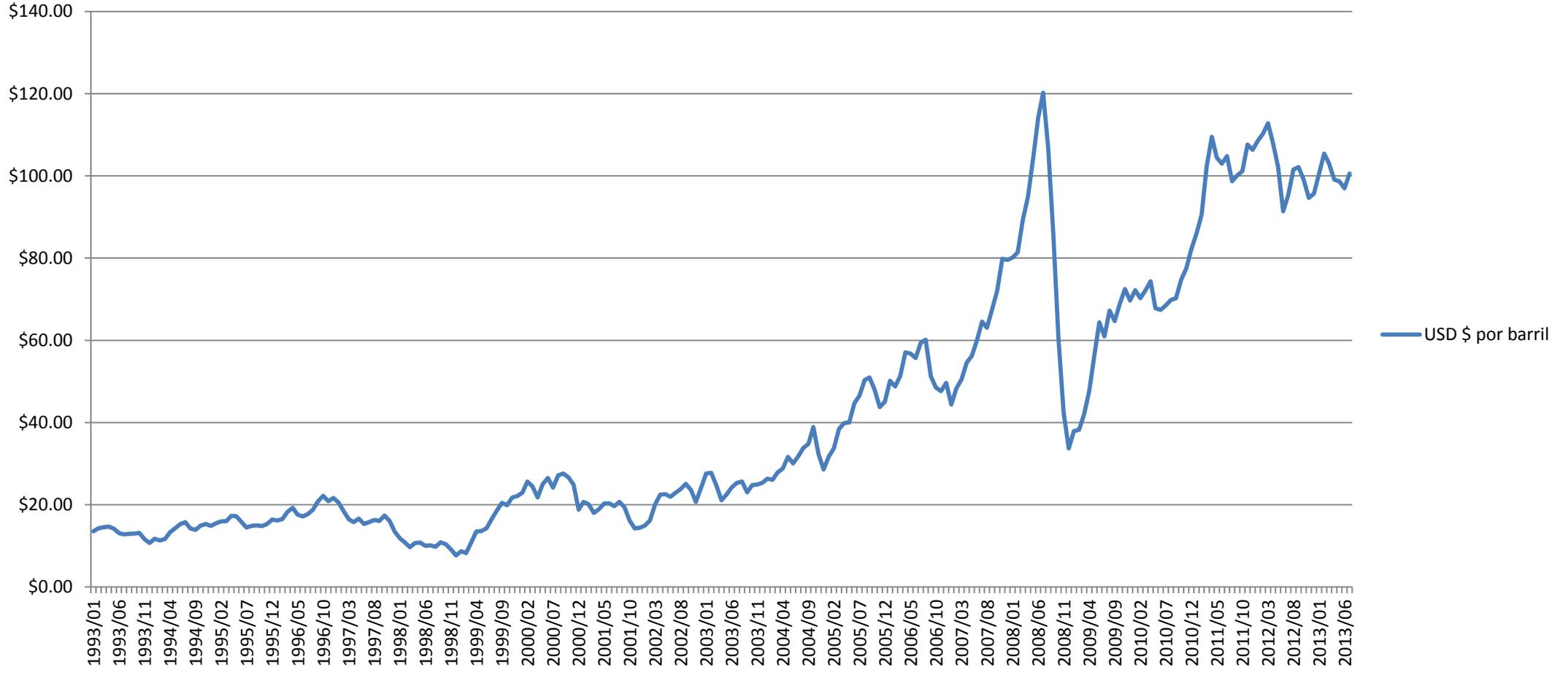
De lo anterior, surgieron mecanismos para hacer más transparente la determinación de los precios internacionales de petróleo. El establecimiento de mercados de referencia que clasifica al crudo por su lugar de origen (WTI, Brent, Dubai, Maya, etcétera), su densidad API y su contenido de azufre, estos mecanismos otorgaron la eficiencia requerida en la determinación de los precios internacionales a partir de características específicas de los mercados locales.

### **II.I.- Precios Internacionales del Petróleo**

La declinación de distintos campos petroleros, la creciente demanda internacional y la crisis financiera de 2008 orillaron a que a partir de entonces los precios internacionales de petróleo se encuentren en un ciclo de precios elevados que durará por algunos años más.

Grafico II.I.1

### Precio promedio de exportación: USD \$ por barril



Elaboración propia con datos de INEGI (2012), Tablero de indicadores económicos, México [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/tableroindicco/>: 7 de julio de 2013].

Esta situación es la que ocasiona que los ingresos petroleros en México sean tan altos a pesar de que recientemente la producción ha disminuido.

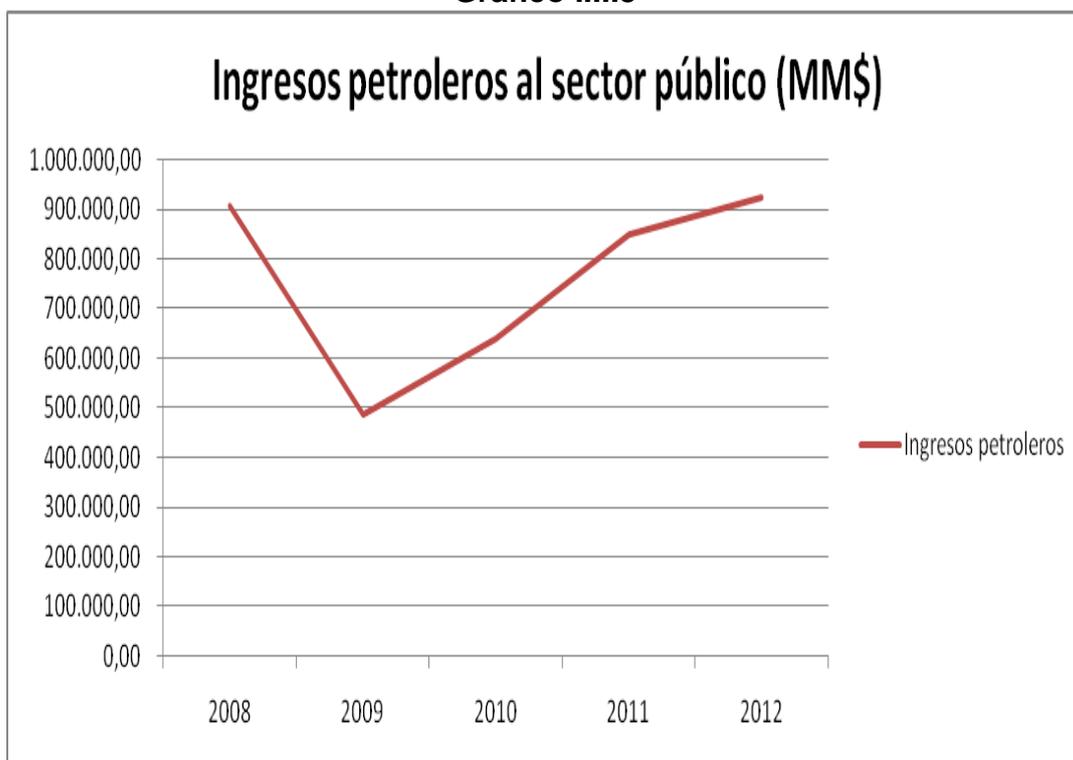
Los precios internacionales han ayudado a que México capte mayores divisas en los últimos años a pesar de la recesión económica internacional registrada en 2008. Cabe destacar que la producción nacional de crudo también se vio afectada por este fenómeno, pues ambos indicadores tienen comportamientos distintos como se observa a continuación:

**Cuadro II.I.2**

Año	Ingresos petroleros al Sector Público (MM\$)	Producción de crudo (Mbd)
2008	905,263.80	2,792
2009	488,087.00	2,601
2010	641,458.10	2,577
2011	849,307.40	2,553
2012	923,285.06	2,548

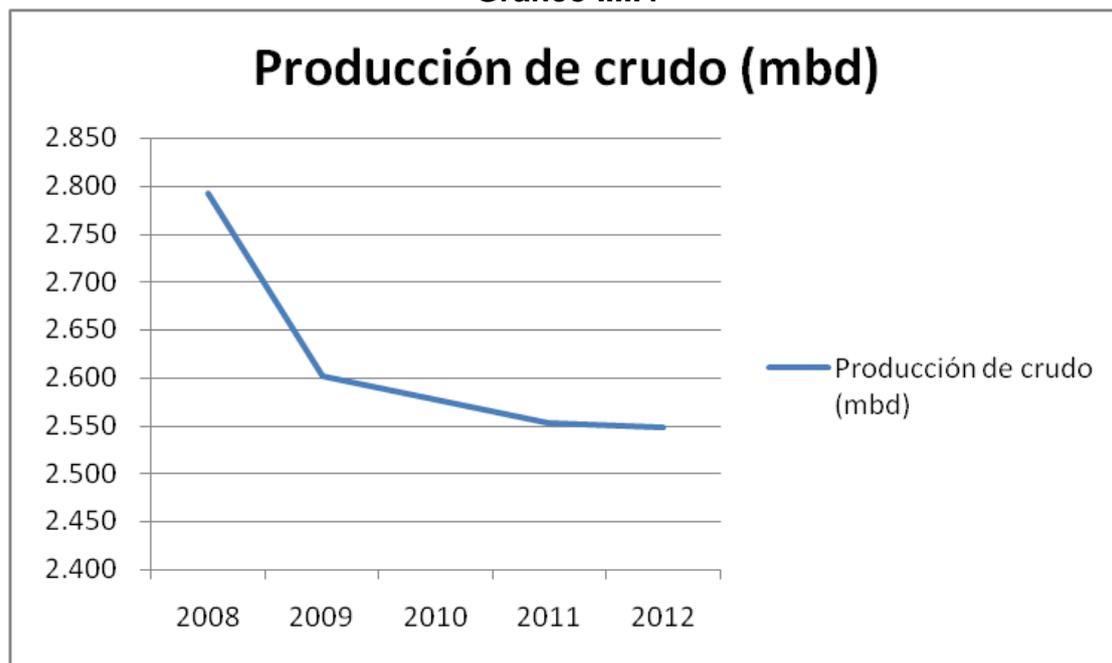
- Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México, [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 10 de julio de 2013]
- INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396 10 de julio de 2013].

**Grafico II.I.3**



Elaboración propia con datos del cuadro II.I.2

Grafico II.I.4



Elaboración propia con datos del cuadro II.I.2

Lo anterior nos muestra la importancia que tienen los precios internacionales de crudo en la captación de ingresos destinados al gasto público de México, por lo tanto, es indispensable crear los mecanismos adecuados para la fijación del precio para que cada mercado maximice las operaciones comerciales de Pemex, y por lo tanto, de la empresa en su conjunto.

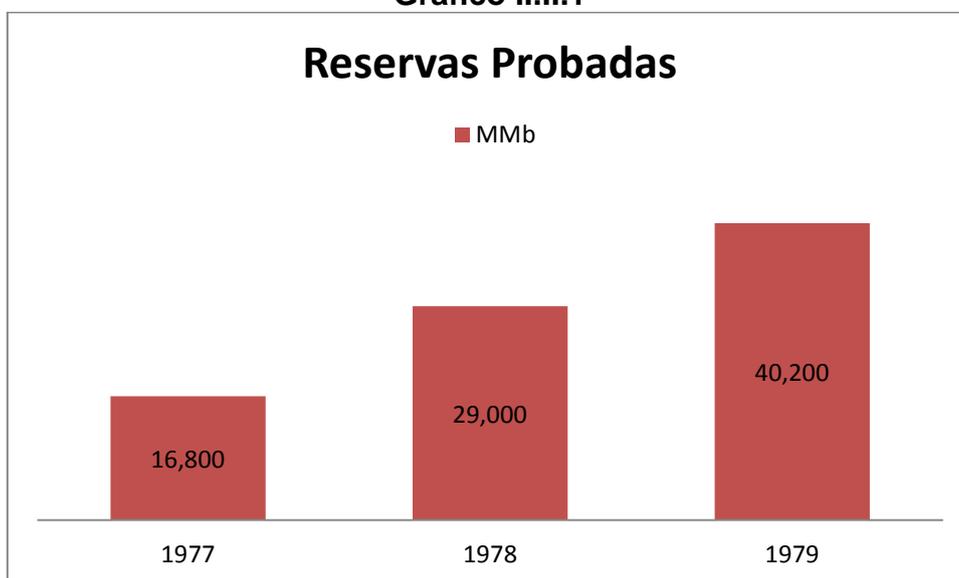
Alrededor del mundo existen diversas zonas geográficas que cuentan con sus principales productores de petróleo, los cuales ejercen algún tipo de hegemonía comercial o de calidad que les permite ser tomados como referencia para la fijación de precios dentro de su área de influencia.

México es un país exportador de crudo y tomador de precios referenciados al mercado internacional relevante, por lo tanto para adoptar el precio de referencia adecuado para maximizar sus ventas al exterior, debe tomar en cuenta factores como la calidad del producto y principalmente las exigencias del mercado con el que realiza las operaciones de venta. Para tomar una correcta decisión para el establecimiento de los precios de hidrocarburos es necesario identificar los mercados potenciales y el área de influencia a partir de aspectos geográficos y de relaciones comerciales con los compradores.

## II.II.- Tipos de mercado

A mediados de los años 70, el Gobierno Federal recibió informes de que en México existían reservas probadas por 11,200 millones de barriles de petróleo, situación que llevó al entonces Presidente José López Portillo a obtener recursos mediante el financiamiento externo, los cuales se destinarían a la exploración marítima, que daría paso a la construcción de nuevos pozos para la extracción de crudo. Para 1977 estas cifras habían llegado a 16,800 millones de barriles de reservas probadas y para 1979 crecieron a 40,200 millones de barriles, así mismo las cifras de reservas potenciales se calculaba en 200,000 millones de barriles.

Gráfico II.II.1



Krauze, Enrique (1999). Los sexenios (José López Portillo, el presidente apostador), México.

Para 1980 México estaba a la altura de los grandes países productores de petróleo del Golfo Pérsico, el mar del Norte, Venezuela, Rusia, etcétera. Estos países forman parte del mercado internacional de crudo y generan ofertas con productos de diferentes grados y calidades, con una variedad de hasta 190 grados provenientes de más de 45 países.

- **Mercado relevante**

Uno de los mercados relevantes es el estadounidense y mediante el API (por sus siglas en inglés: American Petroleum Institute) clasifica a los crudos en pesados a todo aquel menor a 28° API y en ligeros a los que cuyo valor es superior a los 33° API, el rango medio es el valor entre ambos estándares.<sup>1</sup>

La calificación API indica que entre más pesado sea un crudo, es mayor la complejidad para obtener productos ligeros (gasolinas y naftas) y preferentemente refinarlos en unidades de alta conversión.

El mercado interno de hidrocarburos en Estados Unidos está basado principalmente en la demanda de gasolinas, por lo tanto su capacidad de coquización<sup>2</sup> es mayor que en el Hemisferio Oriente, donde Europa y Asia (excepto China) cuentan con una menor complejidad en su proceso de refinación de hidrocarburos, por ello la mayor demanda de productos con grados pesados.

Estados Unidos cuenta con una demanda de petrolíferos muy grande, por lo tanto se observa un déficit en su producción de crudo, a pesar de ser uno de los principales países productores de petróleo.

---

1.- Javkin, Abby (2009), "El mercado mundial de crudos" *Nosotros los Petroleros*, núm. 10, Pemex, México págs. 16-17.

- La gravedad API representa que tan pesado o ligero es un crudo en comparación con el agua, teniendo esta última una gravedad específica de 10° API. El petróleo de 10° API tiene la misma gravedad que el agua; el petróleo de menor grado API es más pesado que el agua y se califica como extrapesado, y el de mayor grado API es menos pesado. En principio, los precios varían con el grado API, siendo más valioso un barril de petróleo crudo más liviano: Petróleos de Venezuela PDVSA (2005), "Glosario petrolero".  
[[http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid\\_temas=51&newsid\\_idterm=2&newsid\\_termino=G&newsid\\_lugar=1](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid_temas=51&newsid_idterm=2&newsid_termino=G&newsid_lugar=1): 15 de julio de 2013].

2.-Coquización: Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo: Óp. Cit.

A diferencia de México, la producción de petróleo crudo está en manos de empresas privadas y la ley de Estados Unidos prohíbe la exportación de crudo, estas empresas que necesariamente importan petróleo debido a la mencionada demanda de interna de combustibles. Por políticas de calidad y competencia es necesario referenciar el precio de los productos de importación mediante un marcador regional, el West Texas Intermediate (WTI)<sup>3</sup>, un producto de grado ligero comúnmente producido por diversas empresas.

La clasificación API del petróleo de exportación de Pemex se clasifica de la siguiente manera<sup>4</sup>:

- Istmo  
Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya  
Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca  
Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

En México la producción total de crudo en 2012 fue de 2,548 Mbd, de los cuales 1,385 Mbd siguiendo las especificaciones de grados API corresponden a una calidad pesada (Maya), 834 Mbd a una calidad ligera (Istmo) y 329 Mbd a una calidad súper ligera (Olmeca).

---

3.-El petróleo WTI es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas (USA). Debido a su poco contenido de azufre, es catalogado como petróleo dulce y en relación a su densidad, el petróleo WTI es catalogado como liviano. (39.6º de gravedad API y 0.24% de contenido sulfurado). Esto lo hace del WTI un petróleo de alta calidad e ideal para la producción de naftas. El precio del petróleo WTI es utilizado como referencia principalmente en el mercado norteamericano (Nueva York). El precio del petróleo WTI es mayor al precio del Brent porque su procesamiento es más barato debido a su menor contenido de azufre y su menor densidad: Zona económica (2011), [<http://www.zonaeconomica.com/petroleo/wti>: 15 de julio de 2013].

4.- Con datos del IMP, (2011), [<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>: 15 de julio de 2013].

La mayor cantidad producida de crudo es el pesado y por lo tanto es la de mayor exportación, este producto es el que comúnmente se le conoce en los mercados internacionales como Maya y es el adecuado para la refinación de alta conversión en unidades de coquización. Las características de oferta mexicana y las especificaciones de la demanda estadounidense, junto con la situación geográfica y territorial de ambas naciones, convierten a Estados Unidos en el mercado natural para México.

Brasil, Venezuela y Canadá también exportan productos a Estados Unidos, pero como clientes complementarios. En los últimos años estos países han intentado penetrar el mercado del norte aumentando sus niveles de producción y de calidad para desplazar las importaciones de crudo procedentes de México.

En cuanto a la producción, Brasil recientemente ha tomado medidas como la moderada apertura a la Inversión Privada en Petrobras, para elevar la producción de crudos pesados, sin embargo su petróleo cuenta con altas concentraciones de acidez, que son corrosivos para las unidades de refinación y su exportación solo ha crecido de manera importante en China, donde la demanda de crudo pesado aumenta notablemente debido a su demanda interna de combustibles y por contar con la infraestructura necesaria para refinar productos con grandes concentraciones de acidez.

- 
- Javkin, Abby (2009), "El mercado mundial de crudos" Nosotros los Petroleros, núm. 10, Pemex, México págs. 16-17.

Por otra parte, Canadá tiene una gama de productos muy parecidos al crudo tipo Maya a partir de diversos procesos sintéticos en la transformación de crudo, sin embargo, también ha fracasado debido a su falta de infraestructura en transporte, la cual carece de una red de ductos como la que hay en México necesaria para la comercialización con Estados Unidos.

### **Mercado marginal**

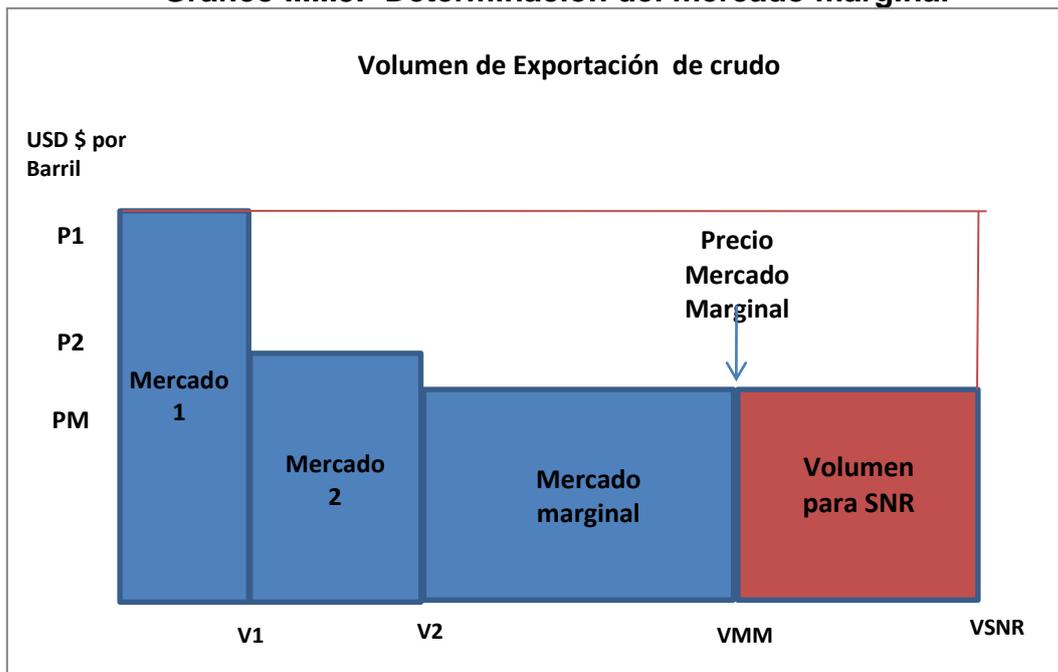
Ya identificado el mercado natural de hidrocarburos para México es necesario identificar el llamado mercado marginal, se le conoce así porque es donde se vende el último barril de petróleo de exportación, en estos mercados se excluyen a los mercados relevantes y a los especiales. Los mercados especiales son aquellos donde solo se coloca volumen para liberar los excedentes de crudo por cuestiones de estrategia o penetración en nuevos mercados. En ambos casos la demanda de crudo en los mercados relevantes, mercado nacional mediante el SNR ya fue abastecida.

Como veremos más adelante, el mercado marginal representa la alternativa de ventas con mayor volumen para Pemex, pues al seguir una estricta política de comercio, este mercado representa las ventas seguras a largo plazo. El precio por barril de crudo siempre es más bajo que en los mercados donde se colocó menor volumen.

Cuando se comercializa con el mercado marginal a un precio de ventas menor al de otros mercados por cuestiones de logística, transporte y especificaciones de calidad, se establece que el precio de transferencia al interior de la empresa sea el del mercado marginal.

El gráfico II.II.3 muestra la manera de colocar el volumen de crudo en el exterior y al Sistema Nacional de Refinación por parte de Pemex, así como la determinación del mercado marginal para que su precio sea tomado como referencia en las ventas inter-organismos.

**Gráfico II.II.3.- Determinación del mercado marginal**



En este gráfico se puede apreciar el diferencial entre los precios de cada mercado, esta diferencia se hace más notoria entre el mercado 1 y el mercado marginal. El precio en el mercado 1 supera al del mercado marginal, pero el volumen de ventas de este último supera por mucho al de los dos mercados anteriores, por lo tanto el mercado marginal es también para Pemex el mercado de mayor importancia.

Esta brecha diferencial se da por el tipo de comercialización realizado por la empresa. El orden de colocación de volumen de crudo se realiza de la siguiente manera:

1. Abastecer el volumen que puede procesar el SNR.
2. Abastecer el mercado 1, por su lejanía es casi siempre el de mayor precio por barril de petróleo.
3. Abastecer el mercado 2.
4. Abastecer el último mercado (mercado marginal), es de menor precio por barril que los anteriores pero con mucho mayor volumen de transferencia, su precio de comercialización será aplicado al SNR.

### **III.- Precios administrados, referenciados y de transferencia utilizados en Pemex**

Desde el 16 de julio de 1992 cuando se estableció una estructura organizacional dividida en cuatro líneas de negocio y un órgano corporativo, el artículo 3º de la Ley de Petróleos Mexicanos establece que la empresa podrá contar con organismos descentralizados subsidiarios para llevar a cabo las actividades que abarca la industria petrolera. Fue así que se crearon los organismos subsidiarios:

**Pemex Exploración y Producción (PEP).**- Relacionado a la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

**Pemex Refinación (REF).**- Relacionado a la producción, distribución y comercialización de combustibles y demás productos petrolíferos.

**Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).**- Relacionado con el procesamiento del gas natural y sus líquidos, y con la producción y comercialización de productos derivados de la petroquímica básica.

**Pemex Petroquímica (PPE).**- Encargado de elaborar, distribuir y comercializar los productos petroquímicos secundarios.

Y la filial **Pemex Internacional (PMI).**- Encargada de realizar actividades comerciales en el mercado internacional de petróleo crudo, productos petrolíferos y petroquímicos.

De esta manera, mediante los artículos constitucionales 25 y 28 el Estado mantiene el control total sobre el petróleo crudo, los hidrocarburos y de la petroquímica básica, a través de Pemex y sus organismos subsidiarios, cada uno con personalidad jurídica y patrimonio propio. El artículo 4º de la citada Ley establece que el Grupo Pemex está constituido por los bienes, derechos y obligaciones que se les hayan otorgado y que la entidad corporativa y sus organismos subsidiarios pueden responder mancomunadamente por el pago total las obligaciones adquiridas. Este artículo es de gran relevancia para el presente estudio, así como para el entendimiento general de Petróleos

Mexicanos, ya que indica que a pesar de ser una empresa formada por partes relacionadas, el resultado del total de las operaciones corresponde al conjunto de todas las líneas de negocio, es decir, de la empresa en su conjunto.

A partir de esta información es necesario continuar con la descripción de las operaciones al interior de Pemex o mejor conocidas dentro de la paraestatal como operaciones inter-organismos. Estas operaciones se refieren a las transferencias de diversos productos y servicios entre las partes relacionadas incluyendo al corporativo, el cual no es un organismo productor y además de coordinar las operaciones globales es proveedor básicamente de diversos servicios.

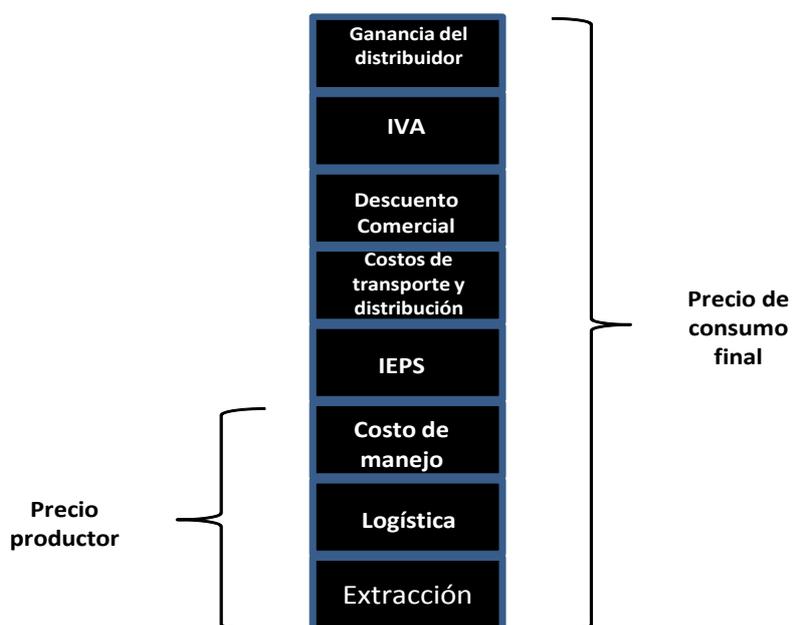
Lo anterior quiere decir que existen transacciones de compra-venta entre organismos de manera diaria y bajo un esquema de precios referenciados, al igual que cualquier transacción de exportación e importación de hidrocarburos.

El sistema de precios de transferencia o precios inter-organismos se encuentran referenciados al mercado relevante internacional y son el objeto de estudio del presente análisis, sin embargo, no puede entenderse la política de precios de Pemex sin mencionar los precios administrados o subsidiados, principalmente de gasolinas, diesel y gas LP para el consumo interno.

### **III.I.- Precios Administrados**

Los precios de gasolinas, diesel y gas LP se encuentran regulados o administrados, es decir, se otorga un subsidio establecido por el Gobierno Federal para que el consumidor no pague la totalidad del costo de dichos productos. Este mecanismo de control se establece para disminuir el impacto que ocasiona al gasto de las familias mexicanas al ser productos de uso cotidiano o indispensable, además sirve para intervenir en la política inflacionaria.

### Diagrama III.I.1- Estructura de los precios administrados



Ariel Yépez, Rigoberto (2006), "Regulación de precios en Petróleos Mexicanos". *Energía a Debate*, núm. 17, México, págs. 31-37.

Como en cualquier política de fijación de precios se utiliza una referencia internacional a partir del mercado relevante (E.U.A.), mediante esta referencia y los costos de producción se obtiene el precio al productor, mientras que el precio al consumo final cuenta con diversos subsidios además de los descuentos hechos a las franquicias, los costos de transporte y el Impuesto al Valor Agregado (IVA), así como un Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS).

Es importante recordar que a diferencia de los precios referenciados, los sistemas de precios administrados no están en función de los costos de producción, por lo tanto su tendencia no se ajusta al libre mercado, sino adoptan una tendencia constante a la alza como se observó en el anterior capítulo de estadísticas operativas, referente a las ventas internas de petrolíferos.

### **III.II.- Precios referenciados**

La necesidad de establecer precios referenciados al mercado internacional responde a diversos factores, pero uno de los objetivos centrales es identificar el costo de oportunidad, el cual consiste en analizar el margen de ganancia cuando se comercializa el producto a un cliente o mercado con mayores o menores oportunidades de ganancia. Si el vendedor tiene la oportunidad de obtener mayores ganancias deberá optar por la comercialización a dicha alternativa. Este principio aplica para vendedor y consumidor, pues ambos deben analizar todas las oportunidades de pérdidas y ganancias.

El precio fundamentado en este principio equilibra los precios de mercado a partir de la competencia perfecta sin tener importantes variaciones respecto al mercado relevante, que en el apartado anterior se identificó para Pemex como mercado natural por condiciones de infraestructura, logísticas y geográficas a Estados Unidos y también como mercado relevante por el tamaño de su demanda interna, cantidad de competidores y nivel de industrialización, indicando que la referencia internacional para la comercialización de crudo de México es el WTI.

En el concepto de costo de oportunidad que se utiliza en la política de precios y tarifas de Pemex se observan beneficios como la identificación de señales que sugieren el ajuste a un precio competitivo, transparencia en la determinación y aplicación del mismo, además proporciona mecanismos eficientes en su formación como consecuencia de las variaciones en la oferta y la demanda de productos y los precios de libre mercado.

- 
- Ley del Impuesto Sobre la Renta, artículo 216. Diario Oficial de la Federación, México. 1º de enero de 2002 [<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/82.pdf>: 25 de julio de 2013].

De esta manera se establecen los precios de los productos comercializados por Pemex y de los productos de importación, así como en las transacciones internas u operaciones inter-organismos, donde se reflejan las tendencias de oferta y demanda en el mercado local y el costo de oportunidad de cada producto en el mercado internacional.

### **III.III.- Precios de transferencia**

Este mecanismo de fijación de precios es el adoptado por empresas con partes relacionadas o integradas verticalmente a partir de las recomendaciones de la Organización para el Crecimiento y Desarrollo Económicos (OCDE) bajo el principio "Arm'sLength" o "Principio del precio normal de mercado abierto", que es rector en materia de precios de transferencia y supone la utilización de un precio justo para estas transacciones, entendiendo por precio justo el que fijarían partes independientes para sus compradores en condiciones de libre competencia; a este precio se le conoce como precio de transferencia.

- *El precio de transferencia se entiende como el precio que pactan dos empresas que pertenecen a un mismo grupo empresarial o a una misma persona.*

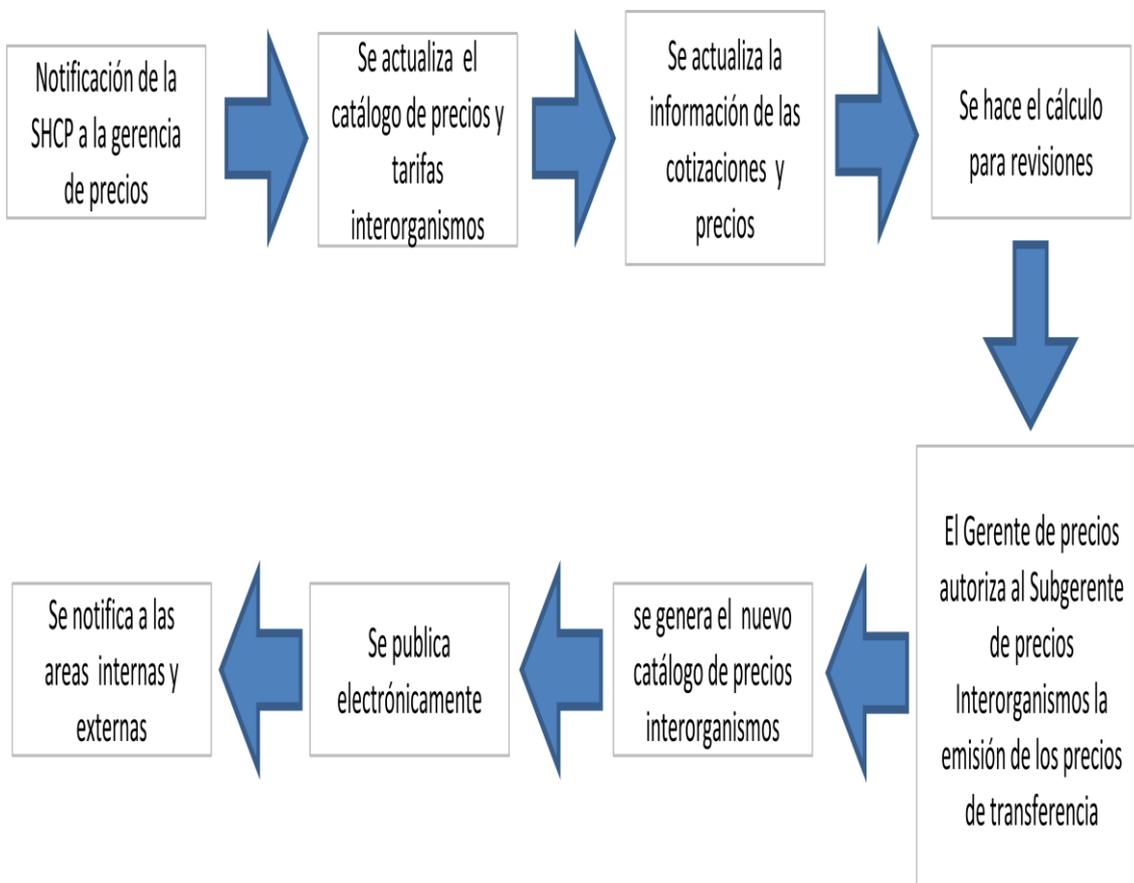
Además de una evitar una fijación de precios desleal, estos precios son importantes para el análisis particular de los organismos, pues refleja el desempeño particular, establece objetivos y gastos congruentes entre todas las líneas de negocio y también fomenta la autonomía de los organismos subsidiarios como lo establece el artículo 4º de la Ley de Petróleos Mexicanos.

- 
- Óp. cit.
  - Ariel Yépez, Rigoberto (2006), "Regulación de precios en Petróleos Mexicanos". *Energía a Debate*, núm. 17, México, págs. 31-37.

Esta visión empresarial sostiene que cada línea de negocio al intentar obtener mayores beneficios, promueve la maximización de todo el corporativo, pues la empresa no deja de ser una entidad global a pesar de la supuesta división que genera una integración vertical.

Según el catálogo de precios inter-organismos que es donde se establece el precio y el procedimiento, se define a los precios y tarifas inter-organismos como aquellos que aplican a las transacciones entre organismos subsidiarios y el corporativo, ya sea de compra-venta de productos o prestación de servicios de una empresa a otra. Se definen en el lugar donde ocurre la transacción.

El proceso para el establecimiento del precio de transferencia y su publicación en el catálogo de formulas de precios interorganismos comienza por la notificación emitida por la SHCP de los mecanismos y/o modificaciones existentes hacia el Gerente de precios siguiendo el siguiente procedimiento:



Terminado el proceso técnico descrito, se publica el catálogo de precios inter-organismos el cual puede ser consultado en el apartado de informes y publicaciones de la página de Petróleos Mexicanos.

A continuación un ejemplo de fórmula autorizada del precio de transferencia referenciado a la costa estadounidense del golfo de México:

$$\text{Istmo} = 0.40 (\text{WTI} + \text{LLS}) + 0.20 (\text{BRENT DTD}) + K$$

Donde WTI: 94.18 dpb; LLS: 100 dpb; BRENT DTD: 111.94 dpb y K = costo de producción de 5 dpb

$$\text{Istmo} = 0.40 (94.18 + 100) + 0.20 (111.94) + 5 = \underline{\underline{\$105,06}}$$

PMI, Fórmulas de los crudos mexicanos de exportación,  
[<http://www.pmi.com.mx/Contenido/docsPortal/petroleocrudo/Fcrudos.pdf>: 26 de julio de 2013].

La fórmula varía de acuerdo al tipo de producto comercializado y del mercado de exportación.

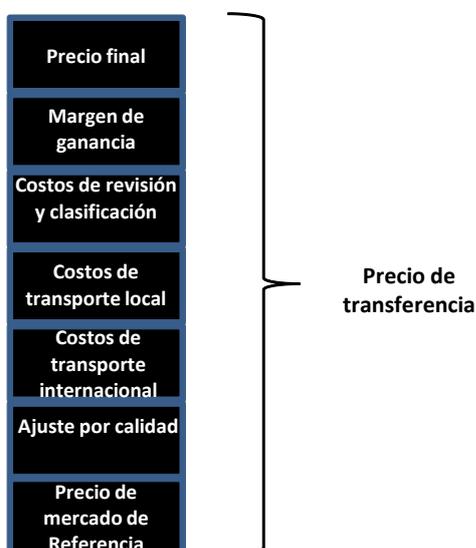
Al contar con precios de transferencia referenciados al mercado relevante internacional, el organismo vendedor siempre colocará sus productos al precio que más le convenga sin importar que el cliente sea interno o externo; para que las transacciones inter-organismos se lleven a cabo depende si el organismo comprador está dispuesto a pagar el precio de mercado establecido por el agente vendedor. En el supuesto de que se acepte el precio fijado ambas partes aportan ganancias y beneficios al corporativo, debido a una comercialización bilateral satisfactoria; sin embargo cuando el organismo comprador no está dispuesto a pagar el precio de mercado, se alcanza el máximo beneficio cuando el organismo vendedor coloca sus productos en el mercado internacional.

Los organismos subsidiarios no pueden actuar con la libertad de elegir a sus clientes con base en sus costos de oportunidad, pues el Gobierno Federal obliga a estos a satisfacer obligatoriamente la demanda nacional de

petrolíferos antes que buscar su máximo beneficio mediante las ventas externas.

El precio de transferencia también permite observar sin distorsiones los ingresos y egresos de los organismos así como de las cadenas de valor fomentadas por los mismos. Como todo sistema de precios, se busca maximizar el valor de los productos comercializados por Pemex y en general está constituido de la siguiente manera:

### Diagrama III.III.1.- Estructura del precio de transferencia



Ariel Yépez, Rigoberto (2006), "Regulación de precios en Petróleos Mexicanos". *Energía a Debate*, núm. 17, México, págs. 31-37.

Por todo lo anterior, se estableció el precio de transferencia actual que se determina a partir del precio en los mercados de exportación; el precio de transferencia es el precio al cual se colocó el último barril de producto en los mercados relevantes, es decir, el precio al mercado marginal.

El análisis del presente trabajo servirá para demostrar si el precio de transferencia utilizado por Pemex es óptimo y el que hace más eficientes los procesos de comercialización al interior de la empresa, maximiza el valor total de la misma.

#### **IV.- ¿Cuál es el precio de transferencia que indica una señal de maximización al interior de la empresa?**

La elaboración de los productos petrolíferos para satisfacer la demanda nacional está a cargo de Pemex Refinación. Este proceso requiere de la materia prima que para el caso que nos ocupa es el petróleo crudo. La producción y comercialización del mismo está a cargo del Pemex Exploración y Producción. En términos simples el crudo producido por PEP es asignado por mandato Federal de manera prioritaria al SNR y el excedente se destina a las exportaciones. La transferencia principal de crudo la recibe el organismo REF como vimos en el primer capítulo en el gráfico I.II.8, mientras que PPE y PGPB realizan contratos de compra-venta principalmente de productos refinados.

Dicha forma de operación le asigna el papel a PEP, a través de PMI Comercio Internacional, de empresa dedicada a la exportación y como tal aplica una política de comercio de carácter conservador, toda vez que busca estabilidad ante todo, al colocar el volumen de exportación mediante contratos de largo plazo sobre señales de corto plazo en los precios internacionales. Esto con el fin de asegurar la producción de crudo, mantener constante la tasa de restitución de las reservas y abastecer la demanda de hidrocarburos para México en el largo plazo.

El precio de transferencia se determina a partir del precio en los mercados de exportación; el precio de transferencia para REF es el precio al cual se colocó el último barril de crudo en los mercados de exportación relevantes, es decir, el precio al mercado marginal.

En la definición de mercados marginales no se consideran a los mercados especiales, los cuales son aquellos en donde se coloca volumen únicamente por cuestión de estrategia de comercialización, incursión de nuevos mercados o por cuestiones logísticas. De igual manera, el volumen rechazado por REF se colocaría al precio del último mercado.

Una vez fijado el precio, REF optimiza el proceso de sus refinerías y realiza la asignación de volumen, con el fin de ejecutar su principal tarea: abastecer el

mercado interno de petrolíferos al mínimo costo. Ya nominado el volumen, cualquier cambio en el precio implicaría un cambio en la función objetivo.

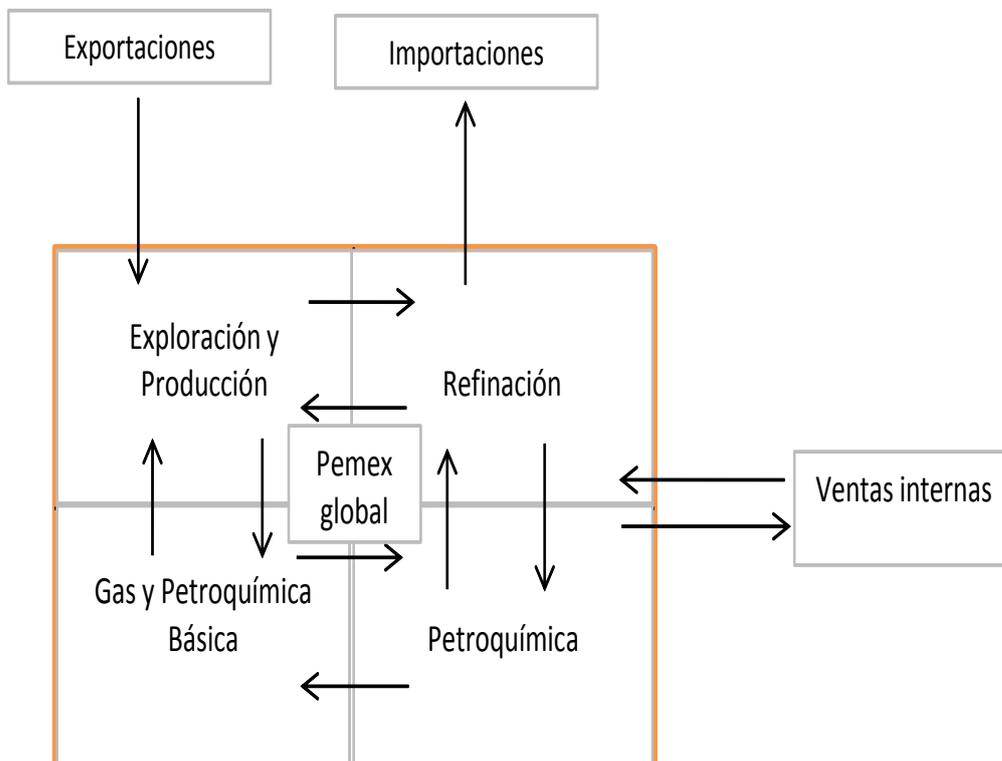
El análisis a desarrollar consiste en demostrar que el precio al mercado marginal y el volumen colocado actualmente en el SNR generan la mayor utilidad global y que maximiza el valor de la empresa en su conjunto. Dicho análisis se realiza antes de impuestos, con el único fin de no distorsionar la señal económica, pues como vimos en el primer capítulo la carga fiscal supera a los propios ingresos.

Sea:

**Utilidad de Pemex = Ingresos – Egresos**

- **Ingresos:** Exportación de crudo + Exportación de petrolíferos + Exportación de otros productos + Ventas internas de petrolíferos + Ventas internas de otros
- **Egresos:** Importación de petrolíferos + Importación de otros + Costo extracción crudo y gas + Costo de proceso de crudo + Costos de producción de otros + Costo de distribución

**Cuadro IV.1.-Flujo de ingresos y egresos globales de Pemex**



Las entradas y salidas plasmadas en el cuadro IV.1 representan el sistema de comercialización de toda la empresa, pues las flechas al interior del cuadro son las transferencias inter-organismos, mientras que las flechas externas son los ingresos por las ventas de crudo de exportación, así como de productos petrolíferos al interior. Los egresos derivados del comercio internacional están representados en la flecha de las importaciones.

En el cuadro de ingresos y egresos globales, se aprecia el elemento de ventas internas, pero haciendo énfasis en la exclusión de elementos que no están en función del crudo procesado por REF, es preciso señalar que las ventas al interior están relacionadas con la demanda interna de productos petrolíferos y no con la capacidad de procesamiento de crudo.

Excluyendo los elementos que no están en función del crudo procesado por Pemex Refinación, manteniendo el supuesto de que permanecen constantes, la función de utilidad es:

$$\underline{\underline{\textit{Utilidad de Pemex = Ingresos – Egresos}}}$$

- **Ingresos:** Exportación de crudo + Exportación de petrolíferos
- **Egresos:** Importación de petrolíferos + Costo de proceso de crudo

Para el caso de Pemex Refinación (REF), las variables para la función de utilidad son los siguientes:

- **Ingresos:** Exportación de petrolíferos
- **Egresos:** Compra crudo + costo proceso + importación de petrolíferos

Teniendo la fórmula y las variables requeridas para calcular la utilidad global y la utilidad de REF, es necesario determinar la cantidad que procesa el Sistema Nacional de Refinación (SNR), pues la misma no se precisa en los indicadores petroleros, sin embargo, conocemos el nivel de producción anual de petróleo crudo:

**Cuadro IV.2**

<b>Producción (Mbd)</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Producción de Crudo	2,550	2,548
Producción de Petrolíferos	1,379	1,405

Elaboración a partir de Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México, [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 12 de agosto de 2013]

Conocemos también la cantidad total de exportación de crudo:

**Cuadro IV.3**

<b>(Comercio Exterior) Volumen (Mbd)</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Exportación de petróleo crudo	1,338	1,256
Petrolíferos:		
Exportación	185	148
Importación	678	669

Elaboración a partir de Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (indicadores petroleros), México, [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 12 de agosto de 2013]

La producción total de crudo y petrolíferos nos ayudara a obtener el volumen destinado al SNR para 2012 mediante la fórmula:

**Producción de Crudo – Exportación de petróleo crudo = Cantidad procesada en el SNR**

**Cuadro IV.4**

<b>2012</b>	<b>Mbd</b>
Producción de Crudo	2,548
Exportación de petróleo crudo	1,256
SNR	<b><u>1,292</u></b>

Con datos de los cuadros IV.2 y IV.3

Con estos datos se determina que para el año 2011 la cantidad destinada al SNR fue de 1,212 Mbd, cifra menor comparada con el año de estudio, donde la cantidad al SNR representó 1,292 Mbd.

Sabemos que el SNR tiene prioridad en la asignación de crudo, el cual se vende al precio del mercado marginal y cuando este alcanza el nivel máximo de transformación, el volumen restante se destina al comercio exterior.

El cuadro IV.5 contiene la información sobre el precio, se calculó el volumen y valor de las exportaciones de crudo por región (pues esta información no se encuentra en los indicadores petroleros) y se utilizará para identificar al mercado marginal. Se ha visto que los tipos de petróleo crudo que se comercializan al exterior son el Maya, el Istmo y el Olmeca.

Por sus características, el crudo pesado y ligero, son los que tienen mayor presencia en los mercados internacionales, pues el crudo superligero (Olmeca) solo se exporta al mercado norteamericano.

**Cuadro IV.5**

<b>Precios por barril (USD \$)</b>				
	<b>América</b>	<b>Europa</b>	<b>Lejano Oriente</b>	<b>Promedio</b>
Istmo	105.29	109.94	113.40	107.28
Maya	99.66	99.81	100.95	99.79
Olmeca	109.39	0.00	0.00	109.39
Mezcla Mx	101.84	101.76	101.66	101.81

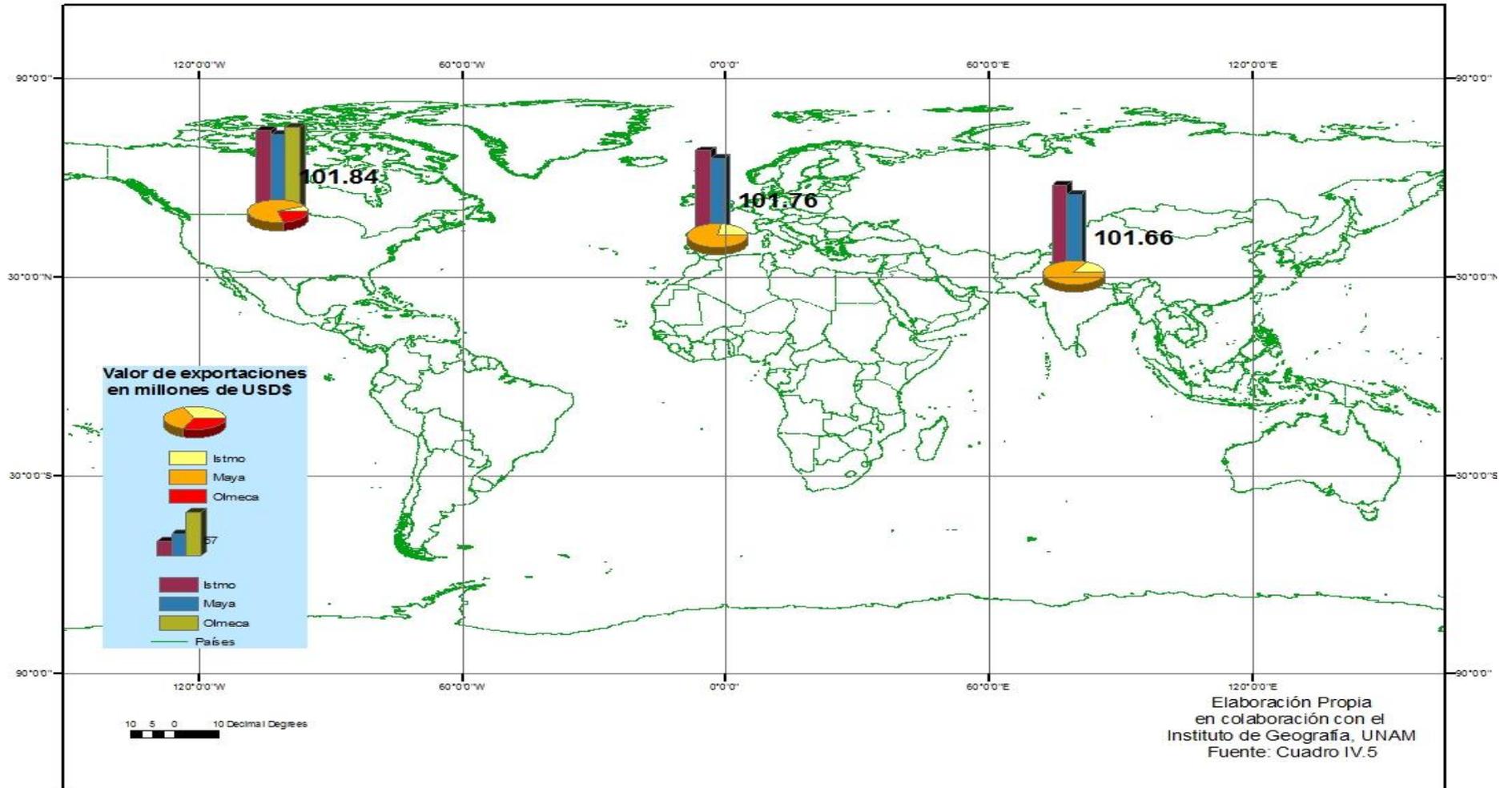
<b>Cantidad de exportación (Mbd)</b>				
	<b>América</b>	<b>Europa</b>	<b>Lejano Oriente</b>	<b>Promedio</b>
Istmo	51.90	35.23	11.84	99.00
Maya	748.00	140.76	72.83	962.00
Olmeca	194.00	-	-	194.00
Mezcla Mx	994.00	176.00	85.00	1,256.00

<b>Valor de las exportaciones (Millones de USD \$)</b>				
	<b>América</b>	<b>Europa</b>	<b>Lejano Oriente</b>	<b>Promedio</b>
Istmo	2,000.00	1,418.63	491.00	3,905.00
Maya	27,288.00	5,141.96	2,691.00	3,129.00
Olmeca	7,754.00	0.00	0.00	7,754.00
Mezcla Mx	37,053.00	6,560.00	3,175.00	46,788.00

Elaboración a partir de Pemex (2013), *Informes y publicaciones*, (Indicadores petroleros), México, [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf: 12 de agosto de 2013]

### Mapa 3

#### Precio y valor de las exportaciones de petróleo

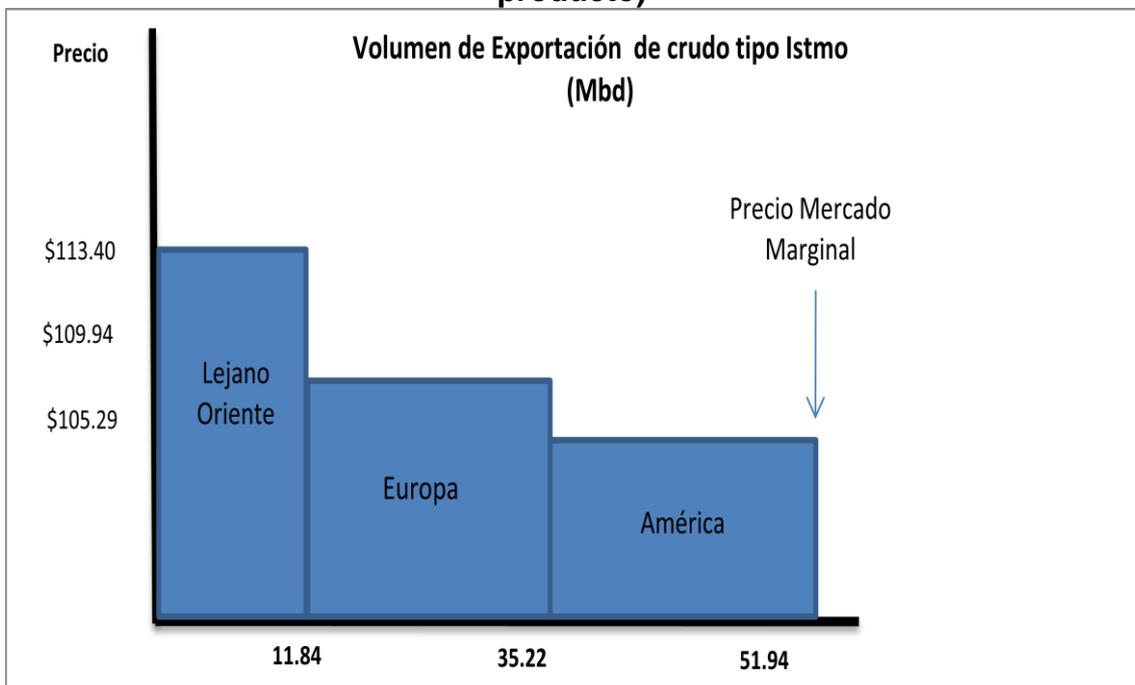


El mapa 3 nos ayuda a visualizar el precio y volumen de exportación con el que se puede determinar el mercado marginal. El nivel de precios más alto, en el caso del crudo tipo Istmo, corresponde al mercado del Lejano Oriente, el segundo lugar en orden decreciente es para el crudo que se destina a Europa y el de menor precio y con mayor cantidad de volumen de exportación es para el mercado de América (principalmente Estados Unidos).

Entre las causas de esta situación se encuentra el nivel de demanda y cantidad de costos de transporte, que responden en la mayoría de las veces a factores geográficos y de capacidad industrial de los compradores.

En el gráfico IV.6 puede apreciarse como es que se determina el precio del mercado marginal del crudo tipo Istmo, por lo tanto es a este nivel de precios al que se transfiere al SNR de manera prioritaria para su proceso en México.

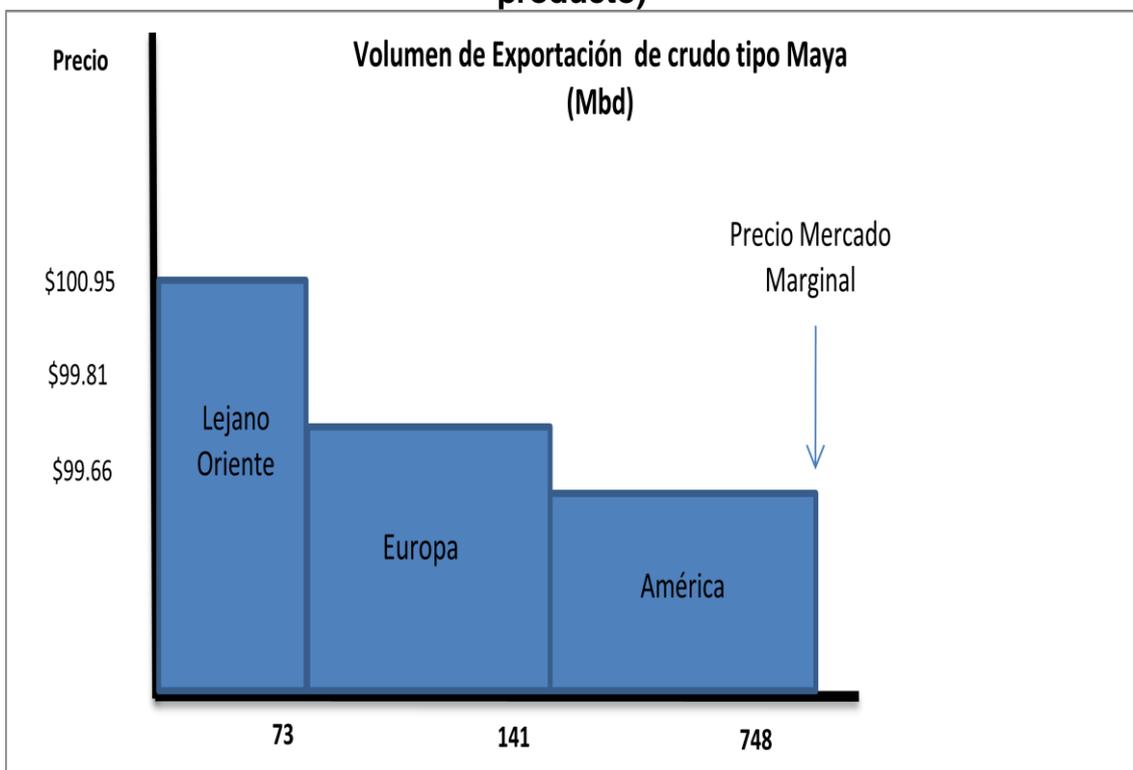
**Gráfico IV.6.- (Determinación del precio de mercado marginal por producto)**



Elaboración propia con datos del cuadro IV.5

Para el crudo tipo Maya ocurre lo mismo en la determinación del precio del mercado marginal, precio al cual será transferido al SNR.

**Gráfico IV.7.- (Determinación del precio de mercado marginal por producto)**



Elaboración propia con datos del cuadro IV.5

La variación en los precios de los mercados relevantes depende de factores como el volumen exportado y costos de transporte y logística, por ello el mercado americano es el mercado marginal, ya que su precio es menor al de los otros mercados, debido a la cercanía y al nivel de volumen de ventas.

#### **IV.I.- Maximización de la utilidad global a partir de los precios de transferencia**

Anteriormente se identificó el mercado marginal para obtener la utilidad de las operaciones de Pemex y el organismo subsidiario Pemex Refinación, el análisis que a continuación se presenta es a partir de la función de utilidad global, así como de la utilidad de Refinación, que se obtiene de la comercialización del petróleo al precio del último barril colocado en el mercado marginal.

Entonces ya que se determinó la cantidad procesada por el SNR que para el año 2012 representó 1,292 Mbd y al precio promedio de \$101.81 dólares por barril para el mismo periodo, se podrá analizar el supuesto de aumentar las transferencias a REF para reducir las importaciones. Entonces se demostrará que el sistema de precios actuales, así como el volumen procesado por el SNR, es el mejor escenario para reducir las pérdidas de Pemex, pues haciendo el supuesto de disminuir o aumentar la cantidad de proceso de Refinación en 100 Mbd o más, la curva de utilidad global tendrá variaciones positivas o negativas.

El cuadro IV.I.1 muestra los niveles de ingresos obtenidos por la exportación de crudo y productos petrolíferos, así como los egresos originados por la importación de estos mismos productos y los costos de proceso de petróleo crudo. Mediante la sustracción de los costos a los ingresos se obtienen el nivel de utilidad antes de impuestos.

• **Cuadro IV.I.1 (Ingresos)**

2012 (millones USD \$)					
Vol. SNR (Mbd)	(-200)=1,092	(-100)=1,192	1,292	(+100)=1,392	(+200)=1,492
Exp. Crudo	54,254.14	50,527.90	46,801.65	43,075.40	39,349.16
Exp. Petrolíferos	0.00	1,593.36	4,947.80	8,302.24	11,656.68

• **(Egresos)**

Imp. de Petrolíferos	38,387.70	33,972.27	29,556.85	29,556.85	29,556.85
Costo Proceso de crudo	5,460.00	5,960.00	6,460.00	6,960.00	7,460.00
Gastos	43,847.70	39,932.27	36,016.85	36,516.85	37,016.85

Elaboración propia con datos del cuadro IV.5

La exportación de crudo en 2012 representó 1,256 Mbd a un precio de 101.81 dls por barril, en términos simples las exportaciones petroleras representaron 46,801.65 millones de dls para el año citado; a la derecha se encuentran los supuestos de incrementar a 100 ó 200 Mbd sucesivamente la cantidad de proceso de petróleo crudo del SNR y a la izquierda la reducción en 100 ó 200 Mbd. Se observa que cuando disminuyen las transferencias a las refinerías del país los ingresos por exportaciones son mayores, estos ingresos disminuyen cuando la cantidad de proceso de REF se incrementa gradualmente.

El valor de las exportaciones de petrolíferos fue de 4,947.80 millones de dls, mientras que las importaciones alcanzaron un valor total de 29,556.85 millones de dls; claramente se identifica el déficit en la balanza comercial de productos petrolíferos, sin olvidar que el superávit comercial se alcanza con las exportaciones de crudo. Para determinar los costos de producción del SNR hay que suponer que el costo de procesar un barril de crudo es de 5 dls obteniendo \$6,460.00 millones de dls en 2012 por los 1,292 Mbd que se refinan en México.

Los gastos para en el SNR se obtienen de la suma del total de las importaciones de productos petrolíferos más el costo de procesar un barril de petróleo, en el supuesto de transferir 100 ó 200 Mbd más a las refinerías, dichos gastos aumentan, aunque en menor proporción si se dejaran de transferir al SNR 100 ó 200 Mbd. Esto ocurre debido a que se generarían grandes cantidades de importaciones de petrolíferos por la falta de procesamiento en el país y de ser así representaría un gran déficit comercial que las exportaciones de crudo que en este caso no pueden corregir, como consecuencia de los altos costos de importación, por lo tanto el escenario que genera menores pérdidas es donde se procesan 1,292 Mbd en el SNR, es decir el escenario real actual.

Con los datos anteriores es posible obtener los niveles de utilidad de Pemex Refinación y Pemex en su conjunto, considerando la fórmula para obtener la utilidad expuesta al inicio de este capítulo.

Cuadro IV.I.2.- Utilidades

Utilidad REF (millones UDS \$)					
Vol. SNR (Mbd)	(-200)=1092	(-100)=1192	1292	(+100)=1392	(+200)=1492
Exp. Petrolíferos	0.00	1,593.36	4,947.80	8,302.24	11,656.68
Gastos	43,847.70	39,932.27	36,016.85	36,516.85	37,016.85
Ingresos menos gastos	-43,847.70	-38,338.91	-31,069.05	-28,214.61	-25,360.16
Utilidad Ref.	-89,186.53	-93,777.75	-96,607.88	-103,853.44	-111,099.00
Utilidad PEMEX (millones UDS \$)					
Vol. SNR (Mbd)	(-200)=1092	(-100)=1192	1292	(+100)=1392	(+200)=1492
Exp. Crudo	54,254.14	50,527.90	46,801.65	43,075.40	39,349.16
Exp. Petrolíferos	0.00	1,593.36	4,947.80	8,302.24	11,656.68
Gastos	43,847.70	39,932.27	36,016.85	36,516.85	37,016.85
Utilidad Global	10,406.45	12,188.98	15,732.60	14,860.80	13,988.99

Elaboración propia con datos del cuadro IV.5

La principal fuente de ingresos del organismo subsidiario REF, se obtiene a partir de las ventas de productos petrolíferos, al inicio de este capítulo se excluyó de la fórmula la variable de ventas internas, pues éstas no dependen de la capacidad de procesamiento del SNR sino de la demanda nacional de combustibles, la cual es complementada con importaciones provenientes en su mayoría de Estados Unidos.

Los egresos comprenden la compra de crudo, el costo de procesarlo (que para fines prácticos continuamos con el supuesto de 5 dólares por barril), más las importaciones de petrolíferos y para calcular el valor de la compra de crudo es necesario multiplicar la transferencia al SNR (1,292 Mbd que fue el valor real en 2012) por el precio al mercado marginal (101 US\$) más el promedio mensual de las ventas de productos petrolíferos \$64,953.17. La suma de estas variables es restada del total de ingresos y de esta manera es como obtenemos la utilidad correspondiente a cada supuesto de transferencia al SNR.

Las utilidades del conjunto de Pemex se obtienen a partir de los resultados de sus organismos subsidiarios, para este caso se trabaja con el supuesto constante de excluir todo aquello que distorsione la señal económica y lo que no esté en función de la capacidad de proceso de crudo por REF.

A los ingresos por exportaciones de crudo más las exportaciones de petrolíferos se le restan los egresos resultantes de la importación de petrolíferos y el costo de proceso de crudo.

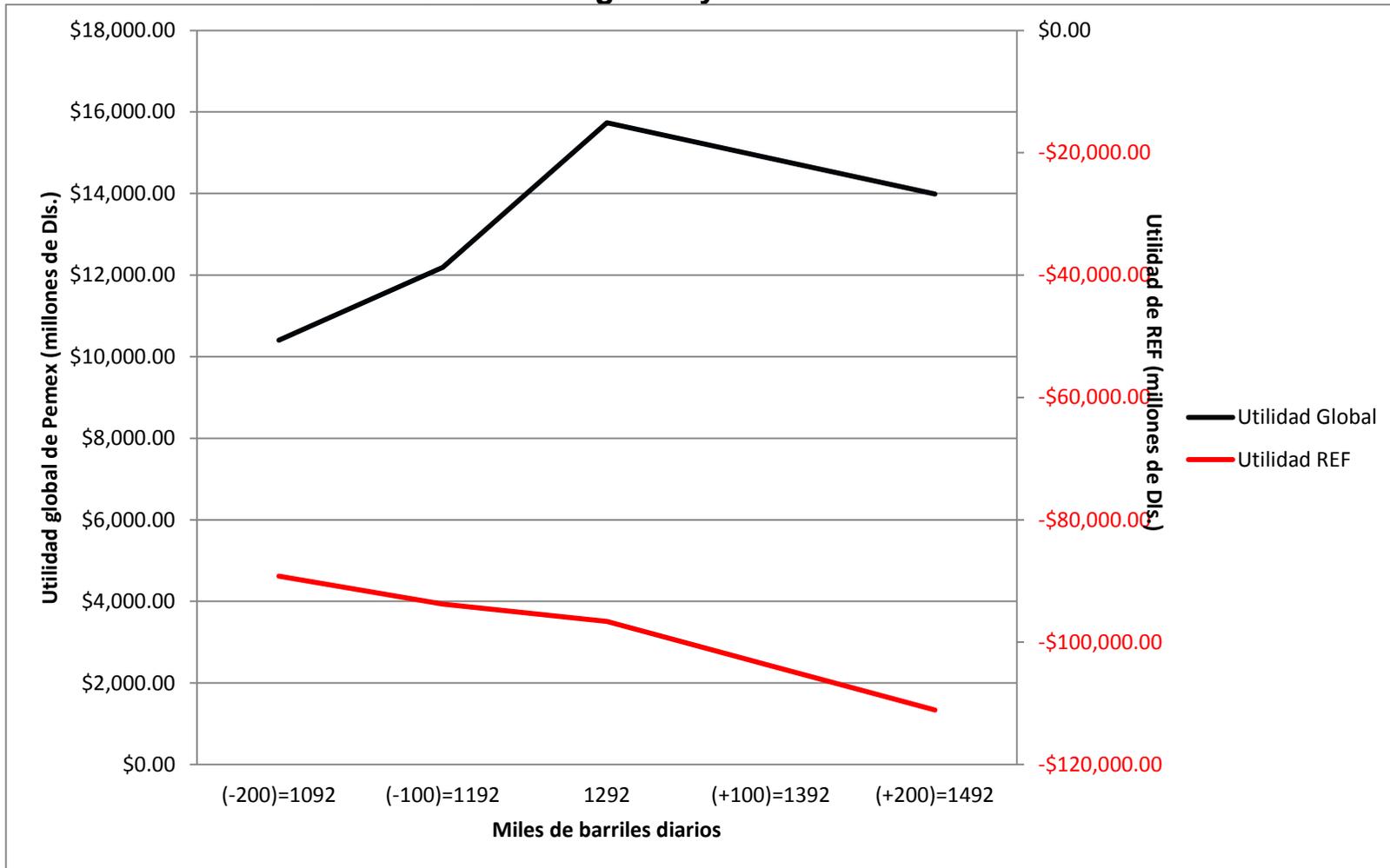
El escenario real es el más conveniente ya que al transferir una cantidad cada vez menor de barriles de petróleo crudo al SNR este supuesto mejora indudablemente sus utilidades debido a una gran reducción de costos principalmente en los procesos de crudo. No es así para el conjunto Pemex

pues con menores transferencias a REF las utilidades globales son cada vez menores debido a que este escenario implica una gran cantidad de importaciones de productos petrolíferos que no puede subsanarse con la creciente exportación de petróleo crudo que sugiere este caso.

En contraparte si las transferencias al SNR son cada vez mayores, resulta una clara caída de las utilidades de REF pues las refinadoras operan las diferentes unidades de proceso hasta la capacidad que, marginalmente, implica dejar de obtener una contribución económica. La actual capacidad instalada no permite procesar un mayor volumen de crudo, alcanzar el máximo nivel de proceso y distribución genera que los niveles de costos se incrementen notablemente debido a la insuficiente capacidad de transformación y de distribución, también la capacidad de almacenamiento es insuficiente para posponer la transformación ocasionando una creciente cantidad de inventarios no deseados de petróleo crudo que no serían aprovechados o simplemente desperdiciados, que si se transformaran o se destinarán a la exportación podrían generar ingresos a Pemex en su conjunto derivado de las ventas de exportación que en este escenario no puede suceder.

La grafica de las utilidades globales (Pemex) y unitarias (REF) ejemplifican con mayor claridad este análisis a partir de los supuestos de aumentar o disminuir al SNR las transferencias de petróleo crudo al precio del mercado marginal actual.

**Grafico IV.II.3.- Utilidad global y utilidad de Pemex Refinación**



Elaboración propia con datos del cuadro IV.I.2

Anterior a este análisis se determinó la manera de obtener el volumen procesado por el SNR, el cual al precio del mercado marginal actual, es el óptimo para maximizar el valor de la empresa. En el supuesto de incrementar la capacidad del SNR en 100 Mbd, lo que implica una reducción proporcional en el volumen destinado a la exportación, se observa una clara tendencia a la baja en las utilidades de la empresa, pues la disminución de los ingresos por ventas al exterior no se compensa por el nivel de ventas del mercado interno, esta situación se explica mediante el nivel de capacidad instalada del SNR, pues al aumentar su proceso hasta el 100% de utilización, la infraestructura actual no es suficiente para sustituir la totalidad de las importaciones de petrolíferos, los costos de proceso se incrementan de tal manera que superan por mucho a los ingresos obtenidos por la comercialización de crudo en el exterior.

Así pues, el hecho de que las transferencias realizadas al SNR disminuyan en 100 Mbd del actual volumen aunque disminuyen las pérdidas de REF, al analizar a Pemex como una empresa global, que en el presente estudio esta visión es la de mayor importancia, podemos observar que entre menor sea la cantidad transferida al SNR, la utilidad de la empresa en conjunto es cada vez menor.

Cuando se procesa menor volumen en el SNR y las pérdidas sean cada vez menores, no quiere decir que lo más conveniente sea cerrar todas las refinerías por una principal razón, pues obtener productos petrolíferos de importación más baratos que producirlos en México requiere gran infraestructura como ductos, buques o terminales marítimas y de almacenamiento que en la actualidad se encuentran casi a su máxima capacidad, entonces para satisfacer la demanda nacional de petrolíferos es necesaria una capacidad que transporte más del doble del actual volumen de importación, haciendo casi imposible contemplar este escenario con la actual capacidad instalada.

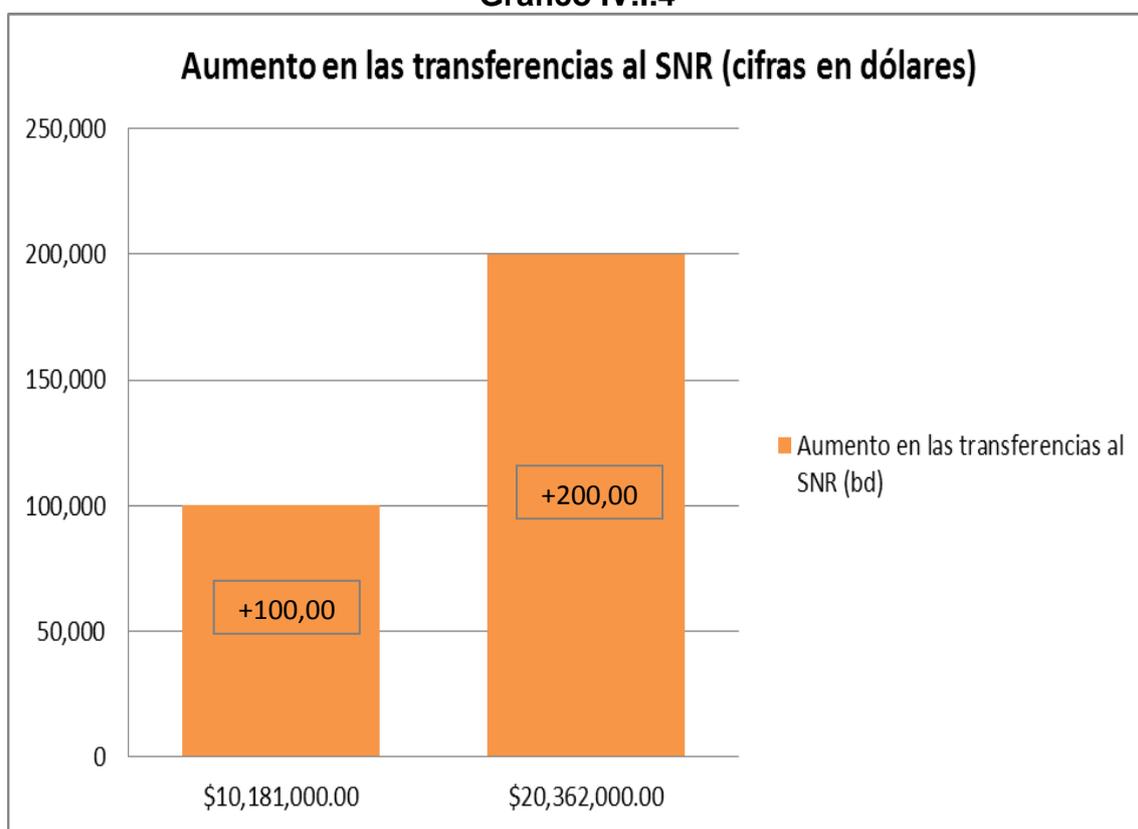
En el otro supuesto presentado en este estudio se observan aumentos en 100 Mbd en el proceso al SNR. En el primer caso cuando el nivel total del proceso fuera de 1,392 Mbd la pendiente de la curva de utilidad de Refinación aumenta si se compara cuando se procesan 1,292 Mbd, esta situación se debe a que la mayor cantidad de procesamiento de crudo por parte de las refinerías en México, no representa más que una mayor pérdida en la utilidad de REF y no solo eso pues la creciente utilidad global cae de la misma manera porque con la infraestructura vigente se tiene que seguir importando gasolinas y diesel.

Este escenario sucede por dos motivos fundamentales, la pendiente negativa en REF como en el supuesto anterior de menores transferencias, se enfrenta a su gran limitante que es la capacidad de proceso. Con el supuesto de 1,392 Mbd y hasta 1,492 Mbd que tuviera que procesar el SNR y con la capacidad instalada actual de las refinerías, ductos y buques que está casi a su máximo nivel, es suficiente para impedir el proceso del producto excedente. Asimismo, cuando se rebasa el 100% de utilización de las unidades de conversión de las refinerías (FCCs o cokers), el margen de refinación se desploma, es decir, los equipos ya no pueden producir más productos ligeros.

Otro motivo es el caso de la utilidad global, esta situación es la que determina la caída de la pendiente pues todo el volumen que no alcanza a procesar el SNR es volumen que se sacrificó para su exportación y por lo tanto el costo de oportunidad no es el que le conviene a Pemex.

En un análisis más simple se puede decir que a un precio por barril de petróleo promedio ponderado de 101.81 dls por barril (precio del mercado marginal) y por cada 100 Mbd para el SNR, se dejan de recibir exportaciones por 10, 181 miles de dólares en términos brutos, cantidad que REF no está ni cerca de compensar con su plataforma de producción actual.

**Gráfico IV.I.4**



Con datos del gráfico IV.I.3

En el gráfico IV.I.4 se observa la cantidad monetaria bruta que se deja de percibir por los supuestos aumentos en las transferencias al SNR, que pueden obtenerse mediante la venta en el exterior de petróleo crudo, este déficit por falta exportaciones no lo compensa REF con las ventas al interior debido a que no puede procesar todo el producto excedente, lo cual representa una pérdida muy importante para Petróleos Mexicanos.

## **V.- Conclusiones**

Los productos comercializados por el grupo Pemex entre sus propias líneas de negocio y a sus consumidores finales están referenciados al mercado relevante internacional. Del mercado relevante se determinó el mercado marginal, el cual le conviene a Pemex por factores geográficos y por el volumen de compras aseguradas hechas a la paraestatal, al precio del último barril colocado en este mercado es el precio del mercado marginal y es el que aplica Pemex a sus organismos subsidiarios, específicamente a Pemex Refinación.

Esta política de precios inter-organismos es la más conveniente para la empresa. Dicho de otra manera, al establecer un precio por debajo de la referencia internacional, se considera un subsidio en los precios de los bienes comercializados y por el contrario un precio superior a la multicitada referencia, Pemex estaría jugando con la renta petrolera al obtener recursos que no le pertenecen.

Ejecutar un sistema de precios de transferencia al interior de la empresa que no tome en cuenta la referencia internacional ocasiona que sea más complicado observar el valor creado en las cadenas de valor de los organismos subsidiarios, además de una transferencia de pérdidas y ganancias entre líneas de negocio que al final impactarán al corporativo pues nuevamente es necesario recordar que los organismos están alineados a las metas de la empresa en su conjunto, otro problema de no referenciar precios es que los precios de venta no estarían en función de los costos de producción lo que limita la identificación de fortalezas, oportunidades, debilidades o amenazas en todo el proceso productivo y de comercialización.

El hecho de subsidiar los precios de transferencia generaría problemas como los observados en los precios administrados (gasolinas, diesel, gas L.P.), pues anteriormente se observó que un esquema de esta naturaleza mantiene a la

demanda con una tendencia a la alza a pesar del encarecimiento generalizado del producto o por contracciones de la oferta ocasionados por factores políticos o de disminución en la producción. Una tendencia a la alza en los precios de las gasolinas ha producido que los consumidores no puedan beneficiarse en épocas de abaratamiento del producto a diferencia de E.U.A. y aunque se trate de un producto con características inelásticas en su demanda por ser un bien necesario, en época de encarecimiento del producto la demanda de hidrocarburos crece marginalmente y supera aún más a la oferta nacional orillando a Pemex a un ligero aumento en la importación de petrolíferos a costos elevados para satisfacer la rígida demanda nacional.

Los beneficios obtenidos por los precios administrados se traducen en cuidar el gasto de las familias ante la volatilidad de los mercados internacionales y aunque la tendencia a la alza del consumo de petrolíferos no sea significativa, un problema de esta situación es que los precios en México no tienen ninguna relación con el comportamiento del mercado mundial y los costos de producción, es decir, que el consumo siempre está creciendo a pesar de que el petróleo en el mundo esté en un ciclo de precios elevados, ocasionando un incremento en las importaciones debido a la falta de austeridad cuando es necesaria, pero al tener una demanda inelástica el precio no necesariamente afecta el consumo.

El subsidio en los precios de los productos comercializados por Petróleos Mexicanos beneficia a sectores o consumidores a través de la privación de beneficios de otros agentes económicos en este caso del mismo Gobierno Federal, esta situación se vuelve insostenible en el largo plazo al transferir gastos que no le pertenecen al Estado y dichos ingresos pudieran ser utilizados en diversos programas sociales de mayor necesidad que gasolina más barata.

Como se ha mencionado el sistema basado en líneas de negocio que conforman el grupo Pemex necesita un sistema de precios que brinden

transparencia en las operaciones, el establecer precios inter-organismos por debajo de las referencias internacionales es practicar comercio de manera desleal frente al entorno internacional, además, se deja de lado que solo sería una transferencia de pérdidas y ganancias entre organismos pues Pemex es una empresa global y solo se estaría jugando con la renta petrolera y se obstaculiza la identificación de operaciones ineficientes dentro de la empresa.

Además, el no brindar un trato preferencial inter-organismos no significa una pérdida potencial de ahorro, pues el sistema de precios actual permite observar los costos de oportunidad ante empresas en igualdad de condiciones en el entorno internacional, identificando vendedores o compradores que más le convengan a la empresa, y por lo tanto, dejar atrás el rezago como único proveedor y mejorar los procesos de producción y distribución. De esta manera se crea una maximización en las transferencias de hidrocarburos, pues la estructura organizacional de la empresa permite generar ahorros legítimos en logística y transporte, crédito y cobranza, además de evitar gastos de inspección de calidad. Todos estos elementos de maximización no solo son metas corporativas por línea de negocio, sino responden a la maximización de la empresa en su conjunto.

El punto más importante sobre la necesidad de un precio de transferencia en el presente estudio se refiere a observar si se maximiza el valor de Pemex en su conjunto.

En el desarrollo del análisis se demostró que las transferencias realizadas por PEP al SNR al precio del mercado marginal son las que maximizan el valor de Pemex, pues la gráfica de utilidad total expresa claramente que entre menor sea la cantidad procesada por Refinación las utilidades de dicho organismo se incrementan por la reducción de costos de producción y distribución que actualmente son muy elevados debido a la saturación en terminales marítimas, centros de almacenamiento y ductos principalmente los que prestan servicios a

la zona centro de México, esta saturación se ha liberado por el uso de alternativas de transporte poco eficientes como carro-tanques y auto-tanques de entre 6 y 13.5 veces más costosos que la distribución por ductos. Esta situación muestra que México no puede subsistir si se cerraran todas las refinerías pues el simple hecho de que las vías de distribución y almacenamiento estén a su máxima capacidad y con costos elevados impiden el abasto nacional de petrolíferos especialmente de gasolinas y diesel.

La formulación de un precio de transferencia referenciado al mercado relevante internacional ha permitido identificar ineficiencias como las que ahora se presentan, pues desde que se creó el organismo subsidiario Pemex Refinación este ha operado con pérdidas debido al rezago operativo del que es víctima, además las exigencias de la demanda futura preparan un reto aun mayor para REF, como la tendencia a sustituir el combustóleo por combustibles limpios debido a cambios en la normatividad ambiental, implicando requerimientos de calidad cada vez más estrictos. En la industria internacional de refinación se está observando como prioridad la generación de inversiones para aumentar el volumen y calidad de sus productos principalmente en plantas coquizadoras que disminuyen la producción de combustóleo.

En la última década el gobierno mexicano ha previsto la necesidad de atender las necesidades del mercado de combustibles por lo tanto se puso en marcha la reconfiguración de refinerías (Cadereyta, Madero, Minatitlán) para adicionar la capacidad de refinación especialmente en la coquización para disminuir la producción combustóleo, estas acciones no han sido las adecuadas para los resultados buscados, pues países con empresas petroleras estatales como Brasil cuentan con 16 refinerías, Arabia Saudita con 15 refinerías y China con 26 refinerías, mientras que México posee apenas 6 desde los años 80's. A pesar de este panorama Pemex se posiciona en el lugar número 13 entre las empresas de refinación a nivel mundial. La importancia de este organismo a pesar de que sus rendimientos sean negativos bajos los principios de contabilidad generalmente aceptados es digna de resaltar y rescatar, por ello

reitero que México no puede vivir solo de las importaciones de petrolíferos a pesar que haya señales económicas que así lo determinen por su ineficiente capacidad instalada en transformación, transporte y distribución, sino por los ingresos potenciales que se pueden obtener a través de la operación eficiente de todo el Sistema Nacional de Refinación.

Es evidente que las acciones tomadas hasta el momento no han sido las suficientes para adicionar la capacidad de refinación que requiere la demanda de combustibles en México. Para que esas metas planteadas desde la década anterior se alcancen es necesario destinar recursos adicionales para hacer frente al rezago operativo, y entre mayor sea el tiempo sin solución clara, el abasto nacional de combustibles no estará asegurado y la utilidad de las operaciones de Pemex global irá a la baja.

Los recursos destinados a la inversión en REF actualmente son insuficientes y una participación de terceros en actividades como la transformación y distribución siempre vigilada por el Estado resulta una alternativa para superar los rezagos de la infraestructura física de Pemex Refinación, esta participación deberá ser regulada por el Gobierno Federal con el fin de vigilar que se origine la cadena de valor a favor de la economía del país sin comprometer la soberanía del producto que puede provocar únicamente un esquema de concesiones.

Las alternativas que deben ser usadas para superar problemas al interior de REF entre las que se destacan:

- Ineficiencia administrativa y burocrática
- Insuficiencia de recursos para la recapitalizar las inversiones
- Costos de operación elevados
- Autonomía empresarial
- Transparencia y rendición de cuentas

Pemex en su conjunto tiene una producción per cápita de barril de petróleo entre todos sus trabajadores muy por debajo de otras empresas petroleras de todo el mundo. Es una realidad que la eficiencia de los trabajadores de Pemex está respaldada por una red de corrupción y burocracia que dañan a la operación de la empresa, y por lo tanto a la sociedad mexicana, por tanto se requiere un esquema de participación regulada que genere competencia y mejores niveles de eficiencia operativa que disminuyan costos, aumente la inversión, promuevan la productividad entre los trabajadores e incrementen las oportunidades de empleo a personas capacitadas y con iniciativa, sin duda es una alternativa para superar esos obstáculos que perjudican a la paraestatal.

Una participación regulada puede sin duda restablecer y mejorar la cadena de valor tan descuidada por dar prioridad a la exportación de crudo como materia prima. El generar cadenas de valor involucra no solo a las grandes empresas sino a pequeñas y medianas que pueden participar en los distintos eslabones de la industria con la posibilidad de crear clústers como en otras áreas industriales en diversas entidades federativas de México como la automotriz y la aeroespacial.

Permitir la intervención de sectores privados en esta cadena de valor trae los beneficios necesarios sin perder la soberanía de la industria y mucho menos del suelo y de los recursos extraídos del mismo. El ejemplo multicitado en distintos medios de comunicación del éxito de Brasil a la apertura de la inversión privada se traslada principalmente a refinación y distribución de hidrocarburos, pues en la actualidad dicho país cuenta con la capacidad de transformar 2.2 MMbd que es casi la totalidad de la producción de crudo en México. No sucede lo mismo en la producción de crudo, pues los niveles de producción han aumentado principalmente al descubrimiento de yacimientos hechos por Petrobras, mientras que las empresas privadas han hecho aportaciones de menor importancia a la producción de crudo.

La producción de crudo en Brasil permite la participación de empresas privadas, en un principio mediante concesiones otorgadas por el gobierno de aquel país pero actualmente con el descubrimiento de su yacimiento más grande, el Estado regresó a un sistema de producción compartida como el propuesto en la reforma energética presentada por el Presidente Enrique Peña Nieto, y por lo tanto, vigila y regula todo el proceso con el fin de mantener el control sobre los hidrocarburos.

Esta situación desalienta a las principales compañías petroleras, y por lo tanto, de la participación de su inversión en la extracción de crudo y esta ha sido la inconformidad principal de los inversionistas a la reforma propuesta en México. Es verdad que la iniciativa no es la que más genera un atractivo a la inversión privada en extracción de crudo principalmente estadounidense, pero si el verdadero carácter de la reforma es nacionalista no aceptará un sistema de concesiones como el esperado por las empresas petroleras internacionales.

Un sistema de concesiones en la extracción de crudo puede comprometer la soberanía de los hidrocarburos y con la incertidumbre de no ser la mejor alternativa para el desarrollo del país, para muestra el ejemplo de la perforación exitosa en 2011 de pozos en aguas del Golfo de México, la cual es realizada en su mayoría por empresas extranjeras y se obtiene un porcentaje de éxito del 48.5% que no representa ninguna mejora significativa en la producción y la cual Pemex puede alcanzar y superar por si sola mediante la autonomía presupuestaria, mejoras en políticas federales y los ingresos generados por la inversión privada en las cadenas de valor en áreas no estratégicas como la distribución y refinación de los hidrocarburos.

Por lo tanto, la inversión privada en exploración y producción planteada en la actual propuesta de reforma energética no representa mejora significativa en la producción de crudo por el interés insuficiente de los capitales extranjeros generado por el intervencionismo y una mayor apertura a través de concesiones si restaría el control sobre los hidrocarburos. El texto

constitucional vigente permite que el Estado pueda celebrar con Pemex y sus organismos subsidiarios contratos de utilidad compartida, por lo que la reforma constitucional en exploración y producción de crudo no representa una alternativa al desarrollo esperado de la empresa.

Un nuevo régimen fiscal para Pemex es necesario para que la empresa por sí sola pueda mejorar sus condiciones operativas en la exploración y producción de hidrocarburos, las utilidades a reinvertir deben ser superiores a las actuales y se deben reconocer los costos totales de la empresa y para que el gobierno de México pueda beneficiarse de las utilidades de Pemex es necesario flexibilizar la transferencia de recursos mediante porcentajes de utilidades y no bajo el riguroso esquema de derechos que deja a la empresa sin los suficientes recursos que se deben destinar a su propia inversión.

Otro de los retos a los que se enfrenta la paraestatal consiste en mantener los ingresos por exportaciones o incluso superarlos, no mediante la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, sino mediante el aumento de la producción del producto comercializado. De alcanzarse ese objetivo no se está garantizando el ingreso por ventas al exterior, pues en los últimos años el cliente más importante para México (E.U.A) ha incrementado su producción de manera constante y en los próximos 10 años alcanzará su autosuficiencia energética obligando a Pemex a encontrar otros mercados, por lo que la exploración de clientes estratégicos debe ser pilar fundamental en la estrategia de comercio actual por parte de la paraestatal, recuperando relevancia en mercados abandonados como el europeo o la incursión al mercado asiático específicamente de China.

Buscar soluciones al rezago operativo en ciertos sectores de Petróleos Mexicanos, aumentar la productividad per cápita entre sus trabajadores, brindar oportunidades de empleo a gente preparada y con iniciativa que se traduzca en oportunidades para la misma empresa, abastecer la demanda nacional de hidrocarburos, aumentar los niveles de producción e incrementar los niveles de inversión dentro del grupo Pemex son necesarias para la continuidad en el largo plazo por parte de la empresa.

Se ha propuesto fusionar a los organismos subsidiarios vinculados siempre al corporativo, para únicamente contar con 2 entidades: Producción y Transformación. Si esto llegara a suceder las conclusiones y el presente estudio seguirán siendo válidas debido a que aún es necesario el esquema de precios inter-organismos, en este caso solo dos y si en el supuesto de fusionar a la producción y transformación en un solo organismo, la determinación de un precio de transferencia seguiría siendo vigente.

La situación deficitaria que se mostró en este trabajo puede revertirse, pues mediante mecanismos como los precios de transferencia se ha podido identificar los sectores con rezago o ineficiencia (y plantear soluciones reales mediante este estudio) en sus operaciones como es el caso de Pemex Refinación, que a pesar de tener un déficit en sus rendimientos netos ha cumplido con su función de proveer los combustibles que México requiere para su desarrollo. Esta identificación es posible gracias a la correcta determinación del precio de transferencia entre las operaciones de Pemex Exploración y Producción con Pemex Refinación la cual refleja los costos de oportunidad, pues dicho precio está en función de la producción además de estar referenciado y mediante estas condiciones se maximiza el valor de la empresa en su conjunto.

• **Anexos (Anuario estadístico 2013)**

<b>Reservas totales de hidrocarburos (Millones de barriles de petróleo crudo equivalente MMbpce)</b>											
	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>Total</b>	<b>50,032.2</b>	<b>48,041.0</b>	<b>46,914.1</b>	<b>46,417.5</b>	<b>45,376.3</b>	<b>44,482.7</b>	<b>43,562.6</b>	<b>43,074.7</b>	<b>43,073.6</b>	<b>43,837.3</b>	<b>44,530.0</b>
Región Marina Noreste	16,947.0	15,550.6	14,781.6	15,193.5	14,086.0	13,357.7	12,785.9	12,097.2	12,081.3	12,526.3	12,490.5
Región Marina Suroeste	4,575.4	4,421.9	4,488.6	4,043.5	4,647.0	4,759.9	5,189.4	6,010.8	6,383.7	7,054.4	7,337.8
Región Norte	7,720.1	7,183.6	6,837.9	6,641.4	6,246.3	6,216.1	5,862.5	5,824.3	5,724.9	5,567.7	5,688.1
Región Sur	20,789.7	20,884.9	20,806.1	20,539.1	20,397.0	20,149.0	19,724.8	19,142.4	18,883.6	18,689.0	19,013.7
<b>Probadas</b>	<b>20,077.3</b>	<b>18,895.2</b>	<b>17,649.8</b>	<b>16,469.6</b>	<b>15,514.2</b>	<b>14,717.2</b>	<b>14,307.7</b>	<b>13,992.1</b>	<b>13,796.0</b>	<b>13,810.3</b>	<b>13,868.3</b>
Región Marina Noreste	10,505.3	9,689.7	8,809.1	8,209.4	7,652.2	7,024.6	6,712.3	6,711.8	6,283.4	6,139.4	6,163.9
Región Marina Suroeste	1,844.6	1,680.5	1,743.6	1,513.0	1,627.2	1,630.1	1,893.9	1,891.8	2,076.3	2,115.5	2,165.3
Región Norte	6,099.1	5,756.3	5,103.1	4,883.2	4,388.4	4,341.1	4,049.1	4,036.1	4,000.5	3,980.2	3,850.3
Región Sur	1,628.2	1,768.6	1,994.0	1,864.0	1,846.4	1,721.5	1,652.4	1,352.3	1,435.8	1,575.2	1,688.5
<b>Probables</b>	<b>16,965.0</b>	<b>16,005.1</b>	<b>15,836.1</b>	<b>15,788.5</b>	<b>15,257.4</b>	<b>15,144.4</b>	<b>14,516.9</b>	<b>14,236.6</b>	<b>15,013.1</b>	<b>12,352.7</b>	<b>12,305.9</b>
Región Marina Noreste	4,866.5	4,427.5	4,324.9	4,446.5	3,690.1	3,290.2	2,977.1	2,479.5	3,084.6	3,203.6	3,189.4
Región Marina Suroeste	1,230.9	1,192.2	1,191.6	997.8	1,116.0	1,404.7	1,536.9	1,529.5	1,700.0	1,976.4	2,107.2
Región Norte	1,042.5	935.1	1,005.2	1,019.6	1,229.7	1,215.3	1,140.3	1,077.4	1,168.2	1,003.4	916.7
Región Sur	9,825.0	9,450.2	9,314.4	9,324.7	9,221.6	9,234.1	8,862.6	9,150.2	9,060.2	6,169.3	6,092.6
<b>Posibles</b>	<b>12,990.0</b>	<b>13,140.7</b>	<b>13,428.2</b>	<b>14,159.4</b>	<b>14,604.7</b>	<b>14,621.2</b>	<b>14,737.9</b>	<b>14,846.0</b>	<b>14,264.5</b>	<b>17,674.3</b>	<b>18,355.8</b>
Región Marina Noreste	1,575.2	1,433.4	1,647.6	2,537.7	2,743.7	3,042.9	3,096.5	2,905.9	2,713.3	3,183.3	3,137.2
Región Marina Suroeste	1,499.8	1,549.1	1,553.4	1,532.7	1,903.8	1,725.1	1,758.5	2,589.5	2,607.4	2,962.5	3,065.2
Región Norte	578.5	492.1	729.6	738.7	628.2	659.8	673.0	710.8	556.2	584.1	920.8
Región Sur	9,336.5	9,666.1	9,497.7	9,350.4	9,328.9	9,193.4	9,209.9	8,639.8	8,387.6	10,944.5	11,232.6

## ***Fórmulas de los crudos mexicanos de exportación.***

### **COSTA ESTADOUNIDENSE DEL GOLFO DE MÉXICO**

- Istmo=  $0.40 (WTS + LLS) + 0.20 (BRENT DTD) + K$
- Maya=  $0.40 (WTS + F.O. No.6 3 \%S) + 0.10 (LLS + BRENT DTD) + K$
- Olmeca=  $0.333 (WTS + LLS + BRENT DTD) + K$

### **EUROPA**

- Istmo =  $0.887(BRENT DTD) + 0.113(F.O. No.6 3.5\% S) - 0.16 (F.O. No.6 1\% S - F.O. No.63.5\% S) + K$
- Maya =  $0.527 (BRENT DTD) + 0.467(F.O. No.6 3.5\%S)-0.25 (F.O. No.6 1\%S - F.O. No.63.5\%S) + K$

### **LEJANO ORIENTE**

- Istmo =  $(OMAN + DUBAI)/2 + K$
- Maya =  $(OMAN + DUBAI)/2 + K$

### **Dónde:**

(1) "WTS" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el petróleo crudo del tipo West Texas Sour durante el período de valoración;

(2) "LLS" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el petróleo crudo del tipo Light LouisianaSweet durante el periodo de valoración;

(3) "BRENT DTD" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el petróleo crudo de tipo Brent Dated durante el periodo de valoración;

(4) "K" es una constante que será determinada por el Grupo de Trabajo de Precios e informada al GICEH para ser aplicada a todos los cargamentos del mes en cuestión;

(5) "Oman" significa el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de Platt's para el crudo tipo Omán que aparezcan publicadas durante el período de valoración.

(6) "Dubai" significa el promedio aritmético de las cotizaciones diarias de Platt's para el crudo tipo Dubai que aparezcan publicadas durante el período de valoración.

(7) "F.O. No.6 1% S" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 1% durante el periodo de valoración;

(8) "F.O. No.6 3%S" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el combustóleo no.6 con un contenido de azufre de 3%, durante el periodo de valoración;

(9) "F.O. No.6 3.5% S" significa el promedio aritmético de los precios Platt's para el combustóleo no.6 con un contenido de azufre de 3.5% durante el periodo de valoración; y

El factor de conversión a utilizarse para convertir los combustóleos de toneladas métricas a barriles será de 6.39 para el combustóleo de 3.5% de azufre y de 6.45 para el combustóleo de 1% de azufre.

### **Nota a la aplicación de las fórmulas**

El "precio Platt's" significa en relación a cualquier día y al tipo de petróleo crudo o combustóleo de que se trate (i) el promedio aritmético del precio más alto y más bajo del tipo de petróleo crudo Brent Dated, WTS, LLS, Oman, Dubai (que se utilice en la fórmula) que se cotiza en el mercado ocasional en relación a dicho día en la publicación Platt's Crude Oil Marketwire (sección, spot assessment) y (ii) el promedio aritmético del precio más alto y más bajo de los combustóleos No.6 con un contenido de azufre del 1% ó 3% o 3.5% según sea el caso, que se cotizan en el mercado ocasional del noroeste de Europa en relación a dicho día en la publicación Platt's European Marketscan (columna, Cargoes CIF NWE Basis Ara), y en caso de Norteamérica con la publicación Platt's Oilgram U.S. Marketscan (U.S. Gulfsection, Waterborne column)

- PMI, Fórmulas de los crudos mexicanos de exportación, [<http://www.pmi.com.mx/Contenido/docsPortal/petroleocrudo/Fcrudos.pdf>: 26 de julio de 2013].

- **Glosario**

°C.....	Grados Celsius
km.....	Kilómetros
bd.....	Barriles diarios
Mbd.....	Miles de barriles diarios
MMb.....	Millones de barriles
MMbpce.....	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
Mm3.....	Miles de metros cúbicos
Mt.....	Miles de toneladas métricas
IEPS.....	Impuesto especial sobre producción y servicios
INPC.....	Índice Nacional de Precios al Consumidor
IVA.....	Impuesto al Valor Agregado
ISR.....	Impuesto Sobre la Renta
LISR.....	Ley del Impuesto Sobre la Renta
LFD.....	Ley Federal de Derechos
LIF.....	Ley de Ingresos de la Federación
DOF.....	Diario Oficial de la Federación
PEP.....	Pemex Exploración y Producción
REF.....	Pemex Refinación
SNR.....	Sistema Nacional de Refinación
PMI.....	Pemex Internacional
PPE.....	Pemex-Petroquímica
PGPB.....	Pemex-Gas y Petroquímica Básica
IMP.....	Instituto Mexicano del Petróleo
CNH.....	Comisión Nacional de Hidrocarburos
MMUSD\$.....	Millones de dólares
MM\$.....	Millones de pesos

USD\$.....	Dólares
WTI.....	West Texas Intermediate
API.....	American Petroleum Institute
IEA.....	International Energy Agency
OPEP.....	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OCDE.....	Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos
-.....	Valor nulo

- **Bibliografía**

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Diario Oficial de la Federación, México, 5 de febrero de 1917  
[<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1.pdf>]
2. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios. Diario Oficial de la Federación, México, de 16 de julio de 1992  
[<http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/Combo/L-177.pdf>: 10 de diciembre de 2012].
3. Ley de Petróleos Mexicanos. Diario Oficial de la Federación, México, 28 de noviembre de 2008 [<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPM.pdf>: 20 de diciembre de 2012].
4. Pemex (2012), Memoria de Labores, Dirección corporativa de finanzas, México. 249p.
5. Pemex (2013), Anuario Estadístico, Dirección corporativa de finanzas, México, 71p.
6. García, Karol. “Nuevo hallazgo de crudo requerirá más presupuesto: Pemex”, El Economista, México, 5 oct. 2012,  
[<http://eleconomista.com.mx/industrias/2012/10/05/mexico-tiene-nuevo-megayacimiento-petrolero-fch>: 10 de enero de 2013].

7. Pemex (2013), Informes y publicaciones, (indicadores petroleros), México, [<http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/indicador.pdf>: 12 de agosto de 2013]
8. “La merma”. Reporte Índigo, 05 de ago. 2013. 07 de ago. 2013: 3-4.
9. Comisión Nacional de Hidrocarburos (Sistema Nacional de información de Hidrocarburos), México [<http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/>: 15 de junio de 2013].
10. INEGI (2012), Banco de Información Económica (BIE), México, [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/cuadrosestadisticos/GeneraCuadro.aspx?s=est&nc=783&esq=BIEPUB&c=24396> 20 de junio de 2013].
11. Pemex (2013), Informes y publicaciones, (Estados financieros consolidados, dictaminados, México, [[http://www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX\\_EF\\_DICTAMEN\\_2012.pdf](http://www.ri.pemex.com/files/content/PEMEX_EF_DICTAMEN_2012.pdf): 30 de junio de 2013].
12. Ley Federal de derechos. Diario Oficial de la Federación, México, 31 de diciembre de 1981, [<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/107.pdf>: 3 de julio de 2013].
13. Ley de Ingresos de la Federación. Diario Oficial de la Federación, México, 17 de diciembre de 2012, [[http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIF\\_2013.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIF_2013.pdf): 3 de julio de 2013]
14. INEGI (2012), Tablero de indicadores económicos, México [<http://www.inegi.org.mx/sistemas/tableroindeco/>: 7 de julio de 2013].
15. Krauze, Enrique (1999). Los sexenios (José López Portillo, el presidente apostador) México siglo XX, Clío, México.
16. Nosotros los Petroleros (2009), núm. 10, Pemex, México pp.29.
17. Nosotros los Petroleros (2008), núm. 3, Pemex, México pp.23.

18. Nosotros los Petroleros (2012), núm. 13, Pemex, México pp.31.
19. Nosotros los Petroleros (2011), núm. 10, Pemex, México pp.31.
20. PDVSA (2005), “Glosario petrolero”.  
[[http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid\\_temas=51&newsid\\_idterm=2&newsid\\_termino=G&newsid\\_lugar=1](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/glosario/search.tpl.html&newsid_temas=51&newsid_idterm=2&newsid_termino=G&newsid_lugar=1):  
15 de julio de 2013].
21. Zona económica (2011), [<http://www.zonaeconomica.com/petroleo/wti>:  
15 de julio de 2013].
22. Instituto Mexicano del Petróleo, (2011),  
[<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>: 15 de julio de 2013]
23. Energía a Debate (2006), núm. 17, México, pp.57.
24. Energía a Debate (2012), núm. 50, México, pp.58
25. Energía a Debate (2012), núm. 51, México, pp.66.
26. Energía a Debate (2012), núm. 52, México, pp.110.
27. Energía a Debate (2012), núm. 53, México, pp.74.
28. Ley del Impuesto Sobre la Renta, artículo 216. Diario Oficial de la Federación, México. 1º de enero de 2002  
[<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/82.pdf>: 25 de julio de 2013].
29. García, Karol y Amador, Octavio. “Iniciativa de EPN priorizó control estatal del petróleo: SENER”, El Economista, México, 16 ago. 2013, p. 4 y 5.
30. Carriles, Luis. “Prevén régimen de transición para Pemex”, El Economista, México, 11 sep. 2013, p. 4 y 5.
31. Estrop, Armando. “Ideas viejas... Discursos nuevos. Reporte Índigo, México, 24 sep. 2013, p.12-15.

32. López, Alejandra. "Pierde Pemex". Reforma, México, 26 oct. 2013, primera plana.
  
33. PMI, Fórmulas de los crudos mexicanos de exportación, [<http://www.pmi.com.mx/Contenido/docsPortal/petroleocrudo/Fcrudos.pdf>: 26 de julio de 2013].