



Instituto Tecnológico de Estudios  
Superiores de Monterrey

Campus Ciudad de México

***Propuesta de un Modelo Alternativo de Valuación de  
Empresas Estratégicas, que exploran y explotan  
recursos naturales propiedad de una Nación (Caso  
Pemex)***

TESIS QUE PARA RECIBIR EL TÍTULO DE DOCTORADO EN  
CIENCIAS FINANCIERAS  
PRESENTA

***Araceli Espinosa Elguea***

Director de tesis:  
Dr. Humberto Valencia Herrera

Lectores de tesis:  
Dr. Fausto Membrillo Hernández, Dr. Gerardo Arturo Isaac Dubcovsky

México, D.F. a 16 de agosto de 2011

## **Agradecimientos**

Agradezco a Dios por la oportunidad que me dio de estudiar este Doctorado en Ciencias Financieras. Dedicada a María y a Juan Pablo II.

Me agradezco por la salud, el tiempo y la paciencia de todos estos años.

A mis inseparables compañeros de vida: mis padres Víctor y Cecilia, mi hija Araceli Berenice y en especial a mi hermana Silvia por todo su apoyo.

A mis sobrinos Gaby, Vic, Uli y Basti. A mis hermanos Victor, Rogelio y Angel y a Norma, Angie y Luis. A mi tío Gustavo Espinosa Ruíz, con cariño. A mi hija adoptiva Daniela Neykova.

Al Doctor Humberto Valencia, por su dedicación durante tanto tiempo para dirigir este trabajo, así como a la guía de los Doctores Fausto Membrillo, Gerardo Dubkovsky y José Antonio Núñez.

Mi siempre admiración y gratitud al Dr. Francisco Venegas Martínez.

Gracias al ITESM Campus Cd. de México, y a sus excelentísimas Bibliotecas General y de Graduados, donde recibí un gran apoyo de todo el equipo y en especial a Virginia Coria Mondragón.

Gracias a Jorge, que me acompañó varios años en este proceso.

Gracias a todos a mis compañeros de estudios, principalmente al Dr. Guillermo Sierra.

Gracias a mis queridas amigas: Carmen, Guille y Sofía por su amistad y paciencia.

Gracias a Scotia Capital y en especial al apoyo de mis queridos jefes y amigos: el Ing. Carlos A. Kretschmer, el Dr. Joe Kogan, y el CFA Marcos Durán. También con cariño a José Antonio Orvañanos, José Tapia y Paul Eddy.

Y gracias a todos mis Maestros de Vida, que llegaron a mí cuando más lo necesitaba. Al Psicólogo Motivacional J.L. Aguilar gracias por su apoyo para concluir el proceso.



Hacemos constar que en la Ciudad de México, el día 16 de agosto del 2011, la alumna:

**Araceli Espinosa Elguea**

Sustentó el Examen de Grado en defensa de la Tesis titulada:

**“Propuesta de un Modelo Alternativo de Valuación de Empresas Estratégicas, que exploran y explotan recursos naturales propiedad de una nación (Caso Pemex).”**

Presentada como requisito final para la obtención del Grado de:

**DOCTORADO EN CIENCIAS FINANCIERAS**

Ante la evidencia presentada en el trabajo de tesis y en este examen, el *Comité Examinador*, presidido por la **Dr. Fausto Humberto Membrillo Hernández**, ha tomado la siguiente resolución:

*— Aprobada —*



---

**Dr. Humberto Valencia Herrera**  
*Director de Tesis*



---

**Dr. Fausto Membrillo Hernández**  
*Lector*



---

**Dr. Gerardo Arturo Isaac Dubcovsky  
Rabunovich**  
*Lector*



---

**Dr. José Antonio Núñez Mora**  
*Director del Programa Doctoral  
En Ciencias Financieras*

# ÍNDICE

		<b>Página</b>
<b>Resumen</b>		<b>5</b>
<b>Introducción:</b>	<b>Objetivo de la Tesis</b>	<b>6</b>
<b>Capítulo 1.</b>	<b>Entendiendo a Pemex</b>	<b>13</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Estructura Organizacional 13</li> <li>b) Principales Subsidiarias 14</li> <li>c) Historia 16</li> <li>d) Reservas Petroleras: 20                             <ul style="list-style-type: none"> <li>d.1. Qué son las Reservas</li> <li>d.2. Proyectos Estratégicos</li> </ul> </li> <li>e) Productos y Clientes 29</li> <li>f) Principales Competidores 32</li> <li>g) Eficiencia Operativa 37</li> <li>h) Pasivos Laborales 38</li> <li>i) Reforma Energética 41</li> <li>j) Marco Regulatorio: 46                             <ul style="list-style-type: none"> <li>j.1. Organismos Reguladores</li> <li>j.2. Legislación Ambiental</li> <li>j.3. Reforma Fiscal                                     <ul style="list-style-type: none"> <li>j.3.1. Derechos</li> <li>j.3.2. Impuestos</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>k) Programa de Inversiones 59</li> <li>l) Fuentes de Financiamiento 60</li> <li>m) Relación Pemex con Riesgo Soberano 61</li> </ul>	
<b>Capítulo 2.</b>	<b>Teoría Clásica de Valuación de Empresas y su aplicación en Pemex</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Teoría sobre Método de Flujos Descontados <b>63</b></li> <li>b) Aplicación en Pemex, bajo diferentes escenarios <b>66</b></li> </ul>	
<b>Capítulo 3.</b>	<b>Propuesta de un Modelo Alternativo de Valuación de Empresas Estratégicas que</b>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Teoría sobre Financiamiento Estructurado y bursatilización de flujos operativos <b>91</b></li> </ul>	

	<b>exploran y explotan recursos naturales propiedad de una Nación</b>	b) Aplicación en Pemex, bajo diferentes escenarios	<b>106</b>
<b>Capítulo 4.</b>	<b>Conclusiones</b>		<b>112</b>
<b>Anexos</b>	<b>Anexo 1</b>	Definiciones de instrumentos financieros derivados utilizados en el financiamiento estructurado	<b>115</b>
	<b>Anexo 2</b>	Glosario	<b>121</b>
	<b>Anexo 3</b>	Pemex en cifras	<b>127</b>
<b>Bibliografía</b>			<b>129</b>

## Resumen

El realizar un ejercicio de valuación de empresas descentralizadas que exploran y explotan recursos naturales (como es el caso de Pemex), interpretándolas bajo la óptica de un “Vehículo de Propósito Especial” (VPE), modelado como deuda estructurada, permite un análisis más profundo cuando la entidad no es dueña de los activos generadores de su flujo operativo, cuando presenta un capital contable negativo, cuando su generación de flujo libre de efectivo es negativo y cuando está sujeta a un régimen fiscal asumido como pagos de regalías que no le permiten la deducibilidad de la deuda. Además, dada su elevada carga tributaria que la obligan a emitir deuda para financiar sus inversiones de capital, no es claro si podrá generar recursos para cubrir sus pasivos laborales y/o financieros particularmente si hay reducciones en los precios de los energéticos, por lo que se modelan estas obligaciones como opciones. En resumen, a través de este enfoque de análisis y valuación se facilita la identificación de factores clave en el desempeño operativo y financiero de la entidad, permite modelar escenarios y opciones implícitas, resultando en una herramienta valiosa para sus inversionistas.

## **I. Introducción / Objetivo de la Tesis**

El objetivo de esta tesis doctoral es proponer un ejercicio de valuación de empresas descentralizadas que exploran y explotan recursos naturales (como es el caso de Pemex), interpretándolas bajo la óptica de un “Vehículo de Propósito Especial” (VPE), modelado como deuda estructurada, permitiendo un análisis más profundo cuando la entidad no es dueña de los activos generadores de su flujo operativo, cuando presenta un capital contable negativo, cuando su generación de flujo libre de efectivo es negativo y cuando está sujeta a un régimen fiscal asumido como pagos de regalías que no le permiten la deducibilidad de la deuda. Además, dada su elevada carga tributaria que la obligan a emitir deuda para financiar sus inversiones de capital, no es claro si podrá generar recursos para cubrir sus pasivos laborales y/o financieros particularmente si hay reducciones en los precios de los energéticos, por lo que se modelan estas obligaciones como opciones. De esta forma también se facilita la identificación de factores clave en el desempeño operativo y financiero de la entidad, permitiendo modelar escenarios y opciones implícitas, resultando en una herramienta valiosa para sus inversionistas.

En este documento, el concepto de capital contable será la diferencia entre activo total y pasivo total, y que aparece en el balance general de Pemex elaborado bajo principios de contabilidad a los que esté sujeta la entidad: IFRS, USGAAP, MEXGAP. Cuando me refiera al valor de capital, estaré refiriéndome al valor presente del flujo de efectivo libre, es decir, el valor presente de los flujos finales con lo que se queda el accionista, después de los movimientos de capital de trabajo, inversiones y/o necesidades de financiamiento.

La propuesta de esta tesis surge ante limitaciones que encontré al tratar de valuar a Petróleos Mexicanos (Pemex) bajo modelos “tradicionales” del mundo financiero, como el “Modelo de Flujos Descontados”, (o DCF por sus siglas en inglés de “Discounted Cash Flow”), o cuando traté de utilizar modelos de valuación de riesgo crediticio como el de Robert Merton que requieren estructuras financieras con aportaciones positivas de capital accionario.

Pero la razón más importante fue cuando comprendí que Petróleos Mexicanos es solo un instrumento (en forma de empresa) que es utilizado por el gobierno para

poder explorar, explotar y comercializar los yacimientos de hidrocarburos. Es decir, Pemex no es dueño de estos activos, sino solo a nombre del gobierno, realiza su actividad productiva y comercial.

El gobierno “vende anticipadamente” todos los flujos operativos esperados de dichos yacimientos a Pemex. Al mismo tiempo Pemex paga dichos flujos al gobierno, con recursos que obtiene a través de emisiones de deuda. Esta deuda se va amortizando con los recursos provenientes de la venta futura de los hidrocarburos.

La propuesta de esta tesis es mostrar que los modelos tradicionales de valuación de empresas puedan ser complementados o combinados, cuando vemos a este tipo de entidades como si fueran un fideicomiso o “Vehículo de Propósito Especial” (VPE) al cual le son transferidos o vendidos los flujos operativos valuados a valor presente. Así también podremos valorar a estas empresas como si fueran un bono estructurado.

Asumiendo a Pemex como un VPE, podremos constatar que aún bajo su actual estructura financiera y legal, el valor presente de sus flujos operativos es suficiente para cumplir con todas sus obligaciones financieras, siempre que el precio del petróleo sea superior a US\$50 dólares. El valor de la empresa puede cambiar si hacemos supuestos de reducción de regalías, o de pasivos laborales, tal y como se explica en el Capítulo 3.

Visto de otra forma, el enfoque del análisis propuesto es el mismo que el de las bursatilizaciones de activos y/o de flujos que conocemos actualmente.

- La primera limitación para una valuación por DCF para Pemex radica en su estructura de capital, es decir a la proporción en que los activos son fondeados con pasivo o con aportación directa de los accionistas. Al 31 de diciembre de 2010, el capital contable de Pemex, reportado bajo Normas de Información Financiera o NIF, es una cifra negativa de MXN -\$113.7 miles de millones (equivalente a US - \$9.2 miles de millones), mientras que el valor total del pasivo a esta misma fecha fue de MXN\$ 1,506 miles de millones (o expresado en dólares US\$121.9 miles de millones).

La estructura de capital actual o estimada para Pemex, es necesaria para calcular la tasa promedio ponderada del costo de capital (o WACC, por las siglas en inglés de “Weighted Average Cost of Capital”), la cual se utiliza para descontar los flujos operativos proyectados de una empresa y obtener su valor presente bajo el DCF.

Asimismo, la estructura de capital se utiliza para alimentar un modelo de valuación de riesgo crediticio, como el propuesto originalmente por Robert Merton o por los que han sido actualizados en años subsecuentes.

Estas limitaciones pueden “superarse” suponiendo estructuras de capital futuras ficticias, donde exista una aportación mayor de capital o donde los flujos operativos fueran reinvertidos, en lugar de destinarse en su totalidad al pago de derechos o regalías.

Considero que difícilmente podremos ver hechas realidad estas estructuras “ficticias”, bajo los actuales estándares contables, legales y/o políticos. No estoy analizando en este trabajo un posible efecto inicial al capital contable de Pemex que podría originarse por la adopción de nuevas reglas contables internacionales, obligatorias en México a partir de 2012 (IFRS).

Además el capital contable negativo de Pemex ha originado un sinnúmero de cuestionamientos o dudas de parte de los inversionistas, tratando de entender porque desde un punto de vista legal, Pemex no ha solicitado el concurso mercantil (reestructura financiera) o no se encuentra en situación de quiebra.

En los capítulos 2 y 3, veremos que el valor presente de los flujos proyectados de Pemex (aún después del pago de derechos y regalías) y el valor de los bonos con opciones del VPE propuesto, es una cifra que bajo varios escenarios resulta ser suficientemente grande para cubrir todos los pasivos financieros de la empresa, arrojando un valor residual positivo, que puede asimilarse al valor de su capital.

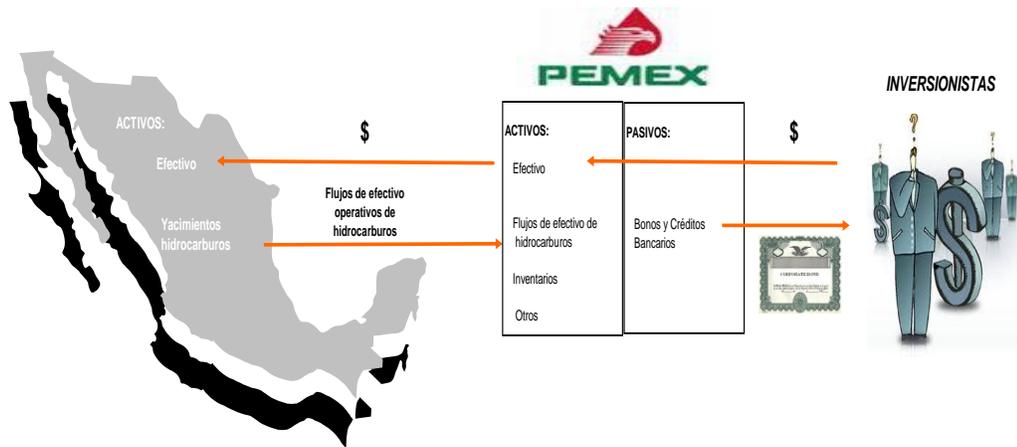
- La segunda limitación que encontré fue nuevamente al momento de calcular el WACC, ya que al tratar de incorporar el componente de deducibilidad del

costo de la deuda, este tipo de empresas no están sujetas al pago de tasas corporativas de impuestos (Impuesto sobre la Renta), sino más bien al concepto de regalías o derechos que pagan a la nación. En este caso resulta más difícil suponer una tasa adecuada para deducibilidad y/o en su caso dejar de incluir alguna, con el propósito de hacerlo comparable con otras empresas.

Las bursatilizaciones o ventas de activos se realizan cuando una empresa necesita liquidez anticipada, y una manera de lograrlo es vendiendo ciertos activos productivos a un fideicomiso. El fideicomiso pagará los activos adquiridos casi en forma inmediata, a través de emisiones propias de deuda, que estarán respaldadas con la cobranza o con la liquidez esperada de los activos adquiridos.

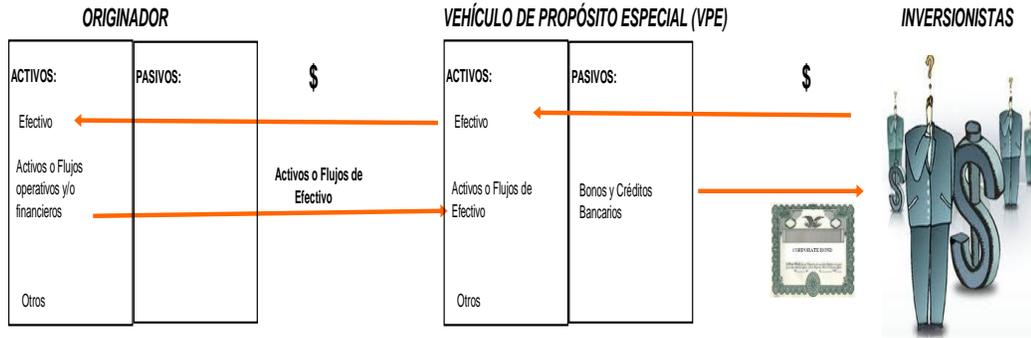
El siguiente cuadro muestra el mecanismo de venta de flujos operativos a Pemex:

**Cuadro 1:** Mecanismo de venta de flujos operativos de México a Pemex



El esquema anterior es un mecanismo similar al utilizado en una de las áreas del Financiamiento Estructurado, que es la “bursatilización” o venta de activos, como se muestra en el cuadro número 2.

**Cuadro 2.** Esquema tradicional de “bursatilización” o venta de activos.



Este modelo alternativo o complementario de bursatilización de activos, en mi opinión puede aplicarse a cualquier tipo de empresa descentralizada, y que por razones estratégicas su misión sea la exploración y explotación de recursos naturales propiedad de una nación.

Al igual que otras empresas descentralizadas que operan de forma estratégica para llevar a cabo la exploración y explotación de recursos naturales, Pemex está sujeta a importantes compromisos fiscales (regalías) y financieros, que le impiden que sus inversiones de capital, que en promedio ascienden a US\$20 mil millones anuales, puedan financiarse con los recursos generados por su operación.

En 2010 el flujo de efectivo derivado del resultado antes de impuestos ascendió a MXN\$775.4 miles de millones, o su equivalente en dólares de US\$62.7 miles de millones, del cual el 80% fue utilizado para pagar derechos e impuestos, mientras que el 10% se destinó a pago de intereses. Al cierre de ese mismo año, el saldo de la deuda con costo fue de MXN\$664.7 miles de millones (US\$53.8 miles de millones).

Es también importante mencionar, que el orden de los capítulos de esta tesis, tiene el propósito de mostrar que fue necesario hacer una investigación profunda de Pemex, para entenderla y poder proyectar sus flujos operativos y el valor presente de los mismos.

Este trabajo contiene los modelos de proyección de los estados financieros de la empresa petrolera hasta el año 2020, contruidos en hojas de cálculo de Excel, los diferentes escenarios de valuación, así como el cálculo de valuación de Pemex suponiendo que es un bono estructurado, incluyendo opciones que modifican su valor.

Entender a Pemex no es fácil, por lo que realicé una larga investigación y análisis de su historia, la cual coincide con la historia socio-política de México, al menos en los últimos 100 años. Por tal motivo el Capítulo 1 está dedicado a entender a la empresa, desde sus orígenes hasta la Reforma Energética que entró en vigor a partir de 2008 y más recientemente con la aprobación de los “Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción” (antes “Contratos Incentivados”) como una forma alterna de exploración y explotación en forma conjunta con la inversión privada.

El segundo capítulo presenta la valuación de los Flujos Netos Operativos (FNO) de Pemex a través del Modelo de Flujos Descontados y bajo diferentes escenarios probables que afectan su valor. El Modelo de Valuación bajo Flujos Descontados, con los supuestos necesarios para poder aplicarse, se encuentran disponibles en formatos de Excel, para todos los escenarios propuestos en esta tesis.

El capítulo tres presenta el modelo alterno de valuación de Pemex y los diferentes riesgos que enfrenta, para poder ser analizada como una bursatilización de flujos operativos. Se valúan dichos flujos, incorporando opciones financieras basados en los escenarios de valuación obtenidos por DCF.

El capítulo 4 contiene las conclusiones de esta tesis.

Los anexos son muy importantes, ya que el Anexo 1 contiene las cifras estimadas de los estados financieros de Pemex hasta el año 2020. (los archivos en Excel son información separada de este documento).

El Anexo 2 contiene definiciones de instrumentos financieros derivados utilizados en el financiamiento estructurado.

El Anexo 3, contiene un glosario de términos utilizados en este documento.

El Anexo 4 contiene un cuadro preparado por la propia empresa, que se denomina “Pemex en cifras” y que es una herramienta útil de ver a Pemex en forma rápida.

## Capítulo 1

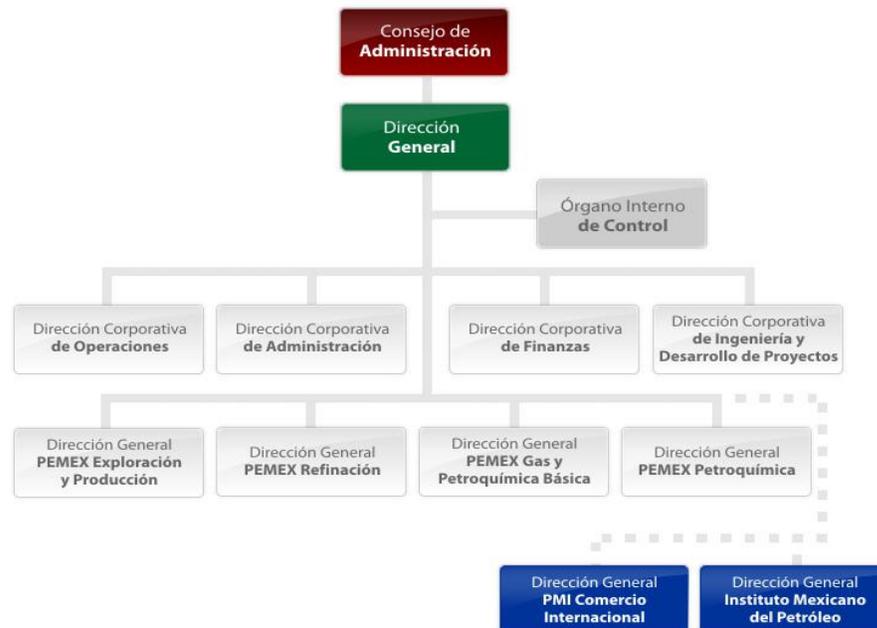
### Entendiendo a Pemex

#### a) Estructura Organizacional

Petróleos Mexicanos fue fundada en 1938, y es la mayor empresa en términos de activos de México, así como es el mayor contribuyente fiscal del país. Sus activos totales al 30 de Septiembre de 2010 ascendieron a MXN\$ 1,387.5 miles de millones (US\$ 110.1 miles de millones).

Al igual que otras empresas petroleras del mundo, desarrolla toda la cadena productiva de la industria, desde la exploración, hasta la distribución y comercialización de hidrocarburos.

#### Estructura Organizacional Vigente:



Fuente: Informe Anual Pemex 2009

## b) Principales Subsidiarias

Pemex a través de su integración vertical tiene bajo su control tareas como la exploración, perforación, producción, transporte, refinación, comercialización, distribución comercial y la venta al detalle de los productos que procesa. Esto le ha servido para reducir costos relacionados. Dado el tamaño de las reservas probadas y de sus activos, PEMEX se posiciona como una empresa competitiva dentro de un sector estratégico a nivel mundial.

PEMEX							
Información por Segmentos							
	<u>Exploración y Producción</u>	<u>Refinación</u>	<u>Gas y Petroquímica Básica</u>	<u>Petroquímica</u>	<u>Compañías Subsidiarias y Corporativo</u>	<u>Eliminaciones entre entidades</u>	<u>Total</u>
	(Ps. MM)						
<b>Del 1 de enero al 30 de septiembre de 2010</b>							
	Exploración y explotación del petróleo y el gas natural, así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;	Procesos industriales de refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y	Procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y derivados; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos, así como derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, y en adición al almacenamiento, transportación, distribución y	Procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización;			
Ventas totales	727,628	449,172	151,689	31,239	678,961	(1,099,673)	939,017
Rendimiento bruto	556,845	(78,624)	9,544	(3,773)	37,829	(33,433)	488,389
Rendimiento de operación	532,117	(114,451)	1,221	(11,558)	6,476	(295)	413,510
Resultado integral de financiamiento	(20,310)	(8,139)	2,007	(409)	17,231	(3)	(9,624)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	477,081	2,802	1,077	217	3,318	-	484,495
Rendimiento neto	33,158	(66,992)	3,242	(12,398)	(17,639)	39,209	(21,420)
Total activo	1,513,467	534,553	142,280	89,569	1,811,072	(2,703,090)	1,387,850
Total pasivo	1,221,668	581,186	92,256	77,352	1,863,674	(2,359,738)	1,476,398
Pasivo de corto plazo	452,507	326,143	29,428	16,452	1,235,472	(1,822,125)	237,878
Reserva para beneficios a empleados	220,402	217,667	54,176	60,160	87,319	-	639,724
Patrimonio	291,799	(46,633)	50,024	12,217	(52,602)	(343,352)	(88,548)
<b>EBITDA</b>	<b>584,278</b>	<b>(107,747)</b>	<b>3,877</b>	<b>(10,704)</b>	<b>6,966</b>	<b>(295)</b>	<b>476,375</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>80%</b>	<b>-24%</b>	<b>3%</b>	<b>-34%</b>			
<b>Part. % en Ventas Consolidadas de Pemex</b>	<b>77%</b>	<b>48%</b>	<b>16%</b>	<b>3%</b>	<b>72%</b>	<b>-117%</b>	
<b>Part. % en EBITDA Consolidada de Pemex</b>	<b>123%</b>	<b>-23%</b>	<b>1%</b>	<b>-2%</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>	

**PMI Comercio Internacional:** El Grupo PMI realiza actividades de comercialización internacional de los productos de PEMEX, excepto el gas natural, el cual es comercializado directamente por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). El objetivo del Grupo PMI es ayudar a maximizar la rentabilidad y optimizar las operaciones a través del comercio internacional, facilitando el vínculo con los mercados internacionales y buscando oportunidades de negocios en la comercialización de productos elaborados o requeridos por PEMEX. El Grupo PMI

lleva a cabo la venta en los mercados internacionales de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y adquiere en los mercados externos aquellos que se requieren para cubrir la demanda interna. Las ventas y compras de productos derivados del petróleo (refinados, petroquímicos y gas licuado de petróleo) en los mercados internacionales se realizan a través de PMI Trading. PMI Trading también realiza operaciones con terceros, operaciones de fletamento y de administración de riesgos. Tiene oficinas en México, Houston y Madrid.

### **c) Historia**

La Historia de Pemex en este trabajo de tesis doctoral, resulta ser un factor relevante para entender su calidad crediticia. El petróleo y sus derivados son una de las principales riquezas de México que han contribuido en gran parte al sustento de familias y de sectores económicos durante casi 100 años.

Sin embargo, la magnitud de esta riqueza, conlleva al mismo tiempo grandes intereses políticos y económicos que constituyen restricciones al crecimiento del sector energético y de la propia empresa.

Para la población mexicana y también para otros países latinoamericanos, sus empresas nacionales, significan entre otras muchas cosas, un símbolo nacional y una parte fundamental de su soberanía y de sus independencias.

Es interesante destacar, que aún con la actual limitación a la inversión privada en su capital, Pemex mantiene pasivos con la iniciativa privada (bonos y préstamos bancarios) por un monto aproximado de MXN\$631,859 millones, o USD\$48,386 millones, mientras que el capital contable de la empresa es negativo. Sin estos recursos de financiamiento, Pemex no podría realizar inversiones de capital, que le permiten seguir a la vanguardia tecnológica y por consiguiente mantener al menos constante su nivel de producción de petróleo. Además tampoco podría dar revolvencia a sus vencimientos de deuda.

El resultado operativo, histórico y proyectado de Pemex muestra gran fortaleza, destinándose casi en su totalidad al pago de impuestos, mismos que representan aproximadamente el 30% de los ingresos del Gobierno Federal.

Si bien se han llevado a cabo modificaciones a algunas leyes y en Noviembre de 2008 se aprobó la “Reforma Energética”, que permite una ligera reducción en la carga fiscal de Pemex, esta liberación de recursos es poco significativa para atender las necesidades de inversión que requiere la empresa. Como ya se comentó Pemex necesita de tecnología de punta para poder explotar el potencial de hidrocarburos existentes en el subsuelo mexicano y esto implica la participación y apoyo de grandes capitales.

La apertura del capital de Pemex a los privados, es un tema casi imposible. Por tal motivo se han estudiado mecanismos alternos de inversión en Pemex, destacando que el pasado 24 de Noviembre de 2010, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó los “Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción” (antes “Contratos Incentivados”) para una primera ronda de licitación en tres áreas de campos maduros de la región sur: Santuario, Carrizo y Magallanes. Con estos contratos PEMEX inicia un programa estratégico de licitaciones públicas para expandir y fortalecer sus operaciones, y posteriormente también en campos maduros de la región norte, en el proyecto Chicontepec y en aguas profundas del Golfo de México.

Con este nuevo esquema de prestación de servicios, las reservas y la producción de hidrocarburos permanecen en exclusiva en propiedad de México. El pago al prestador de servicios se da mediante una tarifa por barril extraído, más una recuperación de costos, generando un flujo de efectivo neto para Pemex.

Las reservas probadas de campos maduros en el país representan casi 30 por ciento de las reservas totales.

Algunas empresas petroleras en Latinoamérica (por ejemplo Petrobras en Brasil) han adoptado modelos de operación con participación de terceros, e inclusive participación de la iniciativa privada en su capital y los resultados han sido exitosos, reflejándose en desarrollo económico.

### **Principales Acontecimientos Históricos:**

**1901:** El Presidente Porfirio Díaz expide la Ley del Petróleo, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros.

**1917:** La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos determina el control directo de la Nación sobre todas las riquezas del subsuelo.

**1918:** El gobierno de Carranza establece un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos que estaban bajo el control de empresas extranjeras.

**1920:** Existen en México 80 compañías petroleras productoras y 17 exportadoras, cuyo capital era integrado en un 91.5% por anglo-norteamericanos.

**1921:** Descubrimiento del yacimiento terrestre “La Faja de Oro” con lo que México se coloca como segundo productor mundial, con reservas de 193 millones de barriles.

**1934:** Nace Petróleos de México, A. C., como encargada de fomentar la inversión nacional en la industria petrolera.

**1935:** Se constituye el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, cuyos antecedentes se remontan a 1915.

**1938:** El 18 de marzo, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decreta la expropiación petrolera a favor de la Nación Mexicana, indemnizando a las compañías petroleras el importe de sus inversiones. Posteriormente, el 7 de junio de ese año se crea Petróleos Mexicanos como organismo encargado de explotar y administrar los hidrocarburos.

**1942:** Se firma el primer Contrato Colectivo de Trabajo entre el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana y Pemex.

**1971:** Se expide la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos.

Se da impulso a la refinación.

Descubrimiento del yacimiento marino **Cantarell**, considerado uno de los más importantes a nivel mundial, ubicándose en segundo lugar, tan sólo superado por el Complejo Ghawar, en Arabia Saudita. Cantarell inició operaciones en 1979.

**1979:** Descubrimiento del segundo yacimiento más importante del país, después de Cantarell: Maalob1 con reservas que equivalen a cuatro mil 786 millones de barriles de crudo.

**1992:** Se expide una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios definiendo una nueva estructura orgánica:

- PEMEX Exploración y Producción (PEP)
- PEMEX Refinación (PR)
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- PEMEX Petroquímica (PPQ)

**2008.** En noviembre de 2008 se aprueba la Reforma Energética

**2010.** El Consejo de Administración de Pemex aprueba los “Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción” (antes “Contratos Incentivados”).

#### **d) Reservas Petroleras**

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y con la Ley Reglamentaria de Pemex, todo el petróleo, así como todas las reservas de hidrocarburos dentro de México son propiedad de la Nación.

Únicamente Pemex y sus Organismos Subsidiarios tienen derecho exclusivo de extraer y vender la producción de éstas reservas **y no son de su propiedad**.

Uno de los activos más importantes de México son sus reservas de petróleo y gas y por lo tanto son el principal “motor” en la generación de ingresos para Petróleos Mexicanos.

Aunque México tiene la fortuna de que estos recursos naturales formen parte del territorio nacional, estos no tendrían un valor económico sino se les inyecta inversión de capital, para mantenerse a la vanguardia en “transferencia de tecnología o “know how” de la industria y además se requiere el financiamiento de proyectos que generan muchos años de costos y gastos de exploración y explotación.

El petróleo y gas forman parte de una industria en la que los Modelos de Probabilidad Binomial pueden ser utilizados para explicar su comportamiento, ya que todo el esfuerzo antes mencionado no necesariamente representa un “éxito” en el hallazgo y/o explotación de dichas reservas. Muchas veces el resultado es un “fracaso”.

Debido a que se trata de recursos naturales no renovables, es un reto para Pemex el incrementar la “tasa de restitución” de reservas probadas. Es decir que por cada barril de petróleo que se extraiga del subsuelo este debe ser reemplazado en forma paralela, para mantener el negocio en marcha en el largo plazo y al mismo tiempo pueda mantener su valor como empresa.

Actualmente la “tasa de restitución” de reservas probadas es de 77%, y Pemex se ha puesto la meta de llegar al menos a un 100% en el año 2012. También este

indicador revela en gran parte el nivel de eficiencia y/o de tecnología a la que deben recurrir las empresas petroleras para mantener estable la producción en el largo plazo. Pero en un caso extremo, una vez que ya se hicieron todos los esfuerzos posibles para restituir reservas, entonces la “tasa de restitución” se convierte en una señal del decaimiento de estos recursos naturales.

Como parte de la eficiencia, hay que considerar la velocidad con la que se recuperan los volúmenes de producción con descubrimientos, delimitaciones en la plataforma continental, desarrollos y revisiones.

Pemex utiliza el método contable de “Esfuerzos Exitosos” para dar un reconocimiento monetario a las inversiones incurridas que soportan el valor de las reservas. A través de este método contable, Pemex reconoce en resultados los costos y gastos, cuando se ha tenido éxito en el desarrollo de reservas, y capitaliza aquellos relacionados con reservas aún probables.

En el siguiente capítulo se explican a detalle estos lineamientos que he aplicado al Modelo de Valuación de Flujos Descontados con el fin de proyectar los costos y gastos para el período 2010-2020.

Asimismo, como parte del proceso de investigación de este trabajo, tuve la oportunidad de visitar en el mes de Abril de 2010, a un equipo especializado de geólogos de Petróleos Mexicanos (en trabajo conjunto con mis colegas de Scotia Capital) para entender y conocer los procesos de exploración y producción de petróleo y gas, los campos productivos y en decaimiento, así como los nuevos proyectos estratégicos de la empresa.

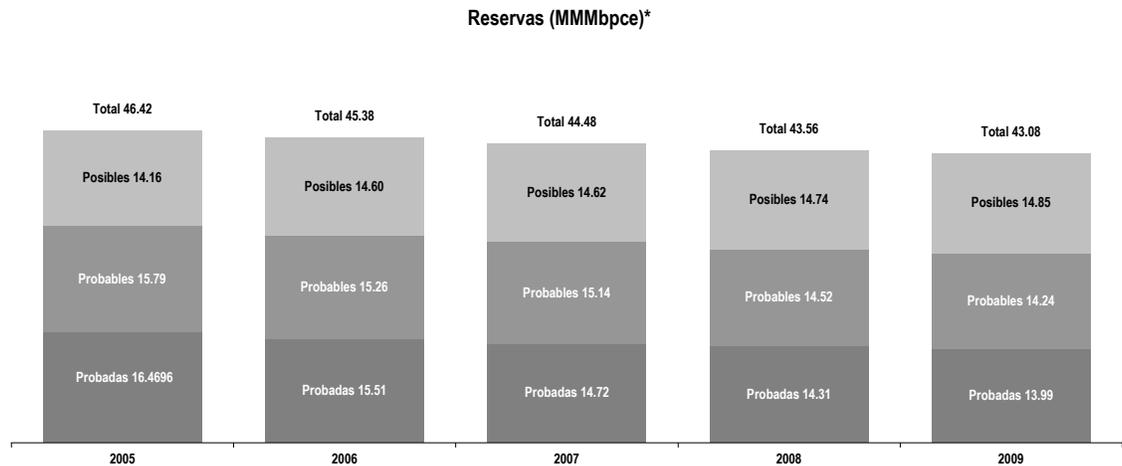
Los geólogos de Pemex esperan que la producción de petróleo para los siguientes 5 años (2010-2015) se mantendrá en niveles promedio de 2.5 millones de barriles diarios.

Finalmente quiero mencionar que la industria petrolera nacional está sujeta a variables exógenas que afectan los niveles de producción y por lo tanto los niveles de reservas de Pemex. Como ejemplo tenemos las decisiones de producción de los cárteles de países productores de petróleo, de las tasas de crecimiento de la economía mundial y de riesgos contingentes tales como guerras y derrames petroleros que pueden alterar los niveles de producción y de reservas.

### d1. ¿Qué son las Reservas?

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas desde una cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Deben satisfacer cuatro criterios:

- ✓ Deben estar descubiertas
- ✓ Ser recuperables
- ✓ Comercializables
- ✓ Mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un proyecto de desarrollo.



\*MMMbpce = Miles de millones de petróleo crudo equivalente

Fuente: Pemex. Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero de 2010.

Las reservas además se clasifican según el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y se pueden sub-clasificar en base a la madurez del proyecto y conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petro- física y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación.

El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos divisiones principales:

### **Reservas Probadas y Reservas No Probadas.**

La siguiente figura muestra la clasificación de las reservas.

#### **Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos**



Para la actualización anual de las reservas de hidrocarburos del país, Pemex utiliza definiciones y lineamientos establecidos por organismos internacionales. Para el

caso de **Reservas Probadas**, se utilizan las definiciones establecidas por la “Securities and Exchange Commission” (SEC). Para las *reservas probables y posibles*, se utilizan definiciones emitidas por la “Society of Petroleum Engineers” (SPE), la “American Association of Petroleum Geologists” (AAPG) y el “World Petroleum Council” (WPC).

El contar con procedimientos para valorar y clasificar reservas bajo definiciones que se emplean internacionalmente, dan certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados. Adicionalmente, Pemex decidió certificar sus reservas anualmente con consultores externos reconocidos internacionalmente lo que incrementa la confianza en las cifras que reporta.

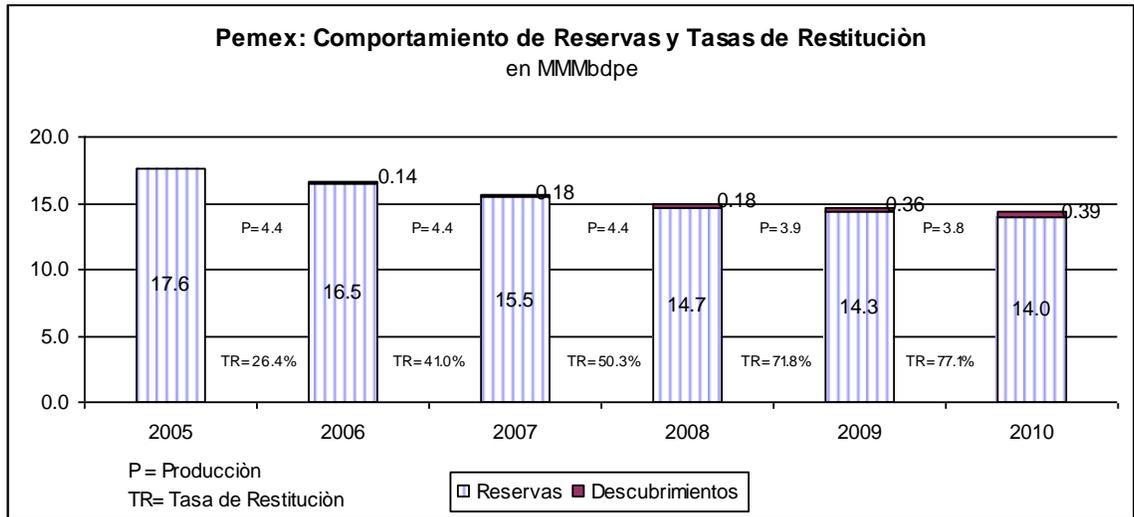
Las **Reservas Probadas** son acumulaciones de hidrocarburos (aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural) las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable, que serán recuperadas en años futuros, desde yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. También se consideran probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. Un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas. También las **Reservas Probadas son conocidas como Reservas 1P.**

Las **Reservas Probables** son reservas no probadas que de acuerdo al análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento dice que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. En términos probabilísticos, éstas tienen al menos 50% de probabilidad que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más las reservas probables. **A la suma de Reservas Probadas y Reservas Probables se le conoce como Reservas 2P** (Reservas 2P = Reservas Probadas más Reservas Probables).

Las **Reservas Posibles**, se definen como aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. La suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. **A la suma de Reservas Probadas más las Reservas Probables más las Reservas Posibles, también se les conoce como Reservas 3P.**

Pemex Exploración y Producción (PEP), es el organismo subsidiario que entre sus actividades determina, a través de estudios geológicos y de ingeniería, los niveles de reservas petroleras que como se ha mencionado cumplen con normas internacionales y además son auditados por organismos internacionales.

La situación al cierre de 2010 y la evolución de las reservas se observa en la siguiente gráfica.



MMMbdpe = Miles de millones de petróleo crudo equivalente.

Enseguida defino algunos términos que ayudan a entender la gráfica anterior:

Tasa de Restitución (TR) de Reservas Probadas.- Se le denomina así a las variaciones totales de reservas probadas generadas por: descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones, que divididas entre la producción del

período da como resultado la tasa de restitución integrada de reservas probadas. Bajo este supuesto, la tasa de restitución se ubicó en 77.1%; ¿cómo se obtiene esta cifra? Enseguida detallo:

Reservas 1P = Reservas Probadas, por lo tanto, para calcular la tasa de restitución se consideran las siguientes variables:

	<b>Variaciones en reservas</b>				
Reservas Probadas 1P 2009	<b>Descubrimientos</b>	<b>Desarrollos, Revisiones y Delimitaciones</b>	<b>Producción</b>	=	Reservas Probadas 1P 2010
	+	+	-		
<b>14,308</b>	389	674	1,378		<b>13,992</b>

Los datos del cuadro anterior están expresados en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)

Del cuadro anterior, se desprende la siguiente información:

**Variaciones en reservas** = Descubrimientos+ (Desarrollos, Revisiones y Delimitaciones) = 389+674= **1,063**

Sustituyendo datos en la fórmula de la tasa de restitución (TR), se tiene:

**TR = Variaciones en las reservas / Producción del Período = 1,063 / 1,378 = 77.1%**

## d2. Proyectos Estratégicos

Pemex definió una serie de proyectos denominados estratégicos destacando el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (antes Paleocanal de Chicontepec) y el Proyecto Aguas Profundas del Golfo.

A continuación se describen brevemente cada uno de éstos:

- El proyecto **Aceite Terciario del Golfo (PATG)**, está ubicado en la Región Norte y abarca un área de 3,731 km<sup>2</sup> y está dividido en ocho sectores que contienen 29 campos. El objetivo de PEMEX es convertir a Chicontepec en una cuenca que pueda producir entre 550 mil a 600 mil barriles diarios hacia el año 2021, lo que requerirá del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y permitan reducir los costos al mínimo.

Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida. Este proyecto representa el 39% de la reserva total de hidrocarburos del país, es decir, 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Se estima que para el año 2015 la contribución de este proyecto a la producción nacional sea superior al 20%. Para esto, se tendrán que perforar 16,000 pozos de desarrollo en un periodo 2002-2020, cerca de 1,000 pozos por año. Es necesario perforar dicha cantidad de pozos ya que la permeabilidad de la roca (la capacidad de la roca para permitir que un fluido lo atraviese) de la zona es baja, he ahí también que la productividad de los pozos sea baja.

Por ejemplo, en Cantarell se han perforado poco más de 250 pozos, entre otras razones porque la productividad promedio por pozo de Cantarell es de 2,000 barriles por día (la zona de Cantarell produce aproximadamente 500,000 barriles diarios), mientras que en el PATG la productividad promedio por pozo está entre 100 y 300 barriles por día.

- **Proyecto Aguas Profundas.** La exploración y explotación de yacimientos en "Aguas Profundas" se refiere a la exploración y explotación de cuencas marinas con tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino). El petróleo fácil y barato de extraer está en fase de declinación. Si bien ello no significa que el petróleo se vaya a terminar, significa que aunque se siga explorando y explotando en tierra y en la plataforma continental, es necesario emprender nuevos proyectos, principalmente en Aguas Profundas, pero a un costo económico mayor. Es ahí donde existen los recursos potenciales que permitirían *reponer las reservas necesarias* para garantizar los beneficios del petróleo. Aun en el supuesto de que todos los proyectos de Pemex en tierra y aguas someras tengan una ejecución exitosa (incluyendo Chicontepec), la producción de esas zonas sería insuficiente para mantener sus niveles actuales de producción de 1 millón 999 mil barriles diarios<sup>(1)</sup>, pues aún así se tendría un déficit de alrededor de 500 mil barriles diarios hacia 2021; este déficit, valuado a precios actuales, equivale a más de 13 mil 751 millones de dólares anuales<sup>(2)</sup>. Dicho déficit puede ser cubierto por la producción en aguas profundas, siempre y cuando Pemex tenga la capacidad de ejecución y sobre todo los recursos monetarios para acelerar el ritmo al que se está accediendo a ese tipo de yacimientos. Por tanto es indispensable acelerar los trabajos en Aguas Profundas, debido a que:

- Los principales yacimientos declinan.
- Existe una gran oportunidad de explotar una enorme riqueza por descubrir.
- Se estima que en Aguas Profundas se encuentra la mayor riqueza petrolera.
- Para desarrollar estos proyectos toma mucho tiempo y ya hay retrasos.

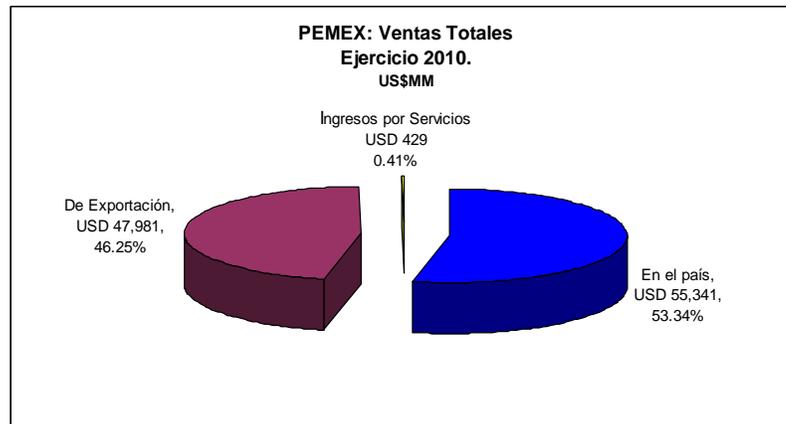
(1) Fuente Pemex.

(2) Precio del petróleo al 07/abr/2010= US\$75.35 por barril.

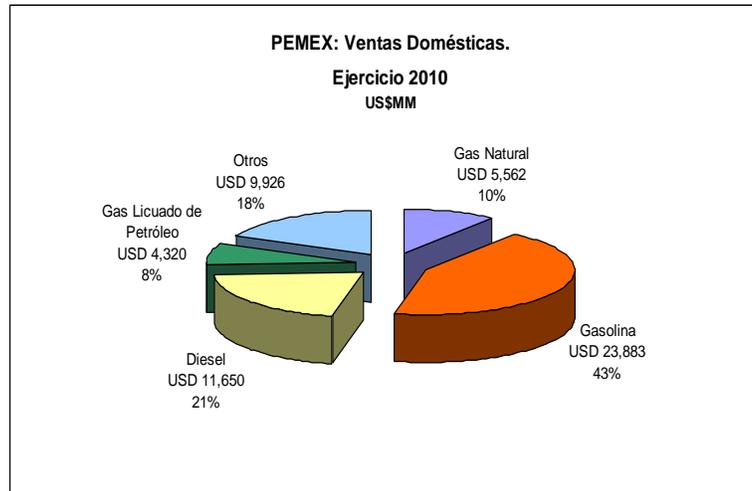
### e) Productos y Clientes

Esta sección aunque es meramente informativa, su intención es conocer los mercados donde participa Pemex y el tipo de productos que vende y de esta forma tener las bases para poder estimar las cifras de resultados para el periodo 2010-2020.

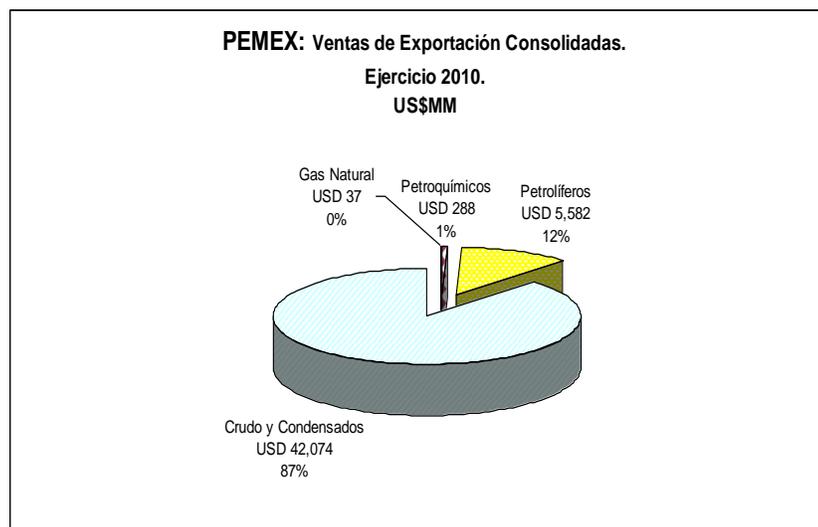
En el cuadro 1, se muestran las ventas consolidadas de Pemex que al cierre del ejercicio 2010 ascendieron a USD 103,751 millones de las cuales las ventas nacionales representaron el 55%, mientras que las de exportación el 45%.



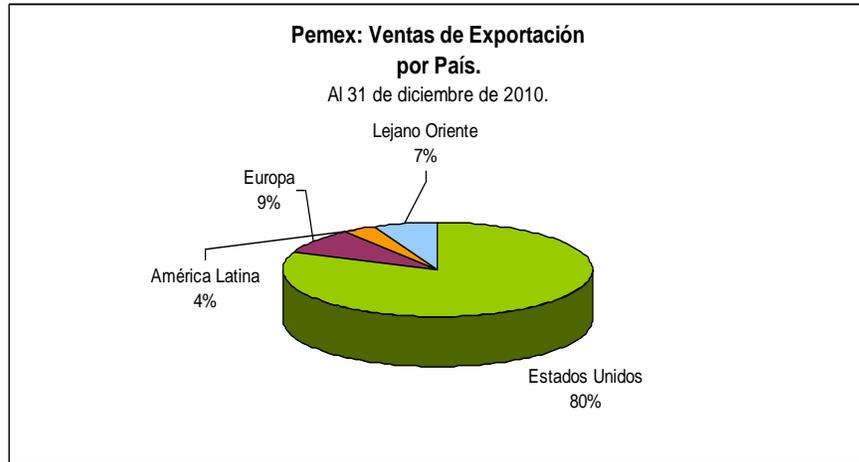
En el mercado doméstico, las ventas alcanzaron la cifra de USD 55,341 millones con la siguiente distribución por producto: Gasolinas 43%, Diesel 21%, Gas licuado 8%, Gas Natural 10%, y otros con el 18%.



Las exportaciones durante 2010 fueron del orden de USD 47,981 millones con la siguiente distribución por producto: crudo y condensados 87%, gas natural y petroquímicos 1% y petrolíferos 12%.



Finalmente, las ventas de exportación por región durante 2010 se distribuyeron de la siguiente manera: Estados Unidos de América 80%, Europa 9%, Lejano Oriente 7% y Latinoamérica 4%.



En el Anexo 4 se presenta un cuadro, elaborado por el propio Pemex y que se denomina “Pemex en Cifras”: nos ofrece datos financieros y operativos de Pemex de los últimos 5 años, que dan una clara idea del desempeño de la empresa.

## **f) Principales Competidores**

### **a) Competidores en Latinoamérica:**

Pemex ocupa el segundo lugar en activos y en generación anual de ingresos entre sus competidores en América Latina, según cifras al cierre de 2009. (Ver cuadros 1 y 2 de esta sección).

El nivel de apalancamiento de Pemex de 107.2% al 30 de junio de 2011 (pasivos totales a activos totales) es el más alto de la región latinoamericana.

El alto apalancamiento de Pemex está relacionado con la alta carga tributaria de la paraestatal mexicana; de acuerdo al cuadro número 1 de esta sección, la relación de impuestos y derechos sobre utilidad de operación se ubicó en 108% al cierre de 2010, que es también la tasa impositiva más alta entre sus competidores, incluyendo a empresas como Shell y Exxon.

La salida de flujo de efectivo hacia el erario público, no le deja recursos a Pemex para autoinversión, sino que forzosamente debe recurrir a fuentes de financiamiento externas, para mantener su crecimiento. En 2010 los intereses pagados netos, por concepto de pasivos ascendió a US\$5,887 millones (MXN \$74,382 millones). Y las inversiones por Capex (sin contar inversiones por mantenimiento sumaron MXN\$62,498 millones en el primer semestre de 2011, de acuerdo al reporte de resultados de Pemex publicado el pasado 29 de julio de 2011).

En cuanto a nivel de reservas probadas (Ver cuadro 3 de esta sección) Pemex ocupa el lugar número 17 en el mundo. La posición mundial puede ser mejorada a través de inversiones y tecnología.

**Cuadro 1: Pemex y sus Competidores Globales: Comparativo de impuestos, derechos – Regalías sobre hidrocarburos (millones de dólares)**

	PEMEX (1)	PDVSA (1)	ECOPETROL (1)	PETROBRAS (1)	EXXON (1)	SHELL (1)	BRITISH PETROLEU M (2)
Ventas netas	103,751	94,929	21,927	91,869	383,221	368,056	239,272
Utilidad antes de derechos e impuestos sobre hidrocarburos	49,096	20,455	6,004	22,061	52,959	21,020	26,426
Derechos e impuestos sobre hidrocarburos	52,936	12,884	3,341	5,238	21,561	8,302	8,365
Derechos e impuestos / Utilidad antes de derechos e impuestos s/hidrocarburos	108%	63%	56%	24%	54%	40%	32%
Derechos e impuestos / Ventas netas	51%	14%	15%	6%	17%	3%	4%

(1) Cifras al 31 de diciembre de 2010, (2) cifras al 31 de diciembre 2009, ya que en 2010 reporta pérdidas antes de impuestos, por derrame petrolero en Golfo de México.

Fuente: Informes anuales de las empresas seleccionadas.

## Cuadro 2: Pemex y sus Competidores en América Latina

**PEMEX Y SUS COMPETIDORES**  
Cifras expresadas en miles de millones de dólares <sup>(3)</sup>

Emisora	Tamaño de Activos	Ingresos Anuales	Reservas Probadas (MMMbpce)	Pasivos Deuda Bancaria y bursátil	Pasivos Laborales	Cadena Productiva	Autonomía de Gestión	Participación del Estado	Observaciones
PEMEX	105.7	81	14	102.5	44.1	Verticalmente Integrada	En proceso	Compañía 100% del Gobierno. Con la reciente Reforma Energética se pretende una mayor autonomía de gestión	
EcoPetrol	26.5	15.2	1.5	2.7	1.3	Verticalmente Integrada	SI	El Estado cuenta con el 89.9% de las acciones y el 10.1% está repartido entre el público inversionista.	
Petrobrás <sup>(2)</sup>	195.8	103.5	12.2	56.4	9	Verticalmente Integrada	SI	Nuevo Marco Regulatorio que aplica un Modelo de Producción compartida para nuevos descubrimientos y áreas estratégicas en donde Petrobras participará con al menos 30% del proyecto.	
PDVSA <sup>(1)</sup>	137.2	64.8	587	16.2	6.9	Verticalmente Integrada	SI	A partir de 1994 se permite el capital privado bajo modelo PEG "Participación del Estado en las Ganancias".	En 1999 se publica la 1a. de 2 leyes que incrementa la regalía sobre los recursos naturales.  Desde 1980 año en que empezó a empezar diversos cargos ejecutivos en PDVSA, Giusti comenzó el diseño de un ambicioso plan de apertura a la inversión privada y de incremento en la producción petrolera.  Cuando asumió la presidencia consolidó sus reformas incorporando a una docena de compañías extranjeras en la explotación del crudo venezolano lo que al país le ha representado un incremento de más de 40% en su producción petrolera e inversiones que superan los 35,000 millones de dólares.  En marzo de 1999, poco después de que Hugo Chávez asumiera la presidencia, Giusti fue despedido como presidente de PDVSA por el propio mandatario y en televisión.  Sin embargo, a casi 8 años del despido de Giusti, en Venezuela siguen operando las mismas petroleras extranjeras y PDVSA continúa con las mismas alianzas y programas de ganancias compartidas que le han dado tantos réditos.  Hoy en día, los resultados de estas iniciativas introducidas durante la gestión de Giusti le significan a Venezuela 1.1 millones de barriles adicionales por día, 42% de su producción total y han llevado a PDVSA a ubicarse como la segunda petrolera en el mundo.

(1) Cifras al 30 de junio de 2009. Ingresos anualizados del IS/09.

(2) Pasivos Laborales incluye: plan de asistencia médica por US\$6.3 miles de millones.

(3) Tipo de cambio para Ecopetrol y Petrobrás al 02-abril-2010. Ecopetrol US\$1.00 = 1,920 pesos colombianos y Petrobrás US\$1.00= 1,7659 reales.

Pemex, US\$1.00= 13.0587 pesos al 31-12-2009. PDVSA cifras expresadas en dólares al 30 junio de 2009.

MMMbpce= Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

**Cuadro 3: Reservas Probadas en el Mundo**

País	Reservas(ml)	Porcentaje
 Venezuela	587,040,000,000	39.61%
 Arabia Saudita	266,800,000,000	20.66%
 Canadá	178,600,000,000	13.16%
 Irán	138,400,000,000	10.20%
 Iraq	115,000,000,000	8.47%
 Kuwait	104,000,000,000	7.66%
 Emiratos Árabes Unidos	97,800,000,000	7.21%
 Rusia	79,000,000,000	5.82%
 Libia	41,460,000,000	3.05%
 Nigeria	36,220,000,000	2.67%
 Kazajistán	30,000,000,000	2.21%
 Estados Unidos	20,970,000,000	1.54%
 China	16,000,000,000	1.18%
 Qatar	15,210,000,000	1.12%
 Argelia	12,200,000,000	0.90%
 Brasil	12,180,000,000	0.90%
 México (más información)	11,650,000,000	0.86%
 Angola	9,035,000,000	0.67%
 Azerbaiyán	7,000,000,000	0.52%
 Noruega	6,865,000,000	0.51%
 Unión Europea	6,146,000,000	0.45%
 India	5,625,000,000	0.41%
 Omán	5,500,000,000	0.41%
 Sudán	5,000,000,000	0.37%
 Ecuador	4,517,000,000	0.33%
 Malasia	4,000,000,000	0.29%
 Indonesia	3,990,000,000	0.29%
 Egipto	3,700,000,000	0.27%
 Reino Unido	3,600,000,000	0.27%
 Yemen	3,000,000,000	0.22%
 Argentina	2,587,000,000	0.19%
 Siria	2,500,000,000	0.18%
 Gabón	2,000,000,000	0.15%
 República del Congo	1,600,000,000	0.12%
 Colombia	1,506,000,000	0.11%
 Australia	1,500,000,000	0.11%
 Chad	1,500,000,000	0.11%
 Dinamarca	1,188,000,000	0.09%
 Brunéi	1,100,000,000	0.08%
 Guinea Ecuatorial	1,100,000,000	0.08%

Fuente: USGS al 1 de enero de 2010

En el siguiente cuadro se observa que Pemex ocupa el lugar 11 de 50 empresas petroleras en el mundo en cuando a generación de utilidades operativas. Recordemos que la participación del Estado en el capital de Pemex es del 100%.

**Cuadro 4: Pemex y sus Competidores Globales \_ generación de Utilidades**

PIW's Top 50: ¿Cómo están posicionadas las petroleras en el mundo? <sup>(1)</sup>					
2008	2007	PIW			Part.
Rank	Rank	Index	Compañía)	País	del Estado (%)
1	1	29	Saudi Aramco	Saudi Arabia	100
2	2	33	NIOC	Iran	100
3	3	37	Exxon Mobil	US	
4	4	49	PDV	Venezuela	100
5	5	53	CNPC	China	100
6	6	55	BP	UK	
7	7	65	Royal Dutch Shell	UK/Netherlands	
8	8	87	ConocoPhillips	US	
9	9	90	Chevron	US	
9	10	90	Total	France	
11	11	92	Pemex	Mexico	100
12	14	101	KPC	Kuwait	100
13	12	103	Sonatrach	Algeria	100
14	13	109	Gazprom	Russia	50
15	15	113	Petrobras	Brazil	32
16	16	123	Rosneft	Russia	75
17	18	127	Lukoil	Russia	
18	17	129	Petronas	Malaysia	100
19	18	135	Adnoc	UAE	100
20	21	141	Eni	Italy	30
21	20	152	NNPC	Nigeria	100
22	22	161	QP	Qatar	100
23	24	162	INOC†	Iraq	100
24	23	168	Libya NOC	Libya	100
25	25	173	Sinopec	China	76
26	27	175	EGPC	Egypt	100
27	26	184	StatoilHydro	Norway	65
28	28	188	Repsol YPF	Spain	
29	29	192	Surgutneftegas	Russia	
30	30	222	Pertamina	Indonesia	100
31	31	228	ONGC	India	74
32	32	236	Marathon	US	
33	32	258	PDO	Oman	60
34	34	265	EnCana	Canada	
35	34	266	Uzbekneftegas	Uzbekistan	100
36	36	269	Socar	Azerbaijan	100
37	43	279	TNK-BP‡	Russia	
38	39	295	Apache	US	
38	39	295	CNR	Canada	
40	37	297	SPC	Syria	100
41	50	300	Kazmunaigas	Kazakhstan	100
42	42	301	Devon Energy	US	
42	45	301	Hess	US	
44	41	302	Anadarko	US	
44	46	302	Occidental	US	
44	44	302	OMV	Austria	32
47	47	306	BG	UK	
48	48	314	CNOOC	China	66
49	52	317	Novatek	Russia	
50	38	325	Ecopetrol	Colombia	90

(1) Petroleum Intelligence Weekly Ranks World's top 50 Oil Companies (2010)

**Metodología:**

La tabla de posiciones de la Petroleum Intelligence Weekly (PIW) correspondiente a las 50 petroleras más grandes del mundo, está basado en datos operativos de una muestra mayor a 130 empresas.

Las firmas se comparan en 6 diferentes áreas operativas, con compañías asignadas a rangos separados dentro de cada categoría.

Los 6 rangos individuales se suman para determinar el acumulado de toda la posición, otorgando la misma ponderación a cada uno de estos.

Los rankings están basados en los resultados operativos anuales del ejercicio 2008. Algunas cifras corresponden a estimaciones.

Los datos se obtienen de los Informes Anuales.

En algunos casos, se utilizan fuentes secundarias para complementar información no disponible.

Los datos usualmente se presentan tal y como los reportan las compañías, sin embargo algunas veces se ajustan por intereses minoritarios o tenencias accionarias.

**g) Eficiencia Operativa:**

La relación de gastos operativos a ingresos totales de PEMEX, al cierre de 2010 es 8.1%. El rubro de gastos operativos incluye parte de la reserva para pensiones y jubilaciones de los empleados.

Al mismo tiempo este indicador de eficiencia compara favorablemente con otras petroleras en América Latina al cierre del ejercicio 2009: Petróleos de Venezuela 27.3% y Petrobrás 13.2%. Sin embargo es mayor a EcoPetrol (Colombia) con 7.8%.

PEMEX	2006	2007	2008	2009	<b>2010</b>
Gtos.Oper./Ingresos	7.3%	7.5%	7.8%	9.2%	<b>8.1%</b>
Totales					

## h) Pasivos Laborales

El monto de pasivos laborales al 31 de diciembre de 2010 fue de \$661,365 millones de pesos (US\$ 52,332 millones) cifra superior en \$85,164 millones de pesos (US\$ 6,739 millones) a la reportada al cierre de 2009. El número total de empleados al cierre de 2009 fue de 145,146 de los cuales aproximadamente el 71% (103,054) son sindicalizados y el resto de confianza.

Los pasivos laborales pueden representar un riesgo de liquidez futuro para Pemex, dependiendo del nivel en el que se ubique el precio de venta del petróleo. En 2010 se erogaron en efectivo US\$2,228 millones (MXN\$28,161 millones) por concepto de “Contribuciones y Pagos por Beneficios a Empleados”. Sin embargo bajo cifras revisadas nuevamente por los auditores, este monto se elevó en 2010 hasta MXN\$85,164 millones (US\$6,737 millones) en 2010.

Bajo reglas contables internacionales, todos los pasivos laborales registrados con anterioridad a 2008 deberán ser amortizados en un periodo de 5 años. Y a partir de 2009, los beneficios laborales que participaron en la generación de ingresos del ejercicio, son reconocidos directamente en resultados.

Pemex contabiliza los pasivos laborales bajo la modalidad de **“Obligación por Beneficios Definidos”**, lo que significa que **la empresa es la responsable de este pasivo en su totalidad**, así como el de fondear los recursos para creación de reservas y el cuidar el adecuado manejo de estos recursos, para que no pierdan valor a través del tiempo.

Dentro de los Beneficios a Empleados, existe el de la jubilación. Para poder gozar de la jubilación, los empleados de Pemex deben cumplir con los siguientes requisitos:

- ✓ Los trabajadores con 25 años de servicio y 55 años de edad, tienen derecho a una pensión equivalente al 80% del promedio de salarios ordinarios que hayan disfrutado en el último año de servicios.
- ✓ Los trabajadores con 30 años de servicio o más y 55 años de edad se tomará como base el salario que tengan en el momento de obtener su jubilación.

- ✓ Los trabajadores con 35 años o más de servicio sin límite de edad, se tomará como base el salario que tengan en el momento de obtener su jubilación.

En el cálculo del valor presente de las obligaciones laborales bajo la modalidad de “Obligación por Beneficios Definidos” (OBD), se consideran los pagos probables con independencia de si existirán o no aportaciones al plan. Se calcula con base en los servicios prestados con sueldos proyectados o en el costo futuro, tanto de otros beneficios al retiro como de beneficios por terminación por causas distintas a la reestructuración, en los términos de cada plan, a una fecha determinada.

En la determinación de la obligación por beneficios al retiro se incluyen a todos los empleados (jubilados y activos); además, en otros beneficios al retiro, se incluyen a empleados activos en condiciones de elegibilidad y a quienes aún no han alcanzado dicha condición de elegibilidad. En el caso de beneficios por terminación por causas distintas a la reestructuración se incluyen a todos los empleados en activo.

**Las ganancias o pérdidas actuariales (GPA)** resultan de: a) cambios a los supuestos utilizados para calcular la obligación por beneficios definidos, principalmente en las hipótesis demográficas, además de cambios en la vida laboral remanente o a los supuestos sobre los que se determina la obligación por beneficios definidos (siempre y cuando no se trate de reducciones que modifiquen la obligación de manera sustancial); b) ajustes que resulten por la valuación de los activos del plan conforme a las NIF particulares y por la cuantificación de su rendimiento estimado de acuerdo con una tasa esperada.

También es importante definir el concepto de “**Activos del Plan**” (AP), siendo los recursos que han sido específicamente destinados para cubrir los beneficios al retiro y en su caso, los beneficios por terminación y directos a largo plazo. Son activos restringidos en un fideicomiso o, de otra forma, segregados para que sólo puedan ser utilizados para el pago de obligaciones al retiro y, en algunos casos, para el pago de beneficios por terminación y directos a largo plazo.

El **Pasivo Neto Projectado (PNP)**, resulta de la obligación por beneficios definidos menos los activos del plan y menos (o más) las partidas pendientes de amortizar.

El **Activo Neto Projectado (ANP)** resulta en caso de que el saldo según el inciso anterior fuer deudor, el cual representa un pago anticipado de los beneficios al retiro.

El **Servicio Pasado (SP)**, es el que se deriva del valor presente de la obligación por beneficios definidos que se otorgan al empleado por servicios prestados en periodos anteriores, el cual se origina: a) al momento de que se estableció el plan de beneficios, b) por introducción de un nuevo plan o por modificaciones subsecuentes a dicho plan, c) por reconocimiento retroactivo del beneficio a empleados.

### **Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana**

A continuación se muestra tabla comparativa de los principales Sindicatos en México incluyendo el de Pemex.

	Edad de Jubilación		Años de Servicio		Fundación del Sindicato
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	
<b>STPRM</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>1935</b>
STSS	60	60	34	35	1943
SUTERM	55	No límite	25	25	1937

STPRM = Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

STSS= Sindicato de Trabajadores de Seguro Social.

SUTERM = Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana.

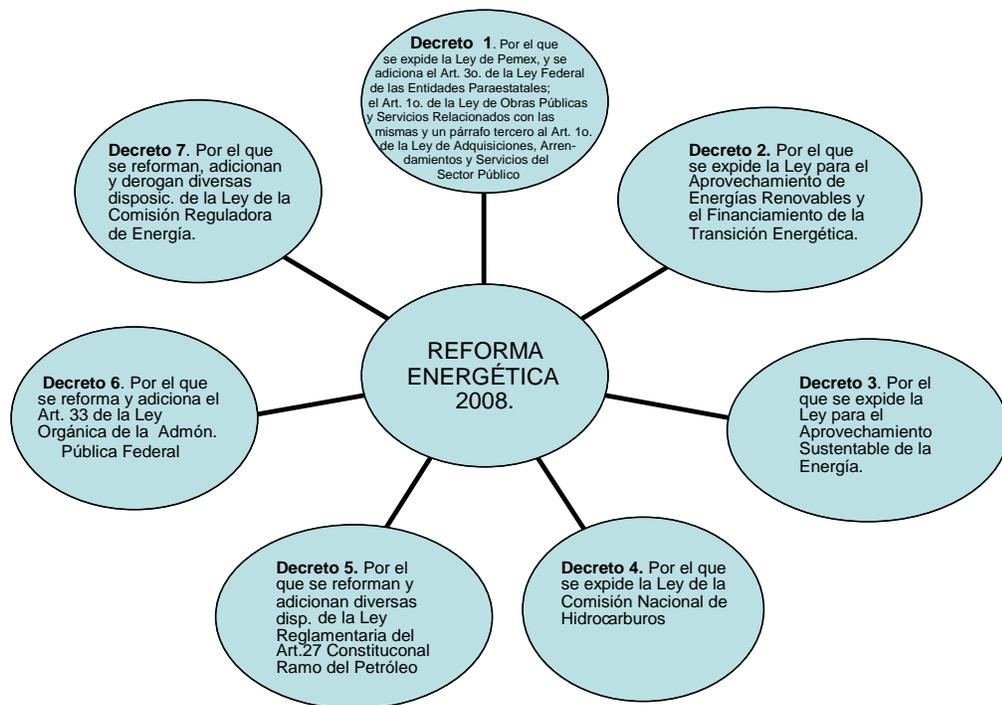
## **i) Reforma Energética**

La Reforma Energética de 2008 permitió a Pemex fortalecer su gobierno corporativo, destacando ahora dentro de su Consejo de Administración la presencia de cuatro nuevos consejeros profesionales independientes, cinco representantes del Sindicato de Pemex y seis representantes del Estado, designados por el Ejecutivo Federal.

Asimismo se aprobó la creación de comités ejecutivos de: a) Auditoría y evaluación del desempeño; b) Estrategia e inversiones; c) Remuneraciones; d) Adquisiciones, Arrendamientos, obras y servicios. e) Medio ambiente y desarrollo sustentable; f) Transparencia y rendición de cuentas y g) Desarrollo e investigación tecnológica.

Sobresale la aprobación del nuevo esquema de contratación para actividades sustantivas a través de nuevos contratos denominados “Contratos Integrales de Servicios para la Exploración y Producción” los cuales son responsabilidad del Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. Bajo este esquema y para incentivar el buen desempeño, los contratistas (destacando la presencia de extranjeros) recibirán su remuneración en función al número de barriles de hidrocarburos extraídos. En una primera fase programada para iniciar en el verano de 2011, estos contratos serán utilizados en la exploración y producción en campos marginales, después en campos maduros como Chicontepec, y en una tercera fase en Aguas Profundas. A través de estos nuevos contratos, se podrán financiar proyectos que requieren un uso extensivo de capital, ya que la totalidad de flujo operativo de la empresa se destina al pago de derechos o regalías, lo que impide a Pemex financiar su crecimiento con recursos propios.

La Reforma Energética de 2008, contiene 7 decretos, de los cuales 3 está directamente relacionados con Pemex:



### Primer Decreto: Modificaciones a la Ley de Pemex.

#### a) Nueva Estructura de Gobierno

- ✓ Se integran 4 consejeros profesionales, de tiempo completo, para 6 años de servicio y posibilidad de repetir un período.
- ✓ Creación de Comités Ejecutivos: 1) Auditoría y Evaluación del desempeño; 2) Transparencia; 3) Remuneración; 4) Estrategia e Inversiones; 5) Adquisiciones y Arrendamientos; 6) Medio Ambiente y Desarrollo y 7) Investigación Tecnológica.

#### b) Esquema de Contratación para Actividades Sustantivas (Comité de Adquisiciones y Arrendamientos).

- ✓ El esquema de contratación para negocios sustantivos es más flexible:
  - Acorde con las mejores prácticas internacionales.
  - Permite modificaciones por mejora de resultados.

- Posibilidad de negociar precios y precalificar participantes.
  - Permite adjudicaciones directas o licitaciones acotadas.
- ✓ Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción (antes Contratos Incentivados)
  - Compensaciones en efectivo a los contratistas que provean beneficios de avances tecnológicos, ejecución y/o rendimiento.
  - No se compartirán los derechos de propiedad de los hidrocarburos.
  - Penalización por incumplir metas o cometer infracciones ambientales.
- ✓ Esquema de apoyo para contratistas.
  - Pemex diseña un programa para elevar el contenido nacional hasta en un 25%. Nafinsa y Bancomext contrataron en 2009 un línea crediticia con el Banco Interamericano de Desarrollo, por US\$300 millones para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales de Pemex.

### c) Cambios en el Régimen Fiscal de Pemex

En Octubre de 2009, se aprobó el dictamen de la Ley Federal de Derechos en materia del régimen fiscal de PEP. El dictamen contempla cambios en los regímenes de Chicontepec y para Aguas Profundas:

- ✓ *Derecho Especial:* Se reduce a 30% la tasa del Derecho Especial aplicable sobre el valor de la producción menos deducciones autorizadas. Esta tasa aumentará a 36% cuando la producción acumulada del campo de que se trate supere los 240 MM de barriles de petróleo crudo equivalente. (bpce). El límite de deducibilidad aplicable al cálculo del Derecho Especial

aumenta para situarse en el valor mínimo entre US\$32.5 por bpce y 60% del precio del bpce. En este mismo sentido, se extiende a 15 años el período de recuperación de los costos que rebasen el límite de deducibilidad.

- ✓ *Derecho sobre Extracción:* Se modifica la tasa del Derecho sobre extracción de (i) una tasa variable de entre 10% y 20%, en función del precio del crudo, aplicable sobre el valor de la producción, a (ii) una tasa fija de 15% aplicable sobre la totalidad de los ingresos.
- ✓ *Derecho Adicional sobre Hidrocarburos:* Se crea el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos, aplicable únicamente cuando el precio del crudo equivalente supere los US\$60 por bpce. Este derecho es equivalente a una tasa de 52% sobre el volumen de producción, multiplicado por la diferencia entre el precio de referencia y US\$60.

#### **Segundo Decreto: Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.**

- ✓ Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía), con 5 miembros, que regulará y supervisará:
  - La exploración y extracción de hidrocarburos.
  - Las actividades de proceso, transporte y almacenamiento relacionadas directamente con proyectos de exploración y extracción.

#### **Tercer Decreto: Reformas a la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo Petrolero.**

- ✓ Se enfatiza que la Nación tiene el dominio directo de todos los Carburos de Hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional y que pueden ser explotados únicamente por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

- Son yacimientos transfronterizos los ubicados dentro del territorio nacional y que tengan continuidades físicas fuera de ella; y aquellos fuera de territorio nacional compartidas con otros países de acuerdo a tratados o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de Naciones Unidas.
  
- ✓ Se permite la participación de sectores social y privado en actividades de *transporte, almacenamiento y distribución de gas*; podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, siempre bajo lineamientos y cumpliendo con las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación.
  
- ✓ Pemex y sus Organismos subsidiarios, puede celebrar con personas físicas y morales contratos de obra y prestación de servicios para llevar sus proyectos. Las remuneraciones establecidas en dichos contratos siempre serán en *efectivo, nunca se concederá por dichos servicios, propiedad sobre los hidrocarburos, tampoco se podrán suscribir contratos de producción compartida* que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de hidrocarburos, ni de sus derivados.

## **j) Marco Regulatorio**

El marco legal de las actividades de PEMEX, está compuesto por leyes, reglamentos, decretos acuerdos y disposiciones administrativas como son.

- ✓ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- ✓ Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- ✓ Ley de Petróleos Mexicanos. Vigente a partir del 28 de noviembre de 2008, que establece que el estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del Petróleo, Hidrocarburos y la Petroquímica Básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios de acuerdo con la Ley Reglamentaria y sus reglamentos.
- ✓ Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos.
- ✓ Reglamento de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- ✓ Reglamento de Trabajos Petroleros.
- ✓ Reglamento de Gas Natural.
- ✓ Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

En noviembre de 2008 se publicaron una serie de leyes y modificaciones a las leyes vigentes que establecen un nuevo Marco Legal para Petróleos Mexicanos, que comprende:

- ✓ Cambios en la estructura del Consejo de Administración.
- ✓ Desarrollo de procedimientos de contratación específicos para las actividades sustantivas de carácter productivo.
- ✓ Mayor flexibilidad para invertir recursos excedentes de los ingresos que se generen.
- ✓ Un régimen fiscal diferenciado, que considera la complejidad de los campos.
- ✓ Emisión de bonos ciudadanos.

## j1) Organismos Reguladores

- El **Gobierno Federal** y sus dependencias regulan y supervisan las operaciones de Petróleos Mexicanos.
- El titular de la **Secretaría de Energía** actúa como Presidente del Consejo de Administración
- La **Secretaría de Hacienda y Crédito Público** aprueba el presupuesto anual de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios y los somete al Congreso de la Unión para su aprobación.
  - De acuerdo a la Ley de Petróleos Mexicanos, Pemex, envía de forma anual, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público un escenario indicativo de las metas de balance financiero para los próximos 5 años.
  - El Consejo de Administración de Pemex, aprobará adecuaciones al presupuesto y el de los organismos subsidiarios sin que se requiera la aprobación de la SHCP. Asimismo, si se cumplen ciertas condiciones previstas en dicha Ley, Pemex, podrá aprobar, sin requerir la autorización de la SHCP, aumentos en sus gastos o en la de sus Organismos Subsidiarios en base a sus excedentes de ingresos propios.
- La **SEMARNAT**, en coordinación con otras autoridades federales y estatales, regula las actividades de Pemex que pudieran afectar al Medio Ambiente.

- La **SFP**, designa a los auditores externos de Pemex y esta designación es ratificada por el Comité de Auditoría Independiente en Petróleos Mexicanos.
  
- El Presidente de la República designa al Comisario de Petróleos Mexicanos.
  
- La **Comisión Reguladora de Energía**, regula:
  - Ventas de primera mano de gas, combustóleo y petroquímicos básicos.
  - Transporte y distribución de gas y productos petrolíferos a través de ductos, así como el almacenamiento de estos productos vinculados directamente a los sistemas de transporte o distribución por ductos o que formen parte integral de las terminales de importación y distribución de dichos productos.
  - Transporte y distribución a través de ductos de bioenergéticos así como el almacenamiento de éstos productos vinculados directamente a los sistemas de transporte o distribución por ductos o que forme parte integral de las terminales de importación y distribución de dichos productos.

- La **Comisión Nacional de Hidrocarburos**, creada de acuerdo con la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, regulará y supervisará:
  - La exploración y extracción de hidrocarburos.
  - Las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con proyectos de exploración y extracción.
  - Los miembros (5) de esta Comisión fueron designados por el Presidente de México.
  
- La **ASF** (Auditoría Superior de la Federación) revisa anualmente la cuenta pública del Gobierno Federal, en la que se incluye a Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, con el propósito principal que dichas entidades federales cumplan con los lineamientos, disposiciones y leyes presupuestarias y contables. La ASF, prepara informes de sus observaciones con base a la revisión que realizó. La información proporcionada a la ASF se prepara de acuerdo a las Normas y Principios Básicos de Contabilidad Gubernamental aplicables a las entidades públicas, que difiere en algunos aspectos de los NIFs y como resultado, los Estados Financieros Consolidados Auditados de Petróleos Mexicanos reflejan información financiera distinta a la incluida en la cuenta pública.

## **j2) Legislación Ambiental**

- Petróleos Mexicanos está sujeto a las disposiciones de las leyes ambientales, sus reglamentos y a las diversas normas oficiales mexicanas, que le apliquen emitidas por SEMARNAT, autoridad encargada de vigilar el cumplimiento de la regulación de los asuntos ambientales federales a través de diversos órganos como PROFEPA y otras unidades administrativas. También está sujeto a:

- Ley para el aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- Leyes ambientales, sus reglamentos y demás normas emitidas por las autoridades de cada una de las entidades federativas en los que Petróleos Mexicanos tenga instalaciones.
- Leyes de Carácter Ambiental y sus Reglamentos.
  - Las Industrias del Petróleo y Petroquímica están reguladas en materia ambiental por Leyes Federales. La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente, es la Ley Marco en materia ambiental. De conformidad con las leyes ambientales federales y sus reglamentos Petróleos Mexicanos, está obligado a obtener diversas autorizaciones por parte de las autoridades ambientales competentes para poder realizar sus actividades. Las autorizaciones que deben obtenerse dependen de las características del proyecto de que se trate, las más importantes son:
    - La autorización en materia de impacto y riesgo ambiental.
    - La Licencia Ambiental Única, que es básicamente una licencia de funcionamiento en materia de emisiones a la atmósfera.

### **j3) Régimen Tributario**

- Petróleos Mexicanos tiene la obligación de enterar impuestos y derechos sobre el petróleo e hidrocarburos a la SHCP, además de otros impuestos y derechos pagados por algunas Compañías Subsidiarias.
- Las tasas de impuestos y derechos sobre hidrocarburos que el Congreso de la Unión establece pueden variar año con año y se determinan después de considerar el presupuesto operativo, el programa de inversiones y las necesidades financieras de Petróleos Mexicanos. Durante 2009 Pemex contribuyó aproximadamente en un 30% a los ingresos del Gobierno Federal.

### **Reforma Fiscal**

El Congreso de la Unión aprobó un nuevo régimen fiscal de Petróleos Mexicanos el 10 de Noviembre de 2005, que entró en vigor el 1<sup>a</sup> de enero de 2006; fue modificado en Octubre de 2007 y el 13 de Noviembre de 2008.

La Reforma Fiscal contempla Derechos e Impuestos.

### **l) Derechos**

Bajo este régimen fiscal existen Derechos previstos en la Ley Federal de Derechos, aplicables a PEP (Pemex Exploración y Producción). Los gravámenes contenidos en la Ley Federal de Ingresos de la Federación, son aplicables a los Organismos Subsidiarios.

A partir de 2008, el régimen fiscal para PEP consiste en los siguientes  
DERECHOS:

✓ **Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos:**

- Aplica al valor de la producción total de petróleo crudo y gas natural extraídos en el año menos las deducciones permitidas (inversiones específicas, ciertos gastos y costos y otros derechos) y las cuales no excederán el costo límite establecido en el Art. 254 de la Ley Federal de Derechos.

En 2009 la tasa fue de 73.5%. En 2010 será de 73%, 72.5% en 2011 y 71.5% en 2012. La deducción de los costos no deberá exceder US\$6.50 por barril de petróleo y de US\$2.70 por mil pies cúbicos de gas natural no asociado.

- Para el caso de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y Aguas Profundas en el Golfo de México, a partir del 1<sup>a</sup> de enero de 2010 este Derecho NO es aplicado al valor del petróleo y gas natural extraídos de éstos, ya que están sujetos al Derecho de Extracción de Hidrocarburos, al Derecho Especial sobre Hidrocarburos para campos en el Paleocanal de Chicontepec y el Derecho sobre hidrocarburos para Aguas Profundas.

✓ **Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización:**

- Este aplica cuando en el año, el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado exceda de US\$22.00. La tasa aplicable será del 1% al 10% dependiendo del precio promedio con un tope de US\$31.00, precio a partir del cual se pagará una tasa de 10%.

✓ **Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía:**

- Durante 2010 se aplicará una tasa de 0.40% al valor de la producción de petróleo crudo y gas natural extraídos, para 2011 de 0.50% y de 0.65% para 2012.

✓ **Derecho para la Fiscalización Petrolera:**

- La tasa es del 0.003% al valor de la producción de petróleo crudo y gas natural extraído en el año.

✓ **Derecho Extraordinario sobre la Exportación de petróleo crudo:**

- Se aplica una tasa de 13.1% sobre el valor de: "Multiplicar la diferencia que exista entre el precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano y el precio de petróleo crudo presupuestado por el volumen anual de exportación".
- En 2008 el precio del petróleo crudo presupuestado por barril fue de US\$49, para 2009 US\$70 y para 2010 es de US\$59.

✓ **Derecho Único sobre Hidrocarburos:**

- En éste aplica una tasa flotante anual al valor del petróleo crudo y gas natural extraído de los pozos abandonados. Esta tasa fluctúa entre 37.0% y 57.0% dependiendo del precio promedio ponderado de exportación del petróleo crudo mexicano.

Vale la pena comentar que algunos derechos pagados por Petróleos Mexicanos no tienen impacto en el flujo de efectivo de la empresa debido a que son acreditados con otros Derechos e Impuestos o son deducidos de la base impositiva de otros derechos:

- El Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo, es deducible del Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización.
- El Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo, el Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía y el Derecho para la Fiscalización Petrolera son deducibles de la base impositiva del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.
- El monto pagado con relación al Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización, después de acreditar el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de petróleo crudo, es deducible de la base impositiva del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos.

En noviembre de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, una modificación a la Ley Federal de Derechos que elimina la distinción entre los campos del Paleocanal de Chicontepec y los campos en Aguas Profundas en el Derecho Especial sobre Hidrocarburos, modifica la tasa aplicable al Derecho Especial sobre Hidrocarburos, modifica la tasa aplicable al Derecho sobre la Extracción de Hidrocarburos e integra el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos a partir del 1 de enero de 2010, quedando de la siguiente manera.

✓ Derecho Especial sobre Hidrocarburos:

- Tasa del 30% al 36% al valor anual de petróleo crudo y gas natural extraído de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, menos ciertas *deducciones permitidas* (tales como inversiones específicas, algunos gastos y costos, con ciertas condiciones).

✓ Derecho sobre la Extracción de Hidrocarburos:

- Tasa anual del 15% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y de campos en Agua Profundas.

✓ Derecho Adicional sobre Hidrocarburos:

- Tasa del 52% a la diferencia entre el valor anual de petróleo crudo en el campo de que se trate y US\$60.00 por el volumen extraído. Este derecho se aplica únicamente a los campos localizados en el Paleocanal de Chicontepec y a los campos en aguas profundas, siempre y cuando el precio del barril de petróleo extraído sea mayor de US\$60.

Campos de Aguas Profundas, según la Ley Federal de Derechos, son aquellos campos, que en promedio, sus pozos se encuentran ubicados en zonas con un tirante de agua superior a 500 m.

## II) Impuestos

El régimen fiscal de Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios, excepto PEP, considera los siguientes **IMPUESTOS**:

- ✓ Impuestos a los Rendimientos Petroleros.
  - Se calcula aplicando al Rendimiento Neto una tasa del 30%, según la Ley de Ingresos de la Federación, para el año fiscal correspondiente.
  
- ✓ IEPS (Impuesto Especial sobre Producción y Servicios)
  - Es un impuesto indirecto sobre las ventas internas de gasolinas y diesel que Pemex Refinación recauda en representación del Gobierno Federal. El IEPS sobre la venta de gasolinas y diesel es equivalente a la diferencia entre el precio de referencia internacional de cada producto (ajustado por costos de flete, manejo y factor de calidad) y el precio de menudeo del producto a sus clientes (sin incluir el IVA, el margen comercial y los costos de flete). De este modo, el Gobierno Federal se asegura de que Pemex conserve una cantidad que refleje los precios internacionales de estos productos, mientras el Gobierno Federal se allega la diferencia entre los precios internacionales y los precios a los cuales estos productos se venden en México. La Ley de Ingresos de la Federación de 2006 a 2009 establece que los montos que resulten de las tasas del IEPS negativo pueden acreditarse contra el IEPS a cargo y si hubiera remanente, se podrá acreditar contra el IVA y si existiese todavía excedente, contra el Derecho

Ordinario sobre Hidrocarburos. En caso de un IEPS negativo para el año 2010, sería acreditado de esa forma.

- ✓ ISR (Impuesto sobre la Renta). Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios están exentos del pago del Impuesto sobre la Renta, sin embargo algunas de la Compañías Subsidiarias son empresas mexicanas y están obligadas a cumplir con el régimen fiscal que aplica a personas morales (determinado a la tasa del 30% aplicable a los ingresos menos ciertas deducciones).
- ✓ A partir del 2008 entró en vigor un nuevo impuesto corporativo (Impuesto Empresarial a Tasa Única, IETU) que impone un impuesto mínimo del 17.5% de los ingresos por ventas de la persona moral (menos ciertas deducciones y ciertos gastos de la inversión). Este impuesto ha pasado del 16.0% en 2008 a 17.5% en 2010 y subsecuentes.
- ✓ Las Compañías Subsidiarias de Petróleos Mexicanos en el extranjero, pueden estar sujetas a impuestos en la jurisdicción de su residencia u operaciones.
- ✓ Otros impuestos
  - Petróleos Mexicanos también está obligado al pago de impuestos municipales y estatales como:
    - Impuesto Predial.- No es una parte significativa ya que la mayoría de las instalaciones se localizan en propiedad federal.

- El Impuesto sobre nómina.- Poco representativo de los pasivos totales por impuestos de Petróleos Mexicanos.

**k) Programa de Inversiones 2009-2013 para Pemex**

**Programa de Inversiones Aprobado por  
Organismo.**

(Cifras en millones de pesos constantes de 2010.)

<b>Organismo</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>Pemex Exploración y Producción</b>	186,486	209,665	191,764	169,616
<b>Pemex Refinación</b>	32,000	43,343	42,814	41,091
<b>Pemex Gas y Petroquímica Básica</b>	5,720	7,737	4,954	5,464
<b>Pemex Petroquímica</b>	4,780	16,703	6,497	6,244
<b>Total</b>	<b>229,856</b>	<b>278,756</b>	<b>246,850</b>	<b>222,839</b>

## I) Fuentes de Financiamiento

Los pasivos financieros con costo de corto y largo plazo de Pemex al cierre de 2010 alcanzaron los MXN\$664.7 miles de millones (US\$48.4 miles de millones), donde el desglose aparece en el siguiente cuadro.

### Pemex: Fuentes de Financiamiento

	2009	2010		2010
	(millones de pesos)		Variación	(millones de dólares)
<b>Pasivo Corto Plazo</b>				
Bancario	\$ 35,298	\$ 73,998	111.4%	USD 2,703
Bursátil	\$ 67,302	\$ 15,557	-76.9%	USD 5,154
<b>Total</b>	<b>\$ 102,600</b>	<b>\$ 89,555</b>	<b>12.5%</b>	<b>USD 7,857</b>
<b>Pasivo Largo Plazo</b>				
Bancario	\$ 190,217	\$ 188,517	-10.4%	USD 14,566
Bursátil	\$ 339,042	\$ 386,654	19.7%	USD 25,963
<b>Total</b>	<b>\$ 529,259</b>	<b>\$ 575,171</b>	<b>6.8%</b>	<b>USD 40,529</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 631,859</b>	<b>\$ 664,726</b>	<b>7.7%</b>	<b>USD 48,386</b>

Fuente: Pemex

## m) Pemex y su relación con el Riesgo Soberano México

Para entender la relación Pemex – Riesgo México, nos enfocamos en dos aspectos que considero de gran relevancia:

- ✓ **El Presupuesto de Ingresos del Gobierno Mexicano para 2010, que ascendió a \$3,176 miles de millones de pesos, en donde Pemex contribuye con casi un tercio del total (29%) como se observa en el siguiente cuadro:**

### Contribuciones de PEMEX al Presupuesto de Ingresos de la Federación 2010.

<b>a) IEPS: Gasolinas, diesel p/combustión autom.</b>	-\$ 12,214.90
<b>b) Impuesto a los rendimientos petroleros</b>	\$ 2,424.50
<b>c) Derechos de Hidrocarburos:</b>	\$ 563,464.10
Derecho ordinario sobre hidrocarburos	\$ 475,045.30
Derecho s/hidrocarburos p/Fondo de estabiliz.	\$ 71,666.60
Derecho extraordinario s/export. Petróleo crudo	\$ -
Derecho p/Invest. Cient. Y tec. Materia energía	\$ 3,216.20
Derecho p/ la fiscalización petrolera	\$ 25.60
Derecho único sobre hidrocarburos	\$ 3,047.00
Derecho sobre extracción de hidrocarburos	\$ 3,058.80
Derecho especial sobre hidrocarburos	\$ 7,404.60
Derecho adicional sobre hidrocarburos	\$ -
Impuesto al Valor Agregado	
<b>d) Ingresos de Organismos y Empresas (Pemex)</b>	<b>\$ 359,892.30</b>
<b>I. Total de contribuciones de Pemex (a+b+c+d)</b>	<b>\$ 913,566.00</b>
<b>II. Total de Ingresos del Gobierno (Presupuesto 2010)</b>	<b>\$ 3,176,332.00</b>
<b>Contribución de Pemex a los Ingresos del Gobierno (Presupuesto 2010) ( I/II)</b>	<b>29%</b>

Cifras en millones de pesos

Este tercio de aportación al presupuesto, si bien es significativo, empieza a disminuir comparado con años anteriores cuando la contribución se ubicaba en 35%-40%.

- ✓ **El peso de la Deuda de Pemex, al 31 de diciembre de 2009, sobre la Deuda Total del Gobierno, con el siguiente resultado.**

**Participación de PEMEX a la Deuda del Gobierno Federal (al 31 de Diciembre de 2009)**

<b>Desglose de la Deuda de Pemex al 31 de Diciembre de 2009</b>	
(cifras en millones de pesos)	
a) Deuda Corto Plazo	\$ 102,600
b) Deuda Largo Plazo	\$ 529,258
c) Pasivos laborales	\$ 576,136
<b>Total Pasivos de Pemex (a+b+c)</b>	<b>\$ 1,207,994</b>
<b>I) Total Pasivos de Pemex en Mill. Dls.</b>	<b>USD 92,505</b>
T.C. US \$1.00= 13.0587 pesos	

<b>Desglose de la Deuda del Gobierno Federal al 31 de Diciembre de 2009</b>	
(cifras en millones de dólares)	
a) Deuda Interna Gob. Federal	USD 209,925
b) Deuda Externa Gob. Federal	USD 46,208
<b>II) Total Pasivos del Gob. Federal (a+b)</b>	<b>USD 256,133</b>
T.C. US \$1.00= 13.0587 pesos	

<b>Participación de Pasivos de Pemex en Deuda Gob. Fed. (VII)</b>	<b>36%</b>
Fuente: Pemex y SHCP	

✓

La influencia de Pemex tanto el Presupuesto de Ingresos como la Deuda del País nos da la pauta para ver la relación estrecha que hay entre Pemex y el Riesgo País. Si los ingresos de Pemex se ven disminuidos, entonces su deuda tendría que incrementarse (vía emisión de bonos y/o créditos bancarios) y si no hay suficientes garantías (mayores reservas probadas) existirá la percepción de mayor riesgo para invertir en Pemex en particular y en el País en lo general.

## Capítulo 2

### I. Teoría Clásica de Valuación de Empresas y su aplicación en Pemex

De acuerdo a Valencia-Herrera (2009), para realizar la valuación de una empresa o proyecto, se pueden emplear tres paradigmas equivalentes entre sí: flujos de efectivo descontados a la empresa (DCF), flujos de efectivo descontados a inversionistas y valor presente ajustado. Aquí utilizo el primero, que considera la WACC y los flujos de efectivo después de impuestos. Éste es quizás el método más utilizado para la valuación de una inversión de capital. El método para poder ser utilizado requiere suponer una estructura de capital constante, entendida como las proporciones de las diferentes fuentes de financiamiento que entran en el proyecto en cuestión y que deberán de mantenerse durante la vida del proyecto. Frecuentemente esta elección es adecuada si la empresa tiene una estructura de capital objetivo que no la varía en el tiempo, aunque en un momento particular es posible que no sea respetada perfectamente.

Sin embargo este enfoque no es aplicable a la realidad de Pemex, ya que la existencia de un capital contable negativo, impide el establecer una estructura objetivo para la empresa; además el régimen fiscal enfocado a regalías impide la deducibilidad en el costo de la deuda, y por ello el factor de descuento para calcular el valor presente de los flujos no es la adecuada, por lo que se requieren consideraciones especiales.

#### **Método de flujos de efectivo descontados**

Consiste en calcular los flujos de efectivo futuros ajustados según su valor en el tiempo, esto es, descontados a una tasa que represente el costo de oportunidad de obtención del capital empleado, Koller et al. (2010). El valor total de la empresa se compone del valor actual de los flujos de efectivo dentro del período de pronóstico más el valor actual del valor de continuación que corresponde a los flujos de efectivo libres después del período del pronóstico:

$$\text{Valor} = \frac{\text{Flujo}_{t_1}}{(1+WACC_{t_1})^{t_1}} + \frac{\text{Flujo}_{t_2}}{(1+WACC_{t_1})^{t_1}(1+WACC_{t_2})^{t_2}} + \dots + \frac{\text{Valor de continuación}}{(1+WACC_{t_1})^{t_1} \dots (1+WACC_T)^T}$$

donde  $\text{Flujo}_{t_i}$  es el flujo del período  $t_i$  y la  $WACC_{t_i}$  es el costo promedio ponderado de capital después de impuestos en el período en el período  $t_i$  de la empresa,  $t_1, \dots, t_T$ .

En el caso de que la empresa tenga una política objetivo de deuda y capital, el costo de financiamiento de la empresa se puede estimar usando el  $WACC$ , que consiste en la suma del producto de porcentaje de cada una de las fuentes de financiamiento que utiliza la empresa y el costo financiero de cada una de ellas. En el caso de que la empresa fuera una empresa privada y tenga dos fuentes de financiamiento, deuda y capital, los costos de capital de la deuda y el capital propio antes de impuestos sean  $r_c$  y  $r_d$  y la tasa marginal de impuestos corporativos sea  $T$ , el  $WACC$  será:

$$WACC = \left[ \frac{\text{Capital}}{\text{Capital} + \text{Pasivos}} \right] (r_c) + \left[ \frac{\text{Pasivos}}{\text{Capital} + \text{Pasivos}} \right] (r_d)(1 + T)$$

El costo del capital propio,  $r_c$ , puede ser estimado usando un modelo de valuación de activos; en el caso de utilizar el modelo de valuación de activos de capital (CAPM, por las siglas en inglés de “Capital Asset Pricing Model”). El costo del capital de una empresa  $r_i$  será igual a la tasa libre de riesgo,  $r_f$ , más una prima por el riesgo de la empresa, que en este modelo se estima multiplicando la beta de la empresa ( $\beta_i$ ) del proyecto de inversión en cuestión, que mide el riesgo sistemático de la empresa, a la prima de riesgo de mercado: la diferencia entre el rendimiento esperado de mercado,  $E(r_m)$ , y la tasa libre de riesgo,  $r_f$  (Brigham y Houston, 1988, p. 176)

$$E(r_i) = r_f + \beta_i [E(r_m) - r_f]$$

El CAPM fue desarrollado por Sharpe (1964) y Lintner (1965). Ambos basaron sus estudios en las investigaciones de Markowitz (1959) y Tobin (1958), quienes propusieron un modelo en que todos los inversionistas seleccionan sus carteras a través del criterio de la media-varianza. El objetivo del modelo CAPM es cuantificar e interpretar la relación que existe entre el riesgo y el rendimiento; ya que a través de esta relación lineal se puede establecer el equilibrio de los mercados financieros.

**El valor de continuación ( $VC_T$ )** es el valor de la empresa más allá del horizonte de planificación (el período  $T$ ), hasta cuando se proyectan con detalle los flujos de efectivo. Este valor de continuación se puede estimar si se asume que los flujos crecerán a una tasa constante  $g$  con el modelo de crecimiento de Gordon:

$$VC_T = \frac{FE_{T+1}}{WACC - g} = \frac{FE_T(1 + g)}{WACC - g}$$

en donde  $VC_T$  es el valor de continuación en el año  $T$ ,  $FE_T$  es el flujo de efectivo en el período  $T$ ,  $g$  es la tasa de crecimiento de los flujos de efectivo a perpetuidad y  $WACC$  es el costo de financiamiento a perpetuidad.

También es importante tener presente que se utiliza una Beta no apalancada, es decir que se supone que una empresa no tiene deuda en su estructura de capital, por lo tanto no se incorpora el riesgo financiero, y en caso de querer incorporarlo, debemos determinar una Beta apalancada; por lo tanto el rendimiento esperado será más alto.-

**Beta  $\beta$ :** Es la medida del riesgo sistemático o no diversificable de un activo. Mide la sensibilidad del valor de una acción frente a variaciones en el mercado. Otra definición tomada del glosario de términos financieros y de negocios es: "Indicador del riesgo de una acción o una cartera con respecto al riesgo medio del mercado. Un valor beta de 0.7 significa que el rendimiento de la acción o cartera probablemente aumentará o disminuirá en 70% del cambio medio del mercado. Un valor beta de 1,2 indica que el rendimiento probablemente será 20% superior o inferior al cambio medio del mercado. El indicador beta es un índice de riesgo

sistemático, es decir, el riesgo en relación con las condiciones generales del mercado que no pueden modificarse”.

**Beta no apalancada:** De acuerdo a las “Mejores Prácticas Financieras”, del Dr. Humberto Valencia, a ésta también se le conoce como *beta de la empresa*. Estrictamente la beta de la deuda a considerar debe ser la beta de la deuda después de impuestos. Dado que la beta de la deuda es relativamente pequeña, se suele suponer que es cero. En el caso de que aumente mucho el apalancamiento, la beta de la deuda puede ser que se modifique y esta relación dejará de ser válida; sólo es válida para cambios pequeños en la mezcla de deuda y capital.

## II. Aplicación del DCF en Pemex

Para efectos de este trabajo de tesis y que constituye los fundamentos para proponer un modelo alternativo de valuación de empresas como Pemex, se estimó el valor presente de los flujos operativos (valor de la empresa) utilizando el WACC de Pemex. Los supuestos detallados para la construcción de este modelo de estimación se explican en la sección IIa de este capítulo.

Al valor presente de los flujos operativos, se le descontó directamente el monto total de la deuda de Pemex, para suponer que la diferencia es el valor del capital de la empresa, en lugar de calcular el valor presente del flujo de efectivo libre (valor de los accionistas), por las distorsiones que se tienen en el pago de derechos e impuestos, y entonces no se consideraron nuevas inversiones.

En forma específica significa que además de que el flujo libre de Pemex es negativo, afectado principalmente por el pago de derechos e impuestos (regalías), tampoco se podría descontar estos flujos, únicamente a la tasa del capital.

La razón de este último punto es que además de que el capital contable es negativo, no existe estrictamente hablando un pago de dividendos de Pemex a sus accionistas, en cuyo caso lo sería el Gobierno Federal. Aunque podría suponer que el pago de derechos e impuestos (regalías) se asemeja a un dividendo equivalente a aproximadamente el 78% del flujo operativo, entonces al

hacer este supuesto, debería también reclasificar en el estado de flujo de efectivo de Pemex, la salida de este “dividendo” desde la sección de capital de trabajo, y traspasarlo a la sección de flujo relacionado con inversiones de Pemex.

Al 31 de diciembre de 2010, el capital contable de Pemex, reportado bajo Normas de Información Financiera o NIF, es una cifra negativa de MXN -\$113.7 miles de millones (equivalente a US - \$9.2 miles de millones), mientras que el valor total del pasivo a esta misma fecha fue de MXN\$ 1,506 miles de millones (o expresado en dólares US\$121.9 miles de millones).

Asimismo, como veremos en el análisis de sensibilidad para la valuación de la empresa, el hecho de que a una menor ponderación del capital, el valor de la empresa es mayor, ya que si supusiéramos una tasa de impuestos corporativa ficticia para Pemex, los pasivos con costo conllevarían un beneficio fiscal de deducibilidad de intereses.

Sin embargo, esto no es congruente con la calidad crediticia de la empresa y por los resultados presentados a continuación, decidí apoyarme del modelo alterno de valuación, que es el que propongo en el capítulo 3.

Para valuar a Pemex bajo el método tradicional, utilicé la Metodología de los Flujos de Efectivo Descontados que consiste en:

1. Análisis del desempeño histórico
2. Proyección del desempeño futuro de los negocios de la compañía (Ver Anexo 1)
  - a. Proyección de los Estados Financieros (Balance General y Estado de Resultados).
  - b. Determinación de los Flujos de Efectivo (Proyección del Estado de Flujo de Efectivo).
3. Cálculo del Valor de la Deuda
4. Cálculo de la Tasa del Costo de Capital (WACC).
5. Estimación del Valor Terminal o de Continuación (Perpetuidad).
6. Cálculo del Valor del Activo e interpretación de Resultados.

La aplicación de los 6 pasos anteriores me llevaron a obtener un valor de Pemex que denominé Escenario Base. Asimismo, realice un Análisis de Sensibilidad, sometiendo a Pemex a cambios en tres variables y se desprendieron 3 escenarios más (Escenario Uno: Sustitución de Pasivos Laborales; Escenario Dos: Reducción de Regalías en 50%; Escenario Tres: Precio de equilibrio del petróleo para Pemex) que se explicarán a detalles en la sección IIb.

**Sección IIa:** Supuestos detallados para la construcción de este modelo de estimación escenario base, que refleja la situación financiera y de resultados actual de Petróleos Mexicanos.

- i) **Resultados**
- ii) **Balance**
- iii) **Flujo**
- iv) **Cálculo Beta Apalancada de Pemex**

**i) Estado de Resultados:**

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX)  
Estado de Resultados 2010-2020 (cifras en millones de pesos)

	2008-4	2009-4	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ventas Netas	1,328,950	1,089,921	1,180,017	1,237,860	1,324,376	1,418,564	1,520,633	1,627,146	1,680,028	1,734,629	1,791,004	1,849,212	1,909,311
Costo de Ventas	654,032	561,135	622,084	661,011	665,250	669,110	715,120	737,597	778,861	804,174	830,310	857,295	885,157
Costo Ventas / Ventas		51.48%	52.72%	53.40%	50.23%	47.17%	47.03%	45.33%	46.36%	46.36%	46.36%	46.36%	46.36%
Utilidad Bruta	674,917	528,786	557,933	576,849	659,127	749,454	805,513	889,548	901,167	930,455	960,695	991,917	1,024,155
Gastos Generales	103,806	100,509	100,301	105,218	112,572	120,578	129,254	138,307	134,402	138,770	143,280	147,937	152,745
Utilidad de Operación	571,111	428,277	457,631	471,631	546,555	628,876	676,259	751,241	766,765	791,685	817,414	843,980	871,410
Costo Integral de Financiamiento	-107,512	-15,308	-10,106	-33,583	-53,395	-66,683	-78,574	-91,386	-100,525	-110,577	-121,635	-133,799	-147,178
Otros Ingresos (beneficio del IEPS principalmente)	197,991	40,293	72,008	75,538	80,817	86,565	92,793	99,293	102,520	105,852	109,292	112,844	116,511
Resultado antes de impuestos y derechos	659,625	451,971	519,533	513,585	573,977	648,757	690,478	759,148	768,760	786,959	805,071	823,026	840,743
Impuestos y Derechos	771,702	546,633	553,888	577,059	608,875	652,178	699,103	748,072	751,476	738,952	794,758	809,030	835,324
Utilidad antes de partidas extraordinarias	-112,076	-94,662	-34,355	-63,474	-34,899	-3,420	-8,625	11,076	17,283	48,007	10,313	13,995	5,419
Participación de subsidiarias y asociadas no consolidadas	-1,965	-1,291											
Partidas extraordinarias	0	0											
Utilidad (Pérdida) Neta del ejercicio	-112,076	-94,662	-34,355	-63,474	-34,899	-3,420	-8,625	11,076	17,283	48,007	10,313	13,995	5,419

**Ventas**

Las ventas de Pemex durante el período de proyección 2010-2020 crecerán a una tasa compuesta anual de 4.93% siendo esto resultado de:

- Crecimientos conservadores en el “volumen de producción de petróleo crudo y gas natural”, de entre el 2.0% a 3.1% para el período de estimación en cuestión, apoyados principalmente en:
  - ✓ Declinación de yacimientos petroleros como Cantarell y Ku Maloob Zaap. Asimismo la limitada explotación (100,000 barriles diarios) de campos en Chicontepec.
  - ✓ Crecimiento lento de las economías mundiales, que de acuerdo a datos del Banco Mundial se estima un crecimiento anual promedio de 2.6% para los próximos 5 años para el PIB Mundial.
  - ✓ Para la Economía Mexicana, se espera un crecimiento anual promedio de 3.9% para el período de referencia.
  - ✓ Limitado presupuesto que tiene Pemex para invertir en tecnologías que le permitan explorar y explotar proyectos que prometen ser viables y rentables: Chicontepec y Aguas Profundas por ejemplo. Asimismo estas limitantes impiden elevar las tasas de restitución de reservas petroleras.
  
- Para efectos de este trabajo de investigación, la variable “precio de venta” utilizado para la proyección se calculó bajo las siguientes premisas:
  - ✓ En lugar de estimar “precios futuros del petróleo (uno para el mercado nacional y otro para el de exportación) para el caso de las ventas de exportación, utilicé el precio promedio del petróleo crudo de exportación que al tercer trimestre de 2010 se ubicó en US \$74.00 por barril.
  - ✓ En el caso del mercado local, el precio utilizado, equivale a 1.093 veces el precio del mercado de exportación. Este sobreprecio se calculó de la siguiente manera:

	<b>2009</b>
<b>Producción Total Anualizada (en miles de barriles)</b>	1,360,800
Mercado Local (53% de la prod. total)	721,224
Mercado Exportación (47% de la prod. total)	639,576
<b>Ventas totales (en miles de pesos)</b>	1,089,921,331
Ventas Locales (en miles de pesos)	601,661,035
Ventas de exportación (en miles de pesos)	488,260,296
<b>Precios de venta unitarios en pesos</b>	
Ventas totales	\$ 800.94
Ventas Locales	\$ 834.22
Ventas de exportación	\$ 763.41
<b>Precios de venta unitarios en dólares</b>	
Ventas totales	USD 59.29
Ventas Locales	<b>USD 61.75</b>
Ventas de exportación	USD 56.51

**1.093 Precio Mcd. Local = Sobreprecio vs precio de exportación.**

Una vez estimadas estas dos variables, volumen y precio, se obtienen las cifras mostradas en el renglón de Ventas, que como mencioné la tasa promedio anual de crecimiento será de 4.93% en el período de estimación.

### **Costo de Ventas**

La estimación del costo de ventas se hizo partiendo de la premisa, que este rubro del Estado de Resultados, se determina globalmente sumando a los inventarios al inicio del año, el costo de operación de campos petroleros, refinerías y plantas (incluyendo los productos propios utilizados), las compras de refinados y otros productos, deduciendo el valor de los inventarios al final del año. Aquí también se incluye la depreciación y amortización asociadas con los activos utilizados en la operación, así como el gasto asociado con la reserva para abandono de pozos; el Costo de Ventas al 31 de diciembre del 2009, es el que en seguida se muestra:

Composición del Costo de Ventas (cifras en millones de pesos)		2009
Inventarios al inicio del período		65,472
<i>más: Costo de Producción</i>		90,399
Gastos de Mantenimiento	37,064	
Compras de gas	17,176	
Mano de obra	10,848	
Reserva Laboral	4,520	
Servicios generales	4,520	
Compras de nitrógeno	3,616	
Servicios corporativos	2,712	
Otros	9,944	
<i>más: Compras (Importaciones)</i>		169,512
<i>más: Depreciación y Amortización Act. Utiliz. en producción</i>		61,869
<i>más: Gasto asoc. c/reserva de abandono pozos</i>		1,649
<i>más: "Complemento" costo reserva laboral</i>		85,917
<i>más: Costos de exploración y perforación</i>		123,220
<i>menos: Inventarios al final del período</i>		36,903
<b>Costo de Ventas ejercicio 2009</b>		<b>561,135</b>

- El costo de producción resulta ser altamente competitivo a nivel internacional al ubicarse al cierre de 2009 en \$4.85 USD/bpce. El costo de producción promedio para el período de pronóstico es de \$4.90 USD/bpce <sup>(1)</sup>, según se aprecia en el cuadro que se muestra enseguida.

	Estimación del costo de Producción 2010-2020.													
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cálculo del Costo de Producción <sup>(3)</sup>														
Gastos totales de producción (en millones USD)	7,531	8,836	6,692	6,939	6,966	6,951	6,857	6,867	7,158	7,523	7,502	7,482	7,418	7,441
Gastos totales de producción (en millones pesos)	82,291	98,420	90,399	88,050	90,064	93,220	95,375	99,076	106,914	116,327	120,108	124,011	127,295	132,203
Costo de Producción (dls/bpce)	4.7	6.16	4.85	5.14	5.03	4.88	4.67	4.54	4.59	4.82	4.81	4.80	4.76	4.77
Producción Total de hidrocarburos (bpced)	4.39	3.93	3.78	3.70	3.79	3.90	4.02	4.15	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
Producción Total de hidrocarburos (bpce) anualizado	1602.35	1434.45	1379.7	1348.8	1385.1	1425.0	1467.7	1513.0	1559.8	1559.8	1559.8	1559.8	1559.8	1559.8

(3) La fórmula para calcular el costo producción por barril de petróleo crudo equivalente (bpce) es:

Costo de Producción por barril en unidades equivalentes=CP  
 Gastos totales de producción (en USD) = A  
 Producción Total de hidrocarburos (bpce) = B

Por tanto:

$$CP \text{ (dls/bpce)} = A / B$$

Si despejamos A, tenemos:

$$\text{Gastos totales de producción (USD)} = CP \text{ (dls/bpce)} \times B \text{ (bpce)}$$

(1) bpce = barril de petróleo crudo equivalente.

- El peso del costo de producción dentro del costo de ventas es del orden del 14% al 16% en mis estimaciones.
- La ventaja y alta competitividad que se tiene en el costo de producción se desaprovecha por las importaciones de gas y productos petrolíferos (de alto valor agregado) que representan el 30% del costo de ventas. Mientras que en la industria petrolera mundial, el “Downstream” (Refinación) incluye unidades de negocio altamente rentables, lamentablemente el presupuesto asignado a Pemex para esta división es limitado viéndose obligado a recurrir a importar estos productos para satisfacer la demanda interna. Aun cuando Pemex tiene diversos proyectos para incrementar la productividad de ésta división, los resultados no se reflejan en el corto plazo por lo que la expectativa es que continúen las importaciones de estos productos y la proyección contempla un crecimiento promedio de importaciones del orden del 10% en el periodo de estimación.
- Otro componente del Costo de Ventas con un peso del orden del 30% son los “Costos de Exploración y Perforación”, en donde la estimación contempla incremento de éstos entre 2010 y 2012 para que a partir de 2013 se observe una disminución con la idea de consolidar resultados y hacer más eficiente la operación.

Si bien estimé cada uno de los componentes del costo de venta, los puntos antes mencionados tienen relevancia especial y es así como se pronostica que este rubro del estado de resultados presente un crecimiento promedio de 4.25% anual los próximos 5 años. Para el periodo 2016 - 2020 se ha considerado que el costo crezca a menor ritmo, 3.25%. Dado que las ventas crecerán con mayor dinamismo que los costos, la relación costo de ventas / ventas pasa de un 53.2% en 2010 a 44.1% en 2015, por lo que el margen bruto se favorecerá con casi 8 puntos porcentuales para ubicarse en el año 2015 en 56% desde el 48% que pienso cerrará el ejercicio 2010. Para el periodo 2016 a 2020 estimo que el margen bruto en promedio se ubicará en 54%.

## **Utilidad de Operación**

Estoy estimando que durante los próximos 5 años la Utilidad de Operación crecerá en promedio 10.0%, debido a la combinación de diversos factores, que se explican enseguida:

- Los gastos generales que incluyen gastos de distribución y administración, se estima que crecerán un 5.0% promedio durante el periodo de estimación. Para el periodo 2016 a 2020 estimo que crecerán en promedio 3.0%.
- La absorción de costos y gastos por parte de las ventas, la implementación y consolidación de programas de mejora, la puesta en marcha de proyectos de reconversión de diversas plantas y refinerías se reflejan en una operación más eficiente.

Por lo anterior, estimo que el margen operativo mejorará sustancialmente al pasar de 39.1% en 2010 para ubicarse en 47.4% al final del período de proyección. Para el periodo 2016 a 2020 estimo que en promedio el margen se ubicará en 46.0%.

## **Costo Integral de Financiamiento**

Este renglón del Estado de Resultados está integrado por el Costo y Rendimiento Financieros (que para efectos de estas proyecciones, ya incluyen las utilidades o pérdidas originadas por las posiciones de instrumentos financieros derivados) y por el Resultado Cambiario. Para estimar el costo, se parte de la composición de la deuda con costo que al cierre de 2009 y 2008 estaba estructurada como se indica en el cuadro siguiente:

**Pemex: Fuentes de Financiamiento**

	2008	2009		2009
		(millones de pesos)	Variación	(millones de dólares)
<b>Pasivo Corto Plazo</b>				
Bancario	\$ 27,023	\$ 35,298	30.6%	USD 2,703
Bursátil	\$ 64,201	\$ 67,302	4.8%	USD 5,154
Total	<b>\$ 91,224</b>	<b>\$ 102,600</b>	<b>12.5%</b>	<b>USD 7,857</b>
<b>Pasivo Largo Plazo</b>				
Bancario	\$ 212,269	\$ 190,217	-10.4%	USD 14,566
Bursátil	\$ 283,217	\$ 339,042	19.7%	USD 25,963
Total	<b>\$ 495,486</b>	<b>\$ 529,259</b>	<b>6.8%</b>	<b>USD 40,529</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 586,710</b>	<b>\$ 631,859</b>	<b>7.7%</b>	<b>USD 48,386</b>

Fuente: Pemex

Los préstamos bancarios y las emisiones de bonos en otras monedas, se considera que han sido emitidas en dólares, ya que Pemex ha celebrado contratos “cross currency” para eliminar el riesgo cambiario entre esas monedas y el dólar.

Al cierre del año 2009, la deuda bursátil (bonos emitidos por Pemex) representa el 64.3% del total de la deuda con costo, la deuda bancaria equivale al 35.7%. Para efectos de la estimación se asumen las siguientes consideraciones:

- Mantener misma proporción deuda bursátil-deuda bancaria, para el período 2010-2015. Y para el periodo 2016 a 2020 asumí la misma proporción, sin embargo esta pudiera modificarse si existen condiciones cambiantes para el financiamiento.
- La estructura de la deuda en monedas, para el período de estimación es la misma que al cierre del ejercicio 2009, es decir 20% en pesos mexicanos y 80% en dólares estadounidenses.

- Costo ponderado de la deuda. Con datos al cierre del ejercicio 2009, calculé el costo ponderado de la deuda y se ubicó en 11.02%; cabe comentar que esta cifra lleva incorporado el efecto de los “derivados”. En la siguiente tabla muestro los costos de deuda estimados.

Costo de Deuda que incluye el efecto de los Derivados.											
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
11.02%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	

- Resultado Cambiario. Se consideraron los siguientes supuestos para la estimación, que son:
  - ✓ Comportamiento del Tipo de Cambio Peso-Dólar 2010-2015, con una devaluación promedio durante el período de estimación de 2.30%, según se indica en el siguiente cuadro. Para el periodo 2016 a 2020 estimo que la devaluación será del orden de 3% promedio.

Estimación del tipo de cambio peso-dólar.												
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de cambio: pesos por 1 USD	\$ 13.06	\$ 12.69	\$ 12.93	\$ 13.41	\$ 13.91	\$ 14.43	\$ 14.94	\$ 15.46	\$ 16.01	\$ 16.57	\$ 17.16	\$ 17.77
% de devaluación peso vs dólar		-2.82%	1.89%	3.72%	3.72%	3.72%	3.53%	3.53%	3.53%	3.53%	3.53%	3.53%

Fuente: Scotia Capital México

- ✓ Posición en Moneda Extranjera. La posición pasiva en moneda extranjera ha predominado en los datos históricos de Pemex, misma que se mantiene en la proyección.
- ✓ Para 2010 se estima una ganancia cambiaria debido principalmente a la apreciación esperada del peso vs el dólar del orden del 3%.

Las cifras que obtuve para el costo integral de financiamiento, indican que para el período de estimación, este rubro continuará impactando negativamente en los resultados de Pemex.

## Impuestos, Derechos y Aprovechamientos

En el Capítulo I de este trabajo se explicó con detalle el régimen fiscal al cual está sujeto Pemex. En esta sección se detalla cómo se hizo la estimación de este rubro, no sin antes comentar que si bien se han hecho modificaciones a los esquemas fiscales aplicables a Pemex aún no son suficientes para poder retener más de su flujo de operativo y poderlo reinvertir.

Tanto en forma histórica, como en las proyecciones, se observa que el mejor desempeño operativo de Pemex es opacado por la carga impositiva. Pemex está sujeto al pago de diversos derechos, destacando el derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSHS) que representa aproximadamente 80% del total de impuestos y derechos pagados. En los últimos años a través de cambios a la Ley de Derechos, se ha venido modificando (en beneficio a Pemex) pasando de 74% en 2008, a 73.5% en 2009, hasta ubicarse en 71% para 2013, sin embargo, como ya mencioné, esta disminución aun no es suficiente para que Pemex genere utilidades y las pueda reinvertir en proyectos que la lleven a la modernidad. La estimación se basa en los siguientes supuestos:

- Dado el “peso” de este derecho –Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSHS) - en la totalidad de la “carga impositiva” (mayor al 80%) definí a este derecho (DOSHS) como la tasa de referencia para el período 2010 – 2015. Y para el periodo 2016 2017 quedó establecida en 71% y para 2018 a 2020, la ubiqué en 70%.
- Base Gravable igual al 64.3% de los Ingresos. Para determinar el monto de impuestos a pagar, se utiliza la relación: “Base Gravable \* Tasa Impositiva = Monto del Impuesto a pagar”. Se cuenta con información histórica disponible del monto de Derechos e Impuestos así como de la tasa del DOSHS que aplicó para cada año, simplemente despejando la variable “Base Gravable”. Históricamente resultó ser, en promedio, el equivalente a 64.3% de los ingresos.

- Finalmente conociendo los datos tanto del DOSH como de la Base Gravable estimada para el período de estudio.

### **Otros ingresos (principalmente beneficio por IEPS)**

IEPS, es el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz. Este impuesto se publica en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el **IEPS lo paga el consumidor final**; en caso contrario, **el IEPS lo absorbe la SHCP y lo acredita a PEMEX**, quién es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP.

**“IEPS = Precio al público o final – Precio productor de gasolinas y diesel”**

Con información histórica disponible de 2 de las variables de la ecuación anterior (precio productor e IEPS) y despejando la variable precio al público o final, se puede estimar el monto del IEPS para el período en cuestión.

Enseguida se presenta el cálculo correspondiente:

**“Precio público o final de gasolinas y diesel = IEPS + Precio Productor de gasolinas y diesel.”**

El cálculo se realizó como se puede ver en el siguiente cuadro:

<b>Cálculo para determinar el IEPS</b>					
Cifras en millones de pesos					
	2006	2007	2008	2009	1T-2010
Ventas Totales	1,106,101	1,139,256	1,328,950	1,089,921	307,875
Ventas Locales	567,290	592,048	679,754	596,370	165,786
Vta. Local / Vta. Total	<b>0.513</b>	<b>0.520</b>	<b>0.511</b>	<b>0.547</b>	<b>0.538</b>
Gasolinas	230,316	247,625	265,964	259,002	68,966
Diesel	91,696	96,920	111,388	121,744	32,626
<b>Gasolinas + Diesel (Precio Productor)</b>	<b>322,012</b>	<b>344,545</b>	<b>377,352</b>	<b>380,746</b>	<b>101,592</b>
Gasolina+Diesel/Venta Local	<b>0.57</b>	<b>0.58</b>	<b>0.56</b>	<b>0.64</b>	<b>0.61</b>
<b>IEPS</b>	<b>58,623</b>	<b>79,798</b>	<b>197,991</b>	<b>40,283</b>	<b>20,100</b>
<b>"Precio Público"</b>	<b>380,635</b>	<b>424,343</b>	<b>575,343</b>	<b>421,029</b>	<b>121,692</b>
<b>Precio Productor/Precio Público</b>	<b>0.8460</b>	<b>0.8119</b>	<b>0.6559</b>	<b>0.9043</b>	<b>0.8348</b>
<b>Factor Promedio</b>	<b>0.839</b>				

Al final del cuadro se observa el "factor promedio" (.8390) y que se obtuvo eliminando los valores extremos de la relación Precio productor/Precio público. Este factor es el que utilicé para la estimación de IEPS del período 2010-2015, llegando al resultado mostrado en la siguiente tabla:

<b>Estimación del IEPS para el período 2010-2020.</b>											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Venta interna de gasolina y diesel estimada (precio productor)	375,245	393,640	421,152	451,103	483,561	517,432	534,249	551,612	569,539	588,049	607,161
Precio al Público estimado en base al factor (.8390)	<b>0.839</b>	447,253	469,177	501,969	537,668	576,354	616,725	636,769	657,464	678,831	700,893
<b>Cálculo estimado de IEPS</b>	<b>72,008</b>	<b>75,538</b>	<b>80,817</b>	<b>86,565</b>	<b>92,793</b>	<b>99,293</b>	<b>102,520</b>	<b>105,852</b>	<b>109,292</b>	<b>112,844</b>	<b>116,511</b>

Cifras en millones de pesos

Se observa en la tabla anterior, que el precio al público seguirá siendo mayor al precio productor, por lo que el impacto de este impuesto seguirá "favoreciendo" a Pemex.

## Utilidad Neta

La consolidación de diversos proyectos tendrán un impacto positivo en los resultados de Pemex por lo que de acuerdo al Escenario Base, a partir del 3er. año de estimación Pemex podría reportar utilidades, debido a los siguientes factores:

- Crecimiento sostenido de los ingresos para el período 2010 -2015 (7% promedio). Para el periodo 2016 a 2020 los ingresos continuarán incrementándose aunque con menor inercia.
- Consolidación de la implementación de proyectos encaminados a elevar niveles de eficiencia lo que se traduce en control de costos y gastos. Asimismo los planes de reconversión de plantas y refinerías se ven reflejados en mayores márgenes de operación.
- Beneficios de la Reforma Energética; específicamente la disminución paulatina de 2.5 puntos porcentuales en impuestos y derechos como el Impuesto Ordinario sobre Hidrocarburos al pasar de 73.5% hasta 70.0% al final del período de estimación.
- A partir del segundo semestre del año 2010 se ha observado mayor certidumbre en mercados internacionales que permite aprovechar oportunidades de financiamiento (tasas de interés más competitivas y menores riesgos por tipo de cambio). Pemex está aprovechando éstas, asimismo he incorporado en las proyecciones mejores condiciones de financiamiento que se reflejan en los resultados para el período de estimación.

## ii) Balance General:

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX)  
Balance General 2010-2020 (cifras en millones de pesos)

	2008-4	2009-4	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Activo Total</b>	1,236,837	1,332,036	1,442,787	1,582,097	1,745,496	1,936,616	2,134,434	2,357,281	2,579,602	2,834,043	3,055,990	3,286,981	3,514,921
Activo Circulante	364,292	349,695	339,442	309,621	303,437	339,584	374,614	427,940	509,203	622,631	703,632	793,767	880,969
Efectivo e Inversiones Disponibles	114,224	128,176	126,299	111,329	93,383	116,744	137,937	176,826	250,680	356,467	429,588	511,597	590,419
Cuentas y Documentos por Cobrar (Neto)	41,180	75,870	73,894	66,019	70,633	75,657	81,100	86,781	89,601	92,514	95,520	98,625	101,830
Otras Cuentas y Documentos por Cobrar	121,130	82,466	80,051	71,521	76,520	81,961	87,859	94,013	97,068	100,223	103,480	106,843	110,316
Inventarios	65,472	36,903	35,597	35,995	36,414	36,850	37,305	37,777	38,253	38,735	39,223	39,717	40,218
Otros Activos Circulantes	22,286	26,278	23,600	24,757	26,488	28,371	30,413	32,543	33,601	34,693	35,820	36,984	38,186
Activo a Largo Plazo	11,177	9,762	11,070	11,557	11,987	12,433	12,895	13,375	13,847	14,336	14,842	15,366	15,908
Cuentas y Documentos por Cobrar (Neto)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en acciones de subs. no controladas	11,177	9,762	11,070	11,557	11,987	12,433	12,895	13,375	13,847	14,336	14,842	15,366	15,908
Otras Inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inmuebles, Planta y Equipo (Neto)	845,062	967,592	1,123,682	1,310,670	1,484,970	1,642,316	1,805,516	1,974,476	2,125,537	2,266,757	2,407,976	2,549,196	2,690,416
Inmuebles (Neto)	659,030	773,944	867,939	976,276	1,077,262	1,168,426	1,262,980	1,360,873	1,448,395	1,530,215	1,612,035	1,693,856	1,775,675
Maquinaria y Equipo Industrial	888,885	947,168	1,062,063	1,194,631	1,318,205	1,429,758	1,545,461	1,665,248	1,772,345	1,872,465	1,972,585	2,072,705	2,172,825
Otros Equipos	55,857	59,060	66,193	74,456	82,157	89,110	96,321	103,787	110,462	116,702	122,942	129,182	135,422
Depreciación Acumulada	843,859	924,133	997,687	1,075,491	1,148,016	1,213,486	1,281,393	1,351,696	1,414,551	1,473,311	1,532,072	1,590,832	1,649,592
Construcciones en Proceso	85,148	111,553	125,173	140,798	155,362	168,509	182,146	196,264	208,886	220,686	232,486	244,286	256,086
Activos Intangibles y Cargos Diferidos	16,306	4,987	5,897	6,156	6,385	6,623	6,869	7,125	7,376	7,637	7,906	8,186	8,474
Otros Activos	0	0	-37,303	-55,907	-61,283	-64,340	-65,460	-65,634	-76,362	-77,317	-78,366	-79,533	-80,846
<b>Pasivo Total</b>	1,209,952	1,398,877	1,544,715	1,746,507	1,943,809	2,137,350	2,342,792	2,553,558	2,757,586	2,963,007	3,173,625	3,389,599	3,611,097
Pasivo Circulante	175,965	242,960	248,958	272,435	292,497	311,617	335,950	358,982	382,040	401,786	421,874	442,312	463,109
Proveedores	35,382	63,278	61,775	65,286	65,366	65,434	69,681	71,788	77,886	80,417	83,031	85,729	88,516
Créditos Bancarios	27,023	35,298	92,047	105,258	117,791	129,368	141,497	154,185	165,178	176,289	187,521	198,874	210,350
Créditos Bursátiles	64,201	67,302	23,736	27,142	30,374	33,359	36,487	39,758	42,593	45,458	48,354	51,282	54,241
Impuestos por Pagar	16,673	48,453	41,301	43,325	46,353	49,650	53,222	56,950	58,801	60,712	62,685	64,722	66,826
Otros pasivos circulantes (sin costo)	32,686	28,629	30,100	31,424	32,593	33,805	35,063	36,301	37,582	38,909	40,282	41,704	43,176
Pasivo a Largo Plazo	495,487	529,259	575,046	657,577	735,873	808,200	883,972	963,236	1,031,911	1,101,329	1,171,496	1,242,422	1,314,114
Créditos Bancarios	212,269	190,217	169,064	193,327	216,347	237,611	259,888	283,191	303,382	323,791	344,420	365,272	386,349
Créditos Bursátiles	283,217	339,042	405,983	464,249	519,527	570,589	624,084	680,445	728,529	777,538	827,076	877,150	927,764
Otros créditos (sin costo)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Créditos Diferidos	947	0	2,187	2,173	2,253	2,337	2,424	2,514	2,603	2,695	2,790	2,889	2,991
Otros pasivos de largo plazo (sin costo)	537,554	626,658	718,523	814,323	913,185	1,015,197	1,120,446	1,228,826	1,341,031	1,457,197	1,577,464	1,701,977	1,830,884
<b>Capital Contable</b>	26,885	-66,840	-101,928	-164,410	-198,313	-200,735	-208,358	-196,277	-177,984	-128,964	-117,635	-102,619	-96,177
Capital Contable Minoritario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Contable Mayoritario	26,885	-66,840	-101,928	-164,410	-198,313	-200,735	-208,358	-196,277	-177,984	-128,964	-117,635	-102,619	-96,177
Capital Contribuido	281,304	281,878	282,865	283,855	284,848	285,845	286,846	287,849	288,857	289,868	290,882	291,901	292,922
Capital Social Pagado	281,304	281,878	282,865	283,855	284,848	285,845	286,846	287,849	288,857	289,868	290,882	291,901	292,922
Capital Ganado (Perdido)	-254,418	-348,718	-384,792	-448,265	-483,161	-486,580	-495,204	-484,126	-466,841	-418,832	-408,517	-394,520	-389,099
Resultados acumulados y reserva de dividendos	-260,852	-355,542	-389,895	-453,368	-488,264	-491,683	-500,307	-489,229	-471,944	-423,935	-413,620	-399,623	-394,202
Recompra de acciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otro resultado integral acumulado	6,434	6,824	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103	5,103
Ganancia (Pérdida) Neta del año	-112,076	-94,662	-34,355	-63,474	-34,899	-3,420	-8,625	11,076	17,283	48,007	10,313	13,995	5,419

El crecimiento promedio de casi 39% en el renglón del Activo Total durante el período de estimación (2010-2020) es resultado de diversos factores, que explico enseguida:

- El efectivo e inversiones crecerá casi 100% al final del período de estimación, básicamente por dos factores: 1) disminución del monto de inversiones, en el tramo 2015-2020 y 2) el flujo generado por la operación presenta crecimientos importantes. El monto promedio de efectivo e inversiones, a lo largo del periodo de proyecciones, pienso que será del orden de los \$131,230 millones de pesos.
- Otro rubro a destacar y que impacta favorablemente es el Activo, son los inventarios; asumí que éstos se valorarán durante el periodo de estimación al costo de producción, tal como lo hizo la empresa durante el ejercicio 2009.

- Las cuentas por cobrar ayudan a la generación de efectivo al mejorar la rotación de éstas durante el período de estimación.
- El activo fijo es otro rubro a resaltar, los primeros 5 años de estimación el incremento promedio es de 53% como resultado del presupuesto autorizado para Pemex, el monto promedio en este primer período de estimación es de \$240,000 millones de pesos, más del 70% de estas inversiones están asignadas a Pemex Exploración y Producción (PEP). Para la segunda parte del período de estimación, el monto de inversión promedio es del orden de \$200,000 millones de pesos disminuyendo el ritmo de crecimiento del activo fijo que en promedio se ubicará en 34%.

El Pasivo Total registrará un incremento promedio, durante el período de proyecciones, de 38% que se atribuye a:

- Durante el año 2010, los mercados de deuda han estado ofreciendo atractivas oportunidades de financiamiento, que Pemex ha aprovechado y pienso que mientras esta situación prevalezca seguirá con esta estrategia. La deuda bancaria de corto y largo plazo crecerán por arriba del 100% en la primera parte de la proyección, debido a los bajos costos de financiamiento. Para el segundo tramo de proyección el financiamiento bancario crecerá 33% promedio, en línea con el programa de inversiones. El financiamiento bursátil crecerá en menor proporción. Estos financiamientos se canalizan al fondeo de inversiones de capital y a prepagos de deuda.
- Los Pasivos Laborales representan una importante pasivo para Pemex. Al cierre del ejercicio 2009 éstos totalizaron \$ 576,136 millones de pesos. Aquí estoy suponiendo, que de acuerdo a criterios internacionales de contabilidad, la cifra reportada en el balance de Pemex, ya es el valor presente de los flujos futuros de dichas obligaciones, por lo que esta cifra la estoy restando del valor presente de los flujos operativos antes de inversiones de capital, y así obtener un valor presente de la empresa, después de dichos pasivos.

- El capital contable de Pemex tradicionalmente ha sido negativo

### iii) Estado de Flujo de Efectivo.

Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (PEMEX)  
Estado de Flujo de Efectivo 2010-2020 (cifras en millones de pesos)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS A LA UTILIDAD</b>	<b>519,496</b>	<b>507,599</b>	<b>568,685</b>	<b>643,977</b>	<b>685,511</b>	<b>753,991</b>	<b>768,772</b>	<b>786,972</b>	<b>805,086</b>	<b>823,042</b>	<b>840,760</b>
<b>±(±) PARTIDAS SIN IMPACTO EN EL EFECTIVO</b>	<b>111,039</b>	<b>115,925</b>	<b>120,237</b>	<b>124,710</b>	<b>129,349</b>	<b>133,915</b>	<b>138,643</b>	<b>143,537</b>	<b>148,604</b>	<b>153,849</b>	<b>159,280</b>
± ESTIMACIÓN DEL EJERCICIO											
± PROVISIÓN DEL EJERCICIO											
+ (-) Reserva para beneficio a los empleados	111,039	115,925	120,237	124,710	129,349	133,915	138,643	143,537	148,604	153,849	159,280
<b>±(±) PARTIDAS RELACIONADAS CON ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>81,550</b>	<b>89,895</b>	<b>80,521</b>	<b>73,467</b>	<b>75,902</b>	<b>78,299</b>	<b>66,756</b>	<b>66,756</b>	<b>66,756</b>	<b>66,756</b>	<b>66,756</b>
± DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN DEL EJERCICIO *	73,554	81,899	72,525	65,471	67,906	70,303	58,760	58,760	58,760	58,760	58,760
(-) ± UTILIDAD O PÉRDIDA EN VENTA, DE INMUEBLES, MAQUINARIA Y EQUIPO											
± PÉRDIDA POR DETERIORO	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330	2,330
(-) ± PARTICIPACIÓN EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) DIVIDENDOS COBRADOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) INTERESES A FAVOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
±(±) OTRAS PARTIDAS (pequeños no exitosos)	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666	5,666
<b>±(±) PARTIDAS RELACIONADAS CON ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>11,432</b>	<b>-6,393</b>	<b>-15,294</b>	<b>-17,645</b>	<b>-19,681</b>	<b>-20,806</b>	<b>-20,806</b>	<b>-20,806</b>	<b>-20,806</b>	<b>-20,806</b>	<b>-20,806</b>
IMPUESTOS DIFERIDOS											
UTILIDAD/ PÉRDIDA EN CAMBIOS NO REALIZADA	11,432	-6,393	-15,294	-17,645	-19,681	-20,806	-20,806	-20,806	-20,806	-20,806	-20,806
INTERESES A CARGO (FAVOR)											
<b>FLUJO DERIVADO DEL RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS A LA UTILIDAD</b>	<b>723,516</b>	<b>707,026</b>	<b>754,149</b>	<b>824,509</b>	<b>871,081</b>	<b>945,399</b>	<b>953,365</b>	<b>976,459</b>	<b>999,640</b>	<b>1,022,841</b>	<b>1,045,991</b>
<b>FLUJOS GENERADOS O UTILIZADOS EN LA OPERACIÓN</b>	<b>-548,035</b>	<b>-555,054</b>	<b>-616,842</b>	<b>-660,940</b>	<b>-704,374</b>	<b>-756,078</b>	<b>-752,060</b>	<b>-740,695</b>	<b>-796,500</b>	<b>-810,768</b>	<b>-837,055</b>
± (-) DECREMENTO (INCREMENTO) EN CUENTAS POR COBRAR	4,391	16,405	-9,613	-10,465	-11,341	-11,835	-5,876	-6,067	-6,264	-6,468	-6,678
± (-) DECREMENTO (INCREMENTO) EN INVENTARIOS	1,306	-398	-418	-437	-455	-472	-482	-488	-494	-499	-500
± (-) DECREMENTO (INCREMENTO) EN OTRAS CUENTAS POR COBRAR Y OTROS ACTIVOS	-910	-259	-229	-238	-246	-256	-252	-260	-270	-279	-289
± (-) INCREMENTO (DECREMENTO) EN PROVEEDORES	-1,070	4,495	355	334	4,619	2,265	3,610	2,531	2,614	2,699	2,786
± (-) INCREMENTO (DECREMENTO) EN OTROS PASIVOS	2,136	1,763	1,939	2,043	2,153	2,291	2,410	2,535	2,666	2,804	2,950
± IMPUESTOS A LA UTILIDAD PAGADOS O DEVUELTOS	-553,888	-577,059	-608,875	-652,178	-699,103	-748,072	-751,476	-738,952	-794,758	-809,030	-835,324
Aportaciones y pagos por beneficios a los empleados	-26,199	-27,789	-29,284	-30,860	-32,520	-34,206	-35,980	-37,848	-39,809	-41,874	-44,046
Aportaciones y pagos por beneficios a los empleados	77%	82%	81%	79%	80%	79%	79%	76%	80%	79%	80%
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>	<b>175,482</b>	<b>151,972</b>	<b>137,307</b>	<b>163,569</b>	<b>166,707</b>	<b>189,321</b>	<b>203,304</b>	<b>235,764</b>	<b>203,140</b>	<b>212,073</b>	<b>208,936</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>-229,856</b>	<b>-278,756</b>	<b>-246,850</b>	<b>-222,839</b>	<b>-231,129</b>	<b>-239,287</b>	<b>-200,000</b>	<b>-200,000</b>	<b>-200,000</b>	<b>-200,000</b>	<b>-200,000</b>
± INVERSIÓN DE ACCS. CON CARÁCTER PERMANENTE											
± DISPOSICIÓN DE ACCIONES CON CARÁCTER PERMANENTE											
± INVERSIÓN EN INMUEBLES, PLANTA Y EQUIPO	-229,856	-278,756	-246,850	-222,839	-231,129	-239,287	-200,000	-200,000	-200,000	-200,000	-200,000
± VENTA DE INMUEBLES, PLANTA Y EQUIPO											
± INVERSIÓN EN ACTIVOS INTANGIBLES											
± DISPOSICIÓN DE ACTIVOS INTANGIBLES											
± OTRAS INVERSIONES CON CARÁCTER PERMANENTE											
± DISPOSICIÓN DE OTRAS INVERSIONES CON CARÁCTER PERMANENTE											
± DIVIDENDOS COBRADOS											
± INTERESES COBRADOS											
± (-) DECREMENTO (INCREMENTO) ANTICIPOS Y PRESTAMOS A TERCEROS											
± (-) OTRAS PARTIDAS											
<b>EFECTIVO EXCEDENTE (REQUERIDO) PARA APLICAR EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>-54,374</b>	<b>-126,784</b>	<b>-109,543</b>	<b>-59,270</b>	<b>-64,422</b>	<b>-49,966</b>	<b>1,304</b>	<b>35,764</b>	<b>3,140</b>	<b>12,073</b>	<b>8,936</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>53,170</b>	<b>92,686</b>	<b>86,398</b>	<b>77,994</b>	<b>80,895</b>	<b>83,750</b>	<b>70,000</b>	<b>70,000</b>	<b>70,000</b>	<b>70,000</b>	<b>70,000</b>
± FINANCIAMIENTOS BANCARIOS	65,734	57,986	53,426	52,012	45,115	46,813	42,000	42,000	43,750	45,500	45,500
± FINANCIAMIENTOS BURSÁTILES	122,078	107,650	99,221	96,595	83,784	86,938	78,000	78,000	81,250	84,500	84,500
± OTROS FINANCIAMIENTOS											
(-) AMORTIZACIÓN DE FINANCIAMIENTOS BANCARIOS	-134,642	-72,930	-66,249	-70,613	-48,004	-50,000	-50,000	-50,000	-55,000	-60,000	-60,000
(-) AMORTIZACIÓN DE FINANCIAMIENTOS BURSÁTILES											
(-) AMORTIZACIÓN DE OTROS FINANCIAMIENTOS											
± (-) INCREMENTO (DECREMENTO) EN EL CAPITAL SOCIAL											
(-) DIVIDENDOS PAGADOS											
± PRIMA EN VENTA DE ACCIONES											
± APORTACIONES PARA FUTUROS AUMENTOS DE CAPITAL											
± INTERESES PAGADOS											
(-) RECOMPRA DE ACCIONES											
± (-) OTRAS PARTIDAS											
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y DEMAS EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>-1,204</b>	<b>-34,098</b>	<b>-23,145</b>	<b>18,724</b>	<b>16,473</b>	<b>33,784</b>	<b>71,304</b>	<b>105,764</b>	<b>73,140</b>	<b>82,073</b>	<b>78,936</b>
<b>DIFERENCIA EN CAMBIOS EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>128,179</b>	<b>126,974</b>	<b>92,877</b>	<b>69,732</b>	<b>88,455</b>	<b>104,929</b>	<b>138,712</b>	<b>210,017</b>	<b>315,781</b>	<b>388,921</b>	<b>470,994</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERÍODO</b>	<b>126,974</b>	<b>92,877</b>	<b>69,732</b>	<b>88,455</b>	<b>104,929</b>	<b>138,712</b>	<b>210,017</b>	<b>315,781</b>	<b>388,921</b>	<b>470,994</b>	<b>549,930</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO</b>	<b>128,179</b>	<b>126,974</b>	<b>92,877</b>	<b>69,732</b>	<b>88,455</b>	<b>104,929</b>	<b>138,712</b>	<b>210,017</b>	<b>315,781</b>	<b>388,921</b>	<b>470,994</b>

El flujo de efectivo de Pemex durante el período de proyección 2010-2020 crecerá a una tasa compuesta anual de 1.79%, y que se explica por:

El resultado antes de impuestos a la utilidad con el que inicia el cálculo del flujo de efectivo, crecerá a una tasa anual compuesta del 4.93% por el período de estimación impulsado principalmente por el buen desempeño tanto de las ventas

como del la operación de Pemex. Asimismo, el flujo antes de impuestos a la utilidad crece a tasa anual compuesta de 3.75%; sin embargo estos crecimientos se ven opacados ya que el flujo generado por la operación a lo largo del período de estimación se caracteriza por ser una cifra negativa afectada principalmente por el monto de “impuestos y derechos” a los que está sujeto Pemex. Estos factores combinados dan como resultado que el Flujo Neto de Efectivo de Pemex sólo presente una tasa crecimiento compuesta anual de 1.79%. Este pasa de \$174,806 millones de pesos en el primer año de estimación a \$208,822 millones de pesos en el año 2020. Parte de estos recursos se destinan al financiamiento de los planes de inversión y otra parte al se destina para cumplir con los compromisos de deuda (amortizaciones) que Pemex tiene. Aquí quiero resaltar que durante los primeros 3 años de estimación, entre un 45% y 55% de los compromisos (inversión y deuda) se cubren con recursos propios. Para el segundo tercio del período, debido al incremento del flujo, entre el 60% y 70% de los compromisos se cubren vía recursos propios y hacia el último tercio de la estimación, entre el 80% y 90%. Bajo este escenario base, se observa que el rubro de efectivo e inversiones temporales, para el último tercio de la estimación, se ubica en una cifra promedio de \$510,535 millones de pesos. Si comparo ésta con la que tradicionalmente suele manejar Pemex es mayor en más del doble; en este escenario “mantuve” esa cifra, ya que en el análisis de sensibilidad, vía los tres escenarios, que explico en el capítulo 2 propongo destinar parte de esos flujos al pago de deuda.

### iii) Cálculo de la Beta de Pemex .

De acuerdo a “Mejores Prácticas”. H. Valencia, la beta apalancada se puede usar para estimar el costo del capital, usando un modelo como el CAPM.

La beta de la empresa también se le conoce como beta no apalancada. Siendo totalmente estrictos, la beta de la deuda debe ser la beta después de impuestos.

$$\text{Beta Apalancada} = 1 + [(1 - \text{impuestos}) * (\text{pasivo} / \text{capital}) * \text{beta desapalancada}] \dots(1)$$

Donde:

- Impuestos = Tasa aplicable a 2010 del derecho ordinario sobre hidrocarburos de 73%.
- Pasivo / capital = 7.66 veces, que corresponde a una estructura de capital supuesta para Pemex para efectos de este cálculo. La suma de la deuda con costo y de los pasivos laborales de Pemex al cierre de 2009 ascendió a MXN\$1,150 miles de millones y suponemos un capital de MXN\$150 miles de millones a esta fecha.
- La beta desapalancada del sector petrolero la obtuve de la publicación Value Line, Enero 2010 de Aswath Damodaran = 1.13

Sustituyendo con valores de Pemex en ecuación (1):

$$\text{Beta Apalancada} = 1 + [(1 - 0.73) * (7.66) * 1.13] = 3.47$$

Esta Beta Apalancada es la que se utilizó para calcular el WACC en los diferentes escenarios tal y como se muestra a detalle en la Sección iib.

El WACC se calculó suponiendo que no hay pago de impuestos dentro del componente de deducibilidad. En el caso de que para calcular la Beta, también hubiéramos supuesto que los impuestos son cero y no 73%, la beta apalancada hubiera sido cercana a 9; sin embargo, el impacto estimado utilizando la beta apalancada de 9 fue de una reducción marginal en el valor presente de los flujos operativos de Pemex.

### Sección Iib. Escenarios Valuación Pemex

✓ **Escenario Base. Mide la Situación Actual de Pemex bajo las condiciones vigentes tanto operativas como fiscales, destacando el hecho que el Capital Social de la empresa es negativo.**

#### Resultado de la Valuación Escenario Base

	Mill. Pesos	Mill. Dòlares
Suma de Flujos Descontados	962,763	75,879
Perpetuidad Descontada	455,069	35,866
<b>Valor de los activos</b>	<b>1,417,832</b>	<b>111,744</b>
<b>Deuda con Costo al 30 sep. 2010</b>	<b>652,828</b>	<b>51,452</b>
<b>Valor de la empresa</b>	<b>765,004</b>	
Valor de la empresa / Deuda con Costo	1.17	
Apalancamiento (deuda con costo / Valor de la empresa)	0.85	
Tipo de cambio peso / dólar al 30 Sep. 2010		12.6882

Bajo estas premisas y descontando los flujos según los cuadros que enseguida se presentan, el valor neto de la empresa se ubicó en \$765,004 millones de pesos con lo que Pemex cubre 1.2 veces sus pasivos con costo. La razón de apalancamiento se ubicó en 0.85%. Los supuestos de este primer escenario están explicados en el Anexo 1 de este trabajo.

*Asimismo, los cálculos del Costo de Capital (Ks) así como del WACC son los que a continuación presento:*

Cálculo del Ks a través del CAPM

Supuestos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Beta	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	4.47	5.47	6.47	7.47	8.47
Bono 10 años pesos	6.66%	6.70%	6.70%	6.80%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
EMBI +	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Costo Deuda	11.02%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo desp. Imp.	11.015%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo de Capital (Ks)	0.1141	11.45%	11.45%	11.55%	11.75%	11.75%	13.12%	14.49%	15.86%	17.23%	18.60%
Tasa de Impuestos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Cálculo de la Tasa de Descuento

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda con costo	631,859	690,829	789,977	884,038	970,927	1,061,955	1,157,179	1,239,682	1,323,077	1,407,372	1,492,578	1,578,705
Capital	-66,840	-101,965	-170,434	-209,629	-216,831	-229,421	-222,497	-204,192	-155,159	-143,814	-128,783	-122,323
Deuda /Valor de la empresa	112%	117%	128%	131%	129%	128%	124%	120%	113%	111%	109%	108%
Capital /Valor de la empresa	-11.83%	-17.32%	-27.51%	-31.08%	-28.75%	-27.56%	-23.80%	-19.72%	-13.29%	-11.38%	-9.44%	-8.40%
WACC	10.97%	10.95%	11.16%	11.70%	12.22%	12.74%	13.25%	12.93%	12.76%	12.64%	12.56%	12.49%

Cálculo de Flujos descontados

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
Flujos a descontar	175,482	151,972	137,307	163,569	166,707	189,321	201,304	235,764	203,140	212,073	208,936	2,026,382
<small>(cifras en millones de pesos)</small>												
Flujos descontados	158,168	122,988	98,523	103,123	91,548	89,717	84,232	87,106	66,269	61,087	53,140	455,069
<small>(cifras en millones de pesos)</small>												

✓ **Escenario Uno: Suponiendo que los pasivos laborales se sustituyen por un pasivo con un menor costo financiero, respecto al escenario base. También se hace el supuesto de que esta sustitución de pasivos se hace con un acuerdo previo con el sindicato y se emite un decreto presidencial teórico.**

Resultado de la Valuación Escenario Sustitución Pasivos Laborales

	Mill. Pesos	Mill. Dólares
Suma de Flujos Descontados	1,021,677	80,522
Perpetuidad Descontada	515,271	40,610
<b>Valor de los activos</b>	<b>1,536,948</b>	<b>121,132</b>
<b>Deuda con Costo al 30 sep. 2010</b>	<b>652,828</b>	<b>51,452</b>
<b>Valor de la empresa</b>	<b>884,120</b>	
Valor de la empresa / Deuda con Costo	1.35	
Apalancamiento (deuda con costo / Valor de la empresa)	0.74	
Tipo de cambio peso / dólar al 30 Sep. 2010		12.6882

En el **escenario uno**, suponemos que los pasivos laborales se sustituyen por un pasivo con menor costo (menor en 15%), a través de un acuerdo entre el gobierno y el sindicato. Con esta operación, al bajar el costo de financiamiento, el flujo de efectivo que se incrementa por esta transacción, se utiliza para pagar pasivos

financieros, lo que eleva el valor de la empresa en 15% superior al obtenido en el escenario base, ubicándose en \$884,120 millones de pesos, debido a un mayor flujo operativo disponible por ahorro en carga financiera.

Si bien esperaba una “mejor valuación”, ésta se ve afectada por la tasa de descuento respecto al escenario base y esto es debido a una mayor ponderación de un capital con una cifra en valor absoluta menor, aunque todavía negativa.

Con el exceso de liquidez que se obtiene en este escenario, decidí disminuir el porcentaje del financiamiento externo (bancario y bursátil) y de este modo abaratar y disminuir el monto de pasivos con costo, con los siguientes beneficios: disminución de pago de intereses, una mejor razón de apalancamiento y por tanto una mejor cobertura de deuda con costo mejorándose ambos indicadores respecto a los obtenidos en el escenario base. Asimismo, incrementé el monto de las amortizaciones de deuda. Si bien esperaba una “mejor valuación”, ésta se ve afectada por la tasa de descuento que se incrementa casi en el doble (ver cuadros siguientes) respecto al escenario base y esto es debido a una mayor ponderación del capital;

**Cálculo del Ks a través del CAPM**

Supuestos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Beta	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	4.47	5.47	6.47	7.47	8.47
Bono 10 años pesos	6.66%	6.70%	6.70%	6.80%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
EMBI +	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Costo Deuda	10.53%	10.73%	11.13%	11.55%	11.98%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%
Costo desp. Imp.	10.533%	10.73%	11.13%	11.55%	11.98%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%	12.40%
Costo de Capital (Ks)	0.1141	11.45%	11.45%	11.55%	11.75%	11.75%	13.12%	14.49%	15.86%	17.23%	18.60%
Tasa de Impuestos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

**Cálculo de la Tasa de Descuento**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda con costo	631,859	690,575	789,438	883,159	969,650	1,060,221	1,154,925	1,236,858	1,319,636	1,403,270	1,487,768	1,573,140
Capital	-66,840	-98,921	-163,968	-199,075	-201,495	-208,598	-195,414	-170,225	-113,618	-93,943	-69,748	-53,208
Deuda/Valor de la empresa	112%	117%	126%	129%	126%	124%	120%	116%	109%	107%	105%	104%
Capital/Valor de la empresa	-11.83%	-16.72%	-26.22%	-29.10%	-26.23%	-24.49%	-20.37%	-15.96%	-9.42%	-7.17%	-4.92%	-3.50%
WACC	10.43%	10.39%	10.54%	11.04%	11.54%	12.03%	12.53%	12.28%	12.20%	12.15%	12.16%	12.18%

**Cálculo de Flujos descontados**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
Flujos a descontar	178,523	155,394	141,399	168,357	172,206	195,596	208,205	243,354	211,487	221,253	219,032	2,124,303
(cifras en millones de pesos)												
Flujos descontados	161,726	127,165	103,284	108,756	97,586	96,332	91,125	94,649	73,097	67,958	59,785	515,271
(cifras en millones de pesos)												

✓ **Escenario Dos: Suponiendo que las regalías al gobierno, fueran la mitad que las que se pagan bajo el escenario base.**

**Resultado de la Valuación Escenario con reducción de regalías en 50%**

	Mill. Pesos	Mill. Dólares
Suma de Flujos Descontados	3,363,171	265,063
Perpetuidad Descontada	2,107,775	166,121
<b>Valor de los activos</b>	<b>5,470,946</b>	<b>431,184</b>
<b>Deuda con Costo al 30 sep. 2010</b>	<b>652,828</b>	<b>51,452</b>
<b>Valor de la empresa</b>	<b>4,818,118</b>	
Valor de la empresa / Deuda con Costo	7.38	
Apalancamiento (deuda con costo / Valor de la empresa)	0.14	
Tipo de cambio peso / dólar al 30 Sep. 2010		12.6882

La valuación resultante en este escenario presenta un incremento muy significativo de casi 6 veces respecto al escenario base por dos razones principales:

- La empresa genera utilidades de poco más de la mitad de la utilidad operativa con su respectivo impacto positivo en el capital contable de Pemex.
- Parte de flujo generado lo canalicé al pago de deuda con costo por lo que el monto de intereses pagados disminuye asimismo el excedente de efectivo genera intereses; el efecto combinado de estos dos aspectos contribuye a la generación de utilidad neta desde el inicio del período de estimación.

Con esta valuación, Pemex cubre su deuda con costo en los primeros dos años de estimación por lo que bajo este escenario estoy suponiendo que las inversiones se financian con recursos propios. La razón de apalancamiento es del orden del 14%. Se observa en este escenario que el capital contable pondera de manera muy importante en este escenario por lo que la tasa de descuento se incrementa casi tres veces más respecto al escenario base; sin embargo no tiene un impacto significativo en la valuación ya que los flujos crecen en mayor proporción. Enseguida presento el cuadro resumen de la valuación de este escenario, así como los cuadros con los cálculos del Costo de Capital, la Tasa de Descuento y los Flujos Descontados y sus supuestos.

**Cálculo del Ks a través del CAPM**

Supuestos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Beta	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	4.47	5.47	6.47	7.47	8.47
Bono 10 años pesos	6.66%	6.70%	6.70%	6.80%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
EMBI +	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Costo Deuda	11.02%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo desp. Imp.	11.015%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo de Capital (Ks)	0.1141	11.45%	11.45%	11.55%	11.75%	11.75%	13.12%	14.49%	15.86%	17.23%	18.60%
Tasa de Impuestos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

**Cálculo de la Tasa de Descuento**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda con costo	631,859	503,017	434,792	372,761	305,899	261,087	213,908	166,219	118,015	64,290	4,985	1,039
Capital	-66,840	172,958	414,246	723,659	1,109,349	1,537,100	2,030,758	2,554,347	3,110,790	3,676,096	4,272,797	4,896,687
Deuda/Valor de la empresa	112%	74%	51%	34%	22%	15%	10%	6%	4%	2%	0%	0%
Capital/Valor de la empresa	-11.83%	25.59%	48.79%	66.00%	78.39%	85.48%	90.47%	93.89%	96.34%	98.28%	99.88%	99.98%
WACC	10.97%	11.12%	11.34%	11.52%	11.67%	11.87%	11.87%	13.11%	14.44%	15.81%	17.23%	18.60%

**Cálculo de Flujos descontados**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
Flujos a descontar	449,315	461,700	488,545	561,326	614,337	684,686	715,208	751,781	765,695	802,322	834,931	8,097,642
<small>(cifras en millones de pesos)</small>												
Flujos descontados	404,360	372,468	352,269	361,015	350,690	349,321	326,177	306,480	279,033	261,359	243,124	2,107,775
<small>(cifras en millones de pesos)</small>												

✓ **Escenario Tres: Determinación de un precio del petróleo que provoca una situación de equilibrio en la generación de FNO. Ejemplo cuando el precio internacional del petróleo es de US\$52.52 dólares por barril.**

**Resultado de la Valuación Escenario Precio Petróleo a US\$52.52**

	Mill. Pesos	Mill. Dólares
Suma de Flujos Descontados	115,161	9,076
Perpetuidad Descontada	537,226	42,341
<b>Valor de los activos</b>	<b>652,387</b>	<b>51,417</b>
<b>Deuda con Costo al 30 sep. 2010</b>	<b>652,828</b>	<b>51,452</b>
<b>Valor de la empresa</b>	<b>-441</b>	
Valor de la empresa / Deuda con Costo	0.00	
Apalancamiento (deuda con costo / Valor de la empresa)	-1481.50	
Tipo de cambio peso / dólar al 30 Sep. 2010		12.6882

Este tercer escenario presenta un valor de la empresa de prácticamente cero como se observa en el cuadro anterior. Atribuyo este, a que, a un precio de US\$52.52 por barril los ingresos estimados crecen a menor ritmo, en promedio 6.0% vs el 7.5% del escenario base. Este menor crecimiento de los ingresos, aunado al efecto de la reserva laboral sobre los costos y gastos provocan la disminución de la utilidad de operación en un 9.0% en promedio, comparada con la estimada para el

escenario base. El resultado neto de este escenario se caracteriza por pérdidas a lo largo del período de estimación. Esta pérdida neta se refleja directamente en el Capital Contable, haciéndolo más negativo respecto al que estimé en el escenario base. El flujo operativo crece a menor ritmo, bajo el supuesto de este escenario, provocando que Pemex difícilmente puede financiar sus inversiones de capital asimismo cubrir sus pasivos con costo. La combinación de los factores que acabo de mencionar así como la ponderación de la deuda se reflejan en una tasa de descuento de casi el doble de la utilizada en el escenario base, afectando negativamente la valuación de la empresa. Los cuadros siguientes muestran los cálculos del costo de capital y la tasa de descuento utilizados en este escenario.

**Cálculo del Ks a través del CAPM**

Supuestos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Beta	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	4.47	5.47	6.47	7.47	8.47
Bono 10 años pesos	6.66%	6.70%	6.70%	6.80%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
EMBI +	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Costo Deuda	11.02%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo desp. Imp.	11.015%	11.22%	11.64%	12.07%	12.52%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%	12.97%
Costo de Capital (Ks)	0.1141	11.45%	11.45%	11.55%	11.75%	11.75%	13.12%	14.49%	15.86%	17.23%	18.60%
Tasa de Impuestos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

**Cálculo de la Tasa de Descuento**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Deuda con costo	631,859	690,829	789,977	884,038	970,927	1,061,955	1,157,179	1,239,682	1,323,077	1,407,372	1,492,578	1,578,705
Capital	-66,840	-276,823	-532,341	-775,089	-1,000,620	-1,247,798	-1,492,123	-1,528,757	-1,548,121	-1,600,342	-1,655,960	-1,724,475
Deuda/Valor de la empresa	112%	167%	307%	811%	-3270%	-571%	-345%	-429%	-588%	-729%	-914%	-1083%
Capital/Valor de la empresa	-11.83%	-66.86%	-206.63%	-711.42%	3369.91%	671.43%	445.49%	528.84%	687.92%	829.32%	1013.55%	1183.01%
WACC	10.97%	10.75%	10.75%	12.97%	-5.46%	7.36%	7.57%	13.80%	23.48%	37.00%	56.23%	79.67%

**Cálculo de Flujos descontados**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Perpetuidad
Flujos a descontar	44,001	-40,372	-65,331	-53,741	-66,760	-60,714	124,491	166,242	138,480	140,361	132,933	1,289,259
(cifras en millones de pesos)												
Flujos descontados	39,730	-32,916	-45,309	-67,285	-46,815	-39,192	74,707	92,744	71,821	67,675	59,584	537,226
(cifras en millones de pesos)												

### Capítulo 3

#### **Propuesta de un Modelo Alternativo o Complementario de Valuación de Empresas Estratégicas para llevar a cabo la exploración y explotación de recursos naturales propiedad de una Nación.**

Como expliqué en la introducción de este trabajo, la razón más importante de proponer ver a Pemex como un bono estructurado, es que la empresa no es dueña de los activos de hidrocarburos que permiten la generación de flujo operativo, a través de la exploración y explotación de los mismos.

El gobierno vende “anticipadamente” todos los flujos operativos esperados de dichos yacimientos a Pemex. Al mismo tiempo Pemex paga “anticipadamente” estos flujos al gobierno, con recursos que obtiene a través de emisiones de deuda. Esta deuda se paga con la venta de los hidrocarburos.

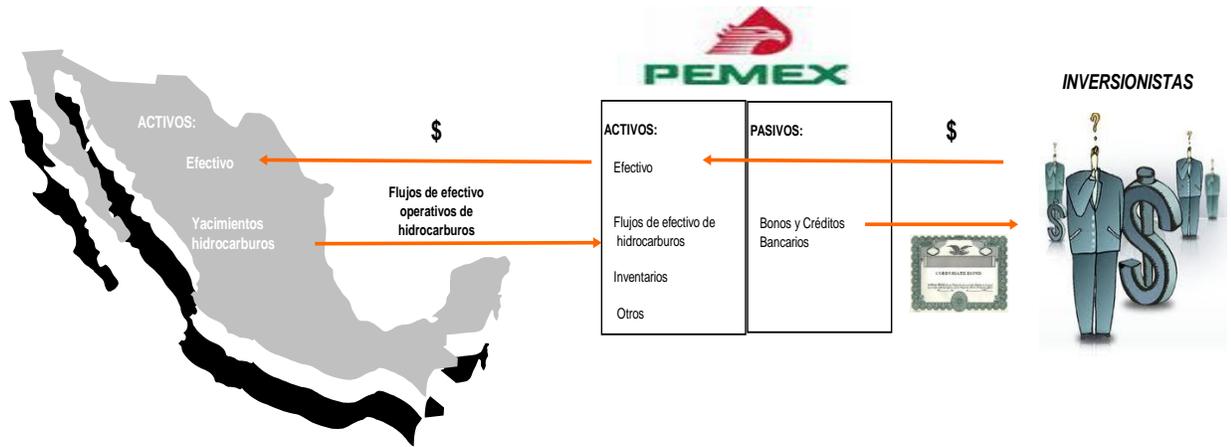
El valor de los flujos esperados depende principalmente de los precios internacionales del petróleo y del gas. Además, el valor de estos flujos puede cambiar si hacemos supuestos de modificación en el pago de regalías, de pasivos laborales, etc.

Este modelo alterno equivale al de una burSATilización de flujos o de activos y en mi opinión puede aplicarse a cualquier tipo de empresa estratégica cuya su misión sea la exploración y explotación de recursos naturales propiedad de una nación.

Bajo el actual orden legal en México, es la Nación, a través del gobierno mexicano, la única dueña de los yacimientos de hidrocarburos que existen en el territorio nacional. Bajo mandato constitucional se ha dado a Pemex la concesión exclusiva para explorar, explotar y comercializar dichos recursos.

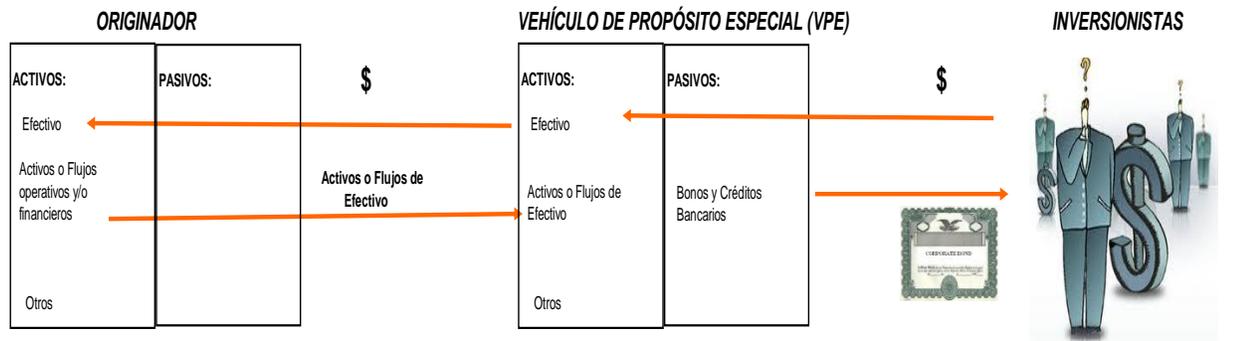
Por lo anterior, en mi opinión, los Activos de Pemex estarían compuestos principalmente por los flujos de efectivo generados por la exploración, explotación y comercialización de los yacimientos mencionados, así como los inventarios resultantes, y no los yacimientos de hidrocarburos:

**Cuadro 1:** Mecanismo de venta de flujos operativos de México a Pemex



El esquema anterior es un mecanismo similar al utilizado en una de las áreas del Financiamiento Estructurado, que es la “bursatilización” o venta de activos, como se muestra en el cuadro número 2.

**Cuadro 2.** Esquema tradicional de “bursatilización” o venta de activos.



Por lo anterior, sugiero dejar de ver a Pemex como una empresa tradicional, y entenderla como un sofisticado “Vehículo con Propósito Especial, “VPE”, o Fideicomiso, al que la nación Mexicana ha vendido, “bursatilizado” o transferido la propiedad (a través de una venta “constitucionalmente legal”) de sus Flujos Netos Operativos, FNOs, presentes y futuros que se generan por la explotación de hidrocarburos (petróleo y gas natural). El VPE emite bonos o deuda, para pagar

anticipadamente los flujos adquiridos. La deuda se pagará con los flujos futuros esperados por la explotación y comercialización de los hidrocarburos.

Es importante mencionar que los activos y/o sus flujos, se aíslan o separan del riesgo propio de la empresa o del país que los originó.

Antecedentes:

En los últimos años, los grandes bancos en el mundo se han visto en la necesidad de vender parte de sus activos productivos (cartera crediticia) a fideicomisos especializados, debido a regulaciones específicas para la banca, relacionadas con adecuaciones de su capital (reglas de Basilea I y Basilea II) y al mismo tiempo para poder liberar recursos a su capital contable.

Por su parte, las corporaciones han vendido parte de sus activos productivos, para lograr diferentes objetivos, tales como obtener liquidez inmediata, reducir la exposición de riesgo crediticio en sus cuentas por cobrar o en algunos casos para obtener beneficios fiscales.

Cuando por cuestiones legales o estratégicas no es posible bursatilizar o vender los activos, entonces lo que se hace es bursatilizar o vender los flujos que se van a originar a través de dichos activos.

De acuerdo a Frank J. Fabozzi (2006), “Finanzas Estructuradas...son un conjunto de técnicas que se utilizan siempre que el originador o dueño de ciertos activos, que requiera cubrir necesidades de fondeo, liquidez, transferir riesgo, o alguna otra necesidad, y que no puede tener acceso o no represente una alternativa óptima, pueda emplear algún mecanismo o producto tradicional de financiamiento”.

El campo de las Finanzas Estructuradas incluye las ramas de “Bursatilizaciones de activos” (con aplicación de productos derivados), así como otros campos de los cuales no son objeto de esta tesis, como el Arrendamiento Financiero y el Financiamiento de Proyectos.

Cualquier financiamiento estructurado, involucra los siguientes elementos:

- Transferencia financiera de activos o de la exposición de riesgo, con el fin de alcanzar objetivos contables, regulatorios y/o fiscales.
- Transacción protegida a través de un Vehículo de Propósito Especial (VPE o Fideicomiso)
- La emisión de un bono que está respaldado por activos o índices externos referenciados
- Incluye una combinación de productos derivados de tasas de interés o de crédito

#### **Definición de Bursatilización (“Securitization”):**

Obtención de liquidez a través de la transferencia de activos financieros (créditos, cuentas por cobrar, flujos generados por activos) a un “VPE o Vehículo de Propósito Especial”, que a su vez emite bonos. Los pagos de principal e intereses de estos bonos se cubren con la cobranza o generación de efectivo que generen los activos financieros vendidos o “bursatilizados”. De esta forma, los activos financieros se aíslan o separan del riesgo propio de la empresa que los originó. La calidad crediticia de los activos o flujos traspasados al fideicomiso, va a soportar una gran parte de la calificación crediticia que se asigne a los bonos emitidos.

Cuando el proyecto involucra a una entidad gubernamental hay que considerar los siguientes elementos, que en este caso pueden aplicar para el caso de Pemex:

- a) Ambiente político estable, licencias, permisos,, etc.
- b) Riesgo país satisfactorio: calificaciones soberanas con grado de inversión
- c) Liquidez de la moneda local
- d) Sistema legal confiable
- e) Solvencia del gobierno

Sin embargo, la condición más importante que exige el mercado, es que el VPE cuente con el financiamiento suficiente para completarlo y que los acreedores confíen en los flujos esperados del mismo, para garantizarles su pago.

### **Teoría sobre Valuación de bonos estructurados**

El modelo que se utiliza para valorar este tipo de bonos va a depender de las características del activo o de los flujos que respalden a la emisión. En el caso de Pemex, se está valuando como un instrumento respaldado por flujos operativos futuros estimados, en el cual los inversionistas tienen opciones para reducir costos, considerando dos alternativas: reducción de pasivos laborales o el pago de regalías.

La consideración de opciones reales en valuación es amplia, por ejemplo, en Runge (1998), Kroll (1998), Dias (1997), Enders et al. (2010) y Fan y Zhu (2010), para considerar su efecto en retrasar inversiones por su irreversibilidad, como en Bredin (2011), Elder y Serletis (2010) y Valencia-Herrera y Gándara (2010), en empresas petroleras como en Markland (1992), Soussan (2001), Rutherford (2001), Asano (2010) y Carver y Ennis (2011) o su efecto en el riesgo como en Bloom et al. (2007) y Smith y Thompson (2009), pero su uso analizando una reestructuración y su efecto en bonos respaldados por activos petroleros en una empresa estatal resulta novedoso.

La opción de reducir los pagos de pensiones se puede modelar como una opción americana de compra de flujos adicionales, que es valuada en este trabajo a través de un modelo binomial. En el modelo binomial, el valor inicial de la empresa,  $S_o$ , tiene una probabilidad  $p$  de subir a  $uS_o$  y  $(1-p)$  de bajar a  $dS_o$ , con  $u > 1$  y  $d < 1$ . Si se asume neutralidad al riesgo y la tasa libre con capitalización continua es  $r_f$ ,  $p$  es igual a  $p = (e^{-r_f \Delta t} - d) / (u - d)$ . En este caso, para determinar el valor de la opción americana a considerar, se expande el árbol con el valor de Pemex como subyacente hasta el período  $T$  y se evalúa la opción, que depende del valor de la empresa, de atrás (en el período  $T$ ) al inicio del árbol

Entre los determinantes del valor de una opción se encuentra la varianza. De acuerdo a Damodaran (1996), “un comprador de una opción adquiere el derecho de comprar o vender un activo subyacente a un precio fijo. Entre mayor sea la varianza en el valor del subyacente, mayor será el valor de la opción. Además a diferencia de otros activos, el comprador de opciones nunca puede perder más allá que el precio que pagó por las mismas, por lo que puede potencialmente ganar rendimientos a partir de grandes movimientos en los precios del subyacente”. Para el caso de Pemex, la explicación de los supuestos de volatilidad se explican a detalle en la siguiente sección de este capítulo.

### **Valuación de bonos estructurados:**

Hay dos aproximaciones para valuarlos:

1. **Z-spread** (spread con volatilidad nula). Es una medida del diferencial en tasas (spread) que el inversionista le gustaría obtener sobre la curva de tasas spot (tasa de cotización de mercado del día de la valuación), en caso de que el bono se mantenga hasta el vencimiento. Aquí se utiliza la tasa de interés spot + un diferencial o “spread” para descontar los flujos esperados. El valor del bono es entonces el valor presente de dichos flujos, descontados a esta tasa. Este tipo de valuación puede aplicarse a bonos que no tienen opciones (como de prepago), o que las tienen pero los dueños de los activos bursatilizados no tienen una clara tendencia a ejercerlas.

Ya que el spread que va a hacer que el valor presente de los flujos futuros sea igual al valor de mercado cuando se descuenten a una tasa equivalente a “tasa spot + spread”, entonces se requiere de un procedimiento de prueba y error para encontrar el z-spread.

2. **Spread ajustado por opciones** (OAS por las siglas en inglés de Option-Adjusted Spread). Se utiliza para valuar bonos con opciones. En este caso puede utilizarse un Modelo Binomial o el Modelo de Simulación Montecarlo.

En el Modelo Montecarlo, el OAS es el diferencial en tasas o spread, que cuando se agrega a una tasa de interés spot en todas las posibles simulaciones, hace que el valor presente promedio de todos los escenarios sea igual al precio de mercado observado (más intereses devengados). Matemáticamente el OAS es el valor para K (el spread) que satisface la siguiente condición:

$$\frac{VP(\text{Escenario 1}) + VP(\text{Escenario 2}) + \dots + VP(\text{Escenario N})}{N} = \text{Precio de Mercado} \quad \dots \quad 4$$

Donde N es el número de escenarios de tasa de interés. El objetivo es determinar a que spread K, el modelo arrojará un valor teórico igual al precio de mercado.

El procedimiento para determinar el OAS es sencillo e involucra la misma búsqueda de algoritmo que se aplica para el Z-spread.

El OAS se utiliza para reconciliar el valor teórico con el precio de mercado. El valor presente promedio de todos los posibles escenarios son los datos que alimentan al modelo, y que se le conoce como valor teórico. Lo que busca un inversionista es comprar un bono donde su valor teórico sea mayor al precio de mercado. Pero además el modelo convierte la divergencia entre el precio de mercado y el valor teórico en una medida de spread, dado que la mayoría de los participantes de los mercados están acostumbrados a tomar decisiones con spreads.

Este spread se compara con tasas de referencia, que al mismo tiempo fueron utilizadas para la construcción de los diferentes escenarios.

Esta medida es una “opción ajustada” ya que los flujos descontados bajo diferentes escenarios de tasas son ajustados por la opción de prepago.

## Modelo Binomial

Basándome en el libro del John C. Hull, "Options, Futures and other Derivative Securities", hago una descripción más detallada del procedimiento para valorar bonos estructurados y opciones (Ver Anexo II, Definiciones de instrumentos financieros derivados utilizados en el financiamiento estructurado).

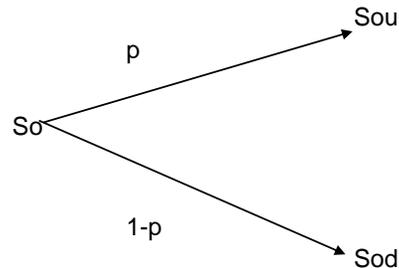
El modelo de Black-Scholes y sus extensiones pueden utilizarse para valorar opciones europeas de compra y venta (call y puts) sobre acciones, índices de acciones, monedas o sobre contratos de futuros. Sin embargo, a través de árboles binomiales se pueden valorar opciones americanas.

Un modelo más realista es uno que supone que los movimientos en el precio de la acción están compuestos de un gran número de pequeños movimientos binomiales. Este es el supuesto que está detrás de los procedimientos numéricos propuestos por Cox, Ross y Rubinstein en "Option Pricing: A Simplified Approach", Journal of Financial Economics, 7 (Octubre 1979).

Consideremos la valuación de una opción sobre una acción que no paga dividendos. Comenzamos dividiendo la vida de la opción en un gran número de pequeños intervalos de longitud  $\delta t$ .

Suponemos que en cada intervalo, el precio de la acción se mueve desde su valor inicial  $S_0$  hasta uno de dos nuevos valores,  $S_{0,u}$  y  $S_{0,d}$ . Este modelo se ilustra en la siguiente figura:

**Cuadro 3.** Movimientos del precio de una acción, en el tiempo  $\delta t$  bajo el modelo binomial



En términos generales,  $u > 1$  y  $d < 1$ . El movimiento desde  $S_0$  hasta  $S_{0u}$ , es un movimiento hacia arriba (u de up, subida en inglés de hacia arriba) y el movimiento desde  $S_0$  hasta  $S_{0d}$ , es un movimiento hacia abajo (d de down, en inglés de hacia abajo). La probabilidad de un movimiento hacia arriba se denota con la letra “p”. Y la probabilidad de un movimiento hacia abajo es igual a “1-p”.

### a) Valuación Neutral al Riesgo

El principio de valuación neutral al riesgo, señala que cualquier activo o instrumento financiero que depende del movimiento del precio de otro activo, como puede ser una acción, etc., puede ser valuado bajo el supuesto de que el mundo es neutral al riesgo. Esto significa que para los propósitos de valorar una opción (o cualquier otro derivado) deberemos suponer lo siguiente:

- El rendimiento esperado, para todos los instrumentos, es la tasa libre de riesgo

- Los flujos de efectivo futuros, pueden valuarse, descontando los valores esperados a dicha tasa libre de riesgo.

### b) Determinación de p, u y d

Se definen árboles para representar la conducta del precio de una acción, en un mundo neutral al riesgo. Los parámetros p, u y d deben arrojar los valores correctos para la media, la varianza del precio de la acción, durante un intervalo de tiempo  $\delta t$ .

El rendimiento esperado es la tasa libre de riesgo, r. Entonces, el valor esperado, en este caso de ejemplo, del precio de una acción al final del intervalo  $\delta t$  es  $Se^{r\delta t}$

Donde S es el precio de la acción al principio del intervalo. Entonces tenemos que:

$$Se^{r\delta t} = p Su + (1-p) Sd \quad \dots (1)$$

o

$$e^{r\delta t} = pu + (1-p)d \quad \dots (2)$$

La desviación estándar del cambio porcentual en el precio de la acción, en un pequeño intervalo de tiempo  $\delta t$  es  $= \pi$  que multiplica a la raíz cuadrada de  $\delta t$ . Y la varianza de este cambio porcentual en el precio es  $\pi^2 \delta t$ .

La varianza de una variable Q, es definida como  $E(Q^2) - E(Q)^2$ , donde E denota al valor esperado.

Por lo tanto,

$$\pi^2 \delta t = pu^2 + (1-p) d^2 - \{pu + (1-p) d\}^2 \dots (3)$$

Las ecuaciones 2 y 3 representan dos condiciones sobre p, u y d. Una tercera condición que utilizaron Cox, Ross y Rubinstein es

$$u = 1/d$$

Dado que  $\delta t$  es pequeño, las tres condiciones implican que:

$$p = a-d / u-d \dots (4)$$

$$u = e^{\pi \text{ que multiplica a la raíz cuadrada de } \delta t} \dots (5)$$

$$d = e^{-\pi \text{ que multiplica a la raíz cuadrada de } \delta t} \dots (6)$$

Donde

$$a = e^{r \delta t} \dots (7)$$

La variable a es algunas veces conocida como el “factor de crecimiento”.

### c) El árbol de precios

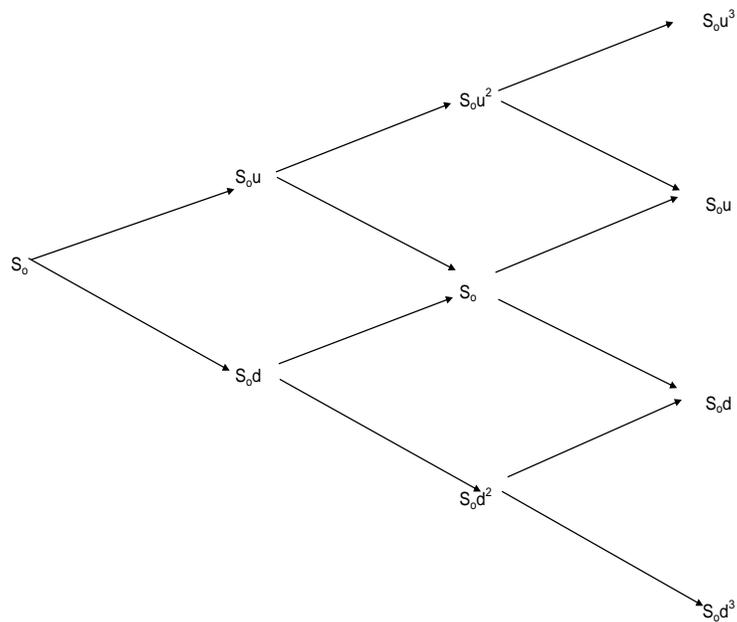
El cuadro 4, ilustra un árbol completo de precios que se utiliza con el modelo binomial. En el tiempo cero, el precio,  $S_0$ , es un dato conocido. Al momento  $\delta t$ , hay dos posibles resultados,  $S_0u$  y  $S_0d$ ; en el momento  $2 \delta t$ , hay 3 posibles resultados,  $S_0u^2$ ,  $S_0$  y  $S_0d^2$ , y así sucesivamente. En general, al tiempo  $i \delta t$ ,  $i+1$  precios son considerados.

Entonces:

$$S_0 u^j d^{i-j} \quad (j = 0, 1, \dots, i)$$

Hay que notar que la relación  $u = 1/d$  se utiliza para calcular el precio en cada nodo del árbol del cuadro 4. Por ejemplo,  $S_0 u^2 d = S_0 u$ . También hay que notar que el árbol vuelve a “recombinar” en el sentido de que un movimiento hacia arriba seguido por un movimiento hacia abajo llega al mismo precio, que se hubiera iniciado por un movimiento de baja y luego sigue uno de alza.

**Cuadro 4.** Árbol utilizado para la valuación de opciones



#### **d) Trabajando en el árbol de atrás hacia adelante**

Las opciones se valúan empezando desde el final del árbol (tiempo T) y trabajando desde el final hacia el principio del árbol.

El valor de la opción es conocido en el momento T.

Por ejemplo, el valor de una opción PUT es el mayor entre  $X - S_T$  y cero.

$$\text{Max}(X - S_T, 0)$$

Donde

X es el precio de ejercicio

$S_T$  es el precio de mercado del subyacente al momento de ejercer la opción

En el caso de una opción CALL es el mayor entre  $S_T - X$  y cero

$$\text{Max}(S_T - X, 0)$$

El valor en cada nodo al momento  $T - \delta t$  puede ser calculado como el valor esperado en T, descontado a una tasa r para el periodo  $\delta t$ . Todos los nodos deben evaluarse de atrás hacia delante del árbol binomial.

Es decir, el valor en cada nodo al momento  $T - 2\delta t$  puede calcularse como el valor esperado al momento  $T - \delta t$  descontado por periodo de tiempo  $\delta t$  a la tasa r y así sucesivamente.

Si la opción es americana, es necesario revisar en cada nodo si se puede ejercer la opción o es mejor mantenerla hasta un momento en el futuro. Eventualmente, trabajando desde atrás del árbol, hacia delante, obtendremos el valor de la opción en el momento cero.

### **e) Consideraciones sobre la volatilidad**

De acuerdo a Cevdet y Gallmeyer (2007), el apalancamiento financiero genera una variación adicional significativa en la volatilidad de la variación de los precios de una acción. Aunque la evidencia muestra que la volatilidad de los cambios en el precio de las acciones de empresas petroleras (y empresas de energía en general) no difiere en forma importante de la volatilidad de los cambios en el precio del petróleo, resultaría importante ajustar la volatilidad del precio del petróleo, con el nivel de apalancamiento operativo y financiero de la empresa a valuarse, que en este caso es Pemex.

Debido a que Pemex es una empresa apalancada, la volatilidad de sus flujos no solo dependería de la desviación estándar de la variación en el precio del petróleo, sino que debe ajustarse por el apalancamiento operativo (multiplicada por el precio del petróleo mismo), y también debe ser ajustada por el apalancamiento financiero de la empresa.

Antes de proponer un mecanismo adecuado de calcular la volatilidad ajustada por apalancamiento es necesario hacer la siguiente reflexión:

Dada la elevada tasa de pago de derechos o regalías a la que está sujeta Pemex (73%), que produce una cifra negativa en flujo de efectivo libre, además también provoca una distorsión en la forma de entender el significado del flujo operativo de la empresa, el cual es ya una cifra neta del pago de regalías.

Es decir, no es posible calcular bajo metodología tradicional, el valor de la empresa que equivaldría al valor presente de dichos flujos operativos, ya que estos siempre estarían destinados al pago de pasivos y nunca para financiar el crecimiento a través de inversiones. En caso de forzar la teoría financiera tradicional para conocer el valor presente de estos flujos, el WACC aplicado estaría incompleto al no poderse considerar la

deducibilidad de intereses. Y la beta apalancada que forma parte de este WACC también tendría el problema de la deducibilidad de los intereses.

Si quisiéramos obtener el valor presente de los flujos de efectivo libres o valor de los accionistas, tampoco sería posible ya que estos son negativos, además de que no existe estrictamente un costo del capital, a menos que supusiéramos que cualquier exceso de la tasa de regalías que paga Pemex al gobierno, sobre el promedio de sus competidores, se asemejara a un dividendo. En este último caso, tendríamos que hacer una reclasificación en el estado de cambios en la situación financiera de Pemex, sacando al rubro de regalías del capital de trabajo y llevarlo como una partida relacionada con las inversiones de accionistas. Entonces el valor de la empresa sería muy pequeño y el de los accionistas muy elevado.

Lo anterior nos llevaría a concluir, que es necesario un análisis más profundo para poder ajustar la volatilidad de los cambios en el precio del petróleo con una beta apalancada de Pemex y que incluyera la deducibilidad de los intereses. La beta apalancada debería estar relacionada con el valor de la empresa o con el valor presente de su flujo operativo. Este último tendría que descontarse a una tasa ponderada de financiamiento o WACC que violaría los supuestos de deducibilidad de la deuda.

Pero para fines de aplicación práctica de esta tesis, supondremos lo siguiente:

Desviación estándar de un flujo de efectivo operativo = desviación estándar del precio del petróleo \* ventas \*(1- Tasa de Impuestos)/flujo de efectivo operativo.

Esto toma en cuenta “apalancamiento operativo por precio del petróleo” y el “apalancamiento financiero”. En este caso es preferible usar una tasa de impuestos (regalías e impuestos) que sea más razonable que la actual, cercana a 70% en el caso de Pemex ya que las actuales regalías e impuestos, incluye dividendos a los accionistas. Por razones de

comparabilidad, las tasas de regalías promedio son cercanas a 30%, por lo que un 40% podría corresponder a pago de dividendos para el caso de Pemex.

Bajo supuestos muy restrictivos, entre ellos, que la volatilidad no es afectada por el crecimiento esperado, se pueden derivar estas fórmulas, que aplican directamente a la situación de Pemex:

### Aplicación práctica del Modelo Binomial en Pemex:

El siguiente cuadro muestra el valor de Pemex, calculado en el Capítulo 2, bajo diferentes escenarios. La idea es valorar el precio de una opción vinculada a los bonos emitidos por el VPE.

		Valor del Bono = Valor de la Empresa <sup>(1)</sup> (Miles de millones de pesos, mmp)
Escenario Base	Situación financiera y operativa actual de Pemex, a un precio del petróleo de US\$74 por barril	765
Escenario Uno	Escenario Base, sustituyendo pasivos laborales por un pasivo menos oneroso que reduce en 15pb el costo anterior.	884
Escenario Dos	Escenario Base, reduciendo en 50% la tasa de regalías (impuestos y derechos)	4,818
Escenario Equilibrio	Escenario Base calculado a un precio del petróleo de US\$50 por barril	0

(1) Valor de la Empresa: Valor presente de los FNO menos Pasivos con Costo

No obstante la consideración teórica de la volatilidad ajustada por apalancamiento, las opciones fueron valuadas con diferentes escenarios de volatilidades ajustadas por apalancamiento supuestas en forma teórica y que se presentan a continuación, así como los valores obtenidos de las opciones y del nuevo valor de la empresa.

Además se discuten dos ejercicios con mayor detalle.

**Cuadro 5 Valor de la empresa con opciones. MMP**

Volatilidad de $\sigma$ VP	Sustitución de pasivos laborales		Reducción de pagos derechos e impuestos	
	Valor de opción	Valor de la Empresa con opción*	Valor de opción	Valor de la Empresa con opción*
117%	76	841	3,864	4,629
78%	44	809	3,734	4,499
52%	11	776	3,621	4,386

\*Valor de empresa en escenario base, 765MMP, más valor de opción.

### Ejercicio 1.

1. Suponemos una opción de compra que deberá ejercer la Alta Gerencia de Pemex, para comprar flujos adicionales de efectivo si se cumplen las siguientes condiciones:

- **Opción de compra de reducir pasivos laborales:** Si el valor de la empresa bajo el escenario base es de MXN\$765 mmp. y si lo comparamos con el valor de la empresa en el escenario uno por MXN\$884 mmp. (donde se sustituyen los pasivos laborales, por un nuevo pasivo financiero de menor costo), obtenemos una diferencia entre ambos valores de MXN\$119 mmp., es decir, que Pemex tendría un valor superior en 15% al escenario base, debido a una mayor retención de flujos operativos en la propia

empresa, ya que disminuiría su costo financiero. El valor adicional de MXN\$119 mmp es el subyacente de la opción. Para poder sustituir los pasivos laborales, podemos suponer que Pemex pide prestado un monto equivalente a dichas obligaciones laborales, pero a un menor costo financiero, y de esta forma le paga a los empleados sindicalizados una compensación por jubilación. Si no se pagan dividendos (regalías), el valor inicial del subyacente es el valor adicional esperado de MXN \$119 mmp, el valor de ejercicio es MXN\$600 millones y se tiene un plazo de cinco años para ejercer la opción. Por lo tanto, el valor de la opción americana de compra, modelada como un árbol binomial con periodos semestrales, es de MXN\$11 millones de pesos, por lo que el valor de Pemex incluyendo la opción sería de MXN\$776 mmp. (MXN\$765 mmp. en el escenario base más MXN\$11 mmp. de la opción considerando una volatilidad del 52% anual, que corresponde la de la variación anual en el precio de la mezcla del crudo mexicana de 2000 a 2010), ver Cuadro 4. La volatilidad a considerar en la valuación de la opción es la de los cambios anuales en el valor presente (VP) de los flujos de efectivo a los inversionistas. El Cuadro 4 presenta varios casos de volatilidad y los valores obtenidos.

- A continuación presento las variables que utilicé para alimentar la hoja de cálculo del DERIVAGEM.

So Valor actual	MXN \$119 mmp
St Precio de Ejercicio	MXN\$ 600 mmp
Volatilidad precio del petróleo (anual)	52%
Plazo para ejercer la opción	5 años
Tipo de opción	Americana
Ramas del árbol	5

- El árbol binomial resultante, muestra que es necesario esperar hasta el final de la vida de la opción, para que convenga ejercerla. (es decir, cuando aparecen los valores de la opción en color rojo; el primer renglón de cada nodo muestra el valor futuro de la empresa y el segundo renglón el valor de la opción).

At each node:

Upper value = Underlying Asset Price

Lower value = Option Price

Values in red are a result of early exercise.

Strike price = 600

Discount factor per step = 0.9418

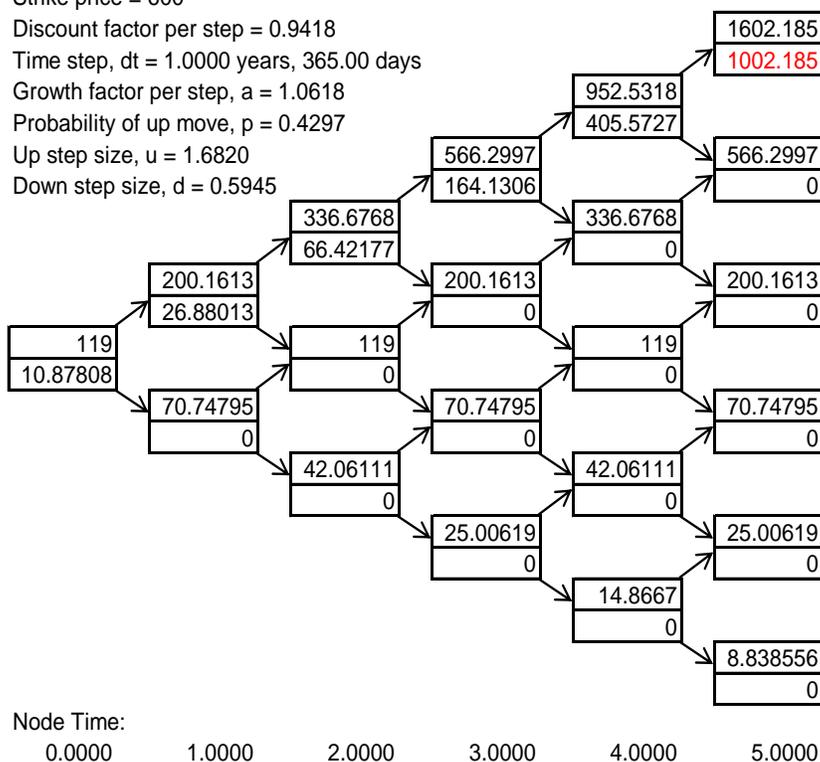
Time step, dt = 1.0000 years, 365.00 days

Growth factor per step, a = 1.0618

Probability of up move, p = 0.4297

Up step size, u = 1.6820

Down step size, d = 0.5945



**En este caso el valor de Pemex en el nodo cero (to) es de MXN\$765 mmp (el valor presente de los FNO en el Escenario Base, que como dije es el valor del bono, o de la empresa), más el valor de la opción de MXN\$11 mmp, es decir que el valor total de Pemex es de MXN\$776mmp.**

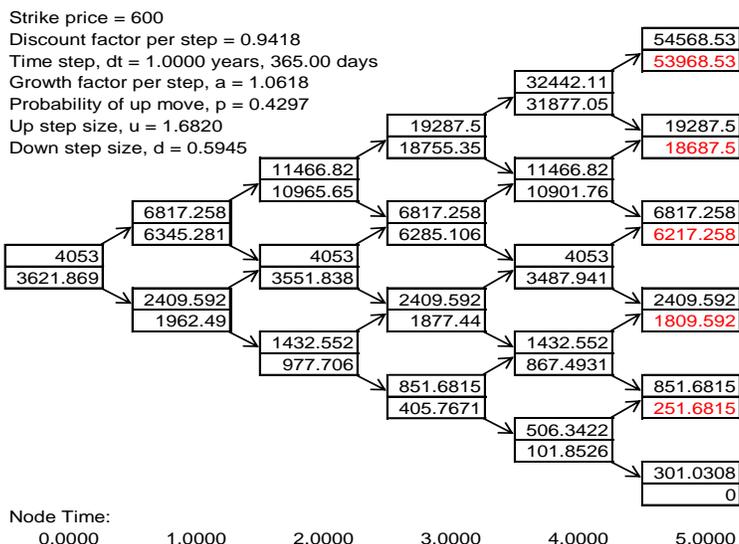
## **Ejercicio 2:**

### **Opción de compra para reducir el pago de regalías (impuestos y derechos).-**

Supongamos ahora que la alta gerencia de Pemex tiene una opción de compra para comprar flujos adicionales de efectivo, bajo las mismas condiciones que el ejercicio anterior, pero asumiendo que los pagos de impuestos y derechos son equivalentes al pago de dividendos a los accionistas (la nación mexicana), y por tanto, con posibilidad de reducirlos a juicio de la administración de la empresa. La tasa de dividendos es de 72%, que resulta de dividir las regalías (impuestos y derechos) de un año, que en 2010 fueron por MXN\$554 mmp., entre el valor de la empresa en el escenario base de MXN\$765 mmp.

A través de un árbol binomial se valúa la opción, que arroja un valor de MXN\$3,621 mmp. con una volatilidad del 52% en los cambios del VP, con el que valor total de Pemex es de MXN\$4,386 mmp., considerando que el valor de Pemex en el escenario base es de MXN\$765 mmp. Visto de otra forma, podemos suponer que el valor inicial del subyacente de la opción es de MXN\$4,053 mmp., que es la diferencia entre el valor de Pemex en el escenario dos, MXN\$4,818 mmp., cuando se asume que se disminuye la tasa de regalías un 50% (de 72% a 35.5%) y su valor en el escenario base, MXN\$765 mmp., es decir, MXN\$4,818 mmp. – MXN\$765 mmp. = MXN\$4,053 mmp., valor muy superior al obtenido con la opción de sustituir el pago de prestaciones laborales, ver Cuadro 4.

At each node:  
 Upper value = Underlying Asset Price  
 Lower value = Option Price  
 Values in red are a result of early exercise.



**En este caso el valor de Pemex en el nodo cero (to) es de MXN\$765 mmp (el valor presente de los FNO en el Escenario Base, que como dije es el valor del bono, o de la empresa), más el valor de la opción de MXN\$3.621 mmp, es decir que el valor total de Pemex es de MXN\$4,386 mmp.**

**El mayor valor de Pemex se genera por el pago de dividendos (o regalías)**

## Capítulo 4

### Conclusiones

Gracias a un profundo y largo trabajo de investigación para tratar de entender a una gran y compleja empresa como Pemex, bajo la óptica de cualquier inversionista que cuenta con información financiera y operativa pública, encontré limitaciones a condiciones necesarias que se requieren para estimar su valor y el de sus accionistas (Nación Mexicana), bajo metodologías financieras tradicionales (Método de Flujos Descontados). Estas limitaciones son: presencia de capital contable negativo, tasas de impuestos que no permiten la deducibilidad de los intereses, cálculo de betas apalancadas que no pueden ajustarse por tasas impositivas, elevados pagos de derechos o regalías que generan flujos de efectivos netos negativos y/o flujos operativos insuficientes para el financiamiento de sus inversiones de capital, exceso de regalías sobre el promedio de otros competidores similares, que podrían asimilarse a pago de dividendos.

El primer factor y que se convirtió en el pilar de esta tesis, fue comprender que Pemex, al igual que cualquier empresa estratégica de un país, no es dueña de los yacimientos de los cuales explora y explota recursos naturales, sino que son “Vehículos Especializados” a través de los cuales los países los utilizan como un mecanismo de financiamiento, y cuyo pago está soportado y respaldado por el valor presente de los flujos operativos que dicho “Vehículo Especializado” espera recibir en el futuro.

De esta forma se elimina un problema político potencial relacionado con la soberanía de los recursos naturales del país, ya que es claro que Pemex no es dueña de los yacimientos de hidrocarburos, sino que paga tasas fiscales muy elevadas por concepto de regalías o derechos por mantener una licencia de exclusividad para la exploración, explotación y comercialización de los recursos.

Al poder realizar estimaciones de valor de Pemex, de la misma forma como se valúa un bono estructurado (es decir un bono que está respaldado por activos y/o

por flujos que se esperan recibir en el futuro) permite un mecanismo alternativo de valuación que compensa las deficiencias de los métodos tradicionales.

Los resultados de valuación de Pemex como bono estructurado, bajo varios escenarios, son muy cercanos al verdadero valor de la empresa, ya que es solo otro enfoque de valuación propuesto, sobre los mismos flujos operativos futuros de Petróleos Mexicanos.

Los diferentes escenarios de valuación de Pemex, obtenidos a través del cálculo del valor presente de sus flujos operativos futuros, permite concluir, que esta empresa siempre tienen un valor presente positivo en el valor de sus flujos operativos (una vez que se ha cubierto deuda con costo), siempre que el precio del petróleo se ubique por arriba de US\$50 por barril.

Cuando el Escenario Base (bajo condiciones actuales de Pemex) se calcula con un precio de petróleo menor a US\$50 por barril, la empresa podría compensar el valor presente de sus flujos, a través de medidas que por el momento son teóricas, tales como la reducción en el pago de regalías, la reestructura o eliminación de sus pasivos laborales, etc.

En los ejercicios de valuación de Pemex visto como un bono estructurado, que incluye opciones para la empresa, para que pueda aumentar el monto de sus flujos de operación, podemos observar que el valor de la empresa obtenido por DCF se puede mejorar, si la empresa incluye como opciones la reducción en el pago de regalías, y/o con la eliminación de pasivos laborales.

El escenario con mayor valor para la empresa es aquel donde se contempla una tasa de pago de dividendos de 73% (equivalente a la tasa de pago de regalías), concluyendo que el activo más valioso de la empresa es la generación de flujo de efectivo de operación.

Por lo tanto, dejar de ver a Pemex y a otras empresas dedicadas a la exploración y explotación de recursos naturales (que no son de su propiedad y cuyo precio corresponde al de precios internacionales de materias primas o energéticos) como empresas tradicionales, y valuarlas como bonos estructurados, deja bases muy sólidas para continuar investigando sobre la mejor manera de valuar este tipo de bonos, y además en la aplicación de productos financieros derivados, destacando el tema de la volatilidad ajustada por el apalancamiento de la propia empresa.

## **Anexo 1.**

### **Definiciones de instrumentos financieros derivados utilizados en el financiamiento estructurado:**

Los productos de financiamiento estructurado están frecuentemente vinculados a instrumentos derivados.

Un instrumento derivado, como su nombre lo indica, es aquel cuyo valor se deriva de otro activo al que se le denomina “subyacente”. Pueden ser de diferentes tipos: futuros, forwards, swaps o contratos de opciones.

Los instrumentos derivados se clasifican de acuerdo al tipo de activo subyacente que les da valor: derivados de tasas de interés, derivados de monedas, derivados de materias primas, derivados de crédito.

Los derivados de tasas de interés que se mencionan a continuación son utilizados en transacciones de finanzas estructuradas, para controlar el riesgo de tasa de interés ocasionado por cambios en los niveles de las tasas de interés en uno o varios países.

#### **a) Forward de Tasa de Interés:**

Es un contrato que se negocia en los mercados privados (Over-the Counter), y que se celebra entre dos partes para acordar la entrega futura de un subyacente, a un precio previamente establecido, que debe liquidarse al final del tiempo establecido en el contrato. No hay una cámara de compensación que absorba el riesgo crediticio de la transacción, por lo que existe riesgo de contraparte.

La parte que asume una posición larga se obliga a comprar el subyacente, y la que asume la posición corta se obliga a venderlo. No hay intercambio de dinero al inicio del contrato.

A la fecha de liquidación, que es cuando las partes deben cumplir lo estipulado en el contrato, la parte con la posición larga paga el precio especificado o “precio forward”, a cambio del bien que debe ser entregado por la parte con la posición corta.

#### **b ) Futuros de Tasa de Interés:**

Es un acuerdo legal entre un comprador y un vendedor a través de un mercado de valores establecido y/o una cámara de compensación, en el cual el comprador acuerda recibir y el vendedor entregar algo en una fecha establecida. El precio acordado en el contrato se le llama “precio futuro”. Este tipo de contrato es muy similar al contrato forward, sin embargo tiene 4 características que lo hacen diferente: 1) son contratos estandarizados tanto en fecha de liquidación, como en la calidad del subyacente. 2) se negocian en mercados establecidos, por lo que existe una cámara de compensación que absorba el riesgo crediticio. 3) se valúan a mercado y 4) no se liquidan contra la entrega de la mercancía o del subyacente.

#### **c ) Swaps de Tasa de Interés:**

Sirve para transformar la naturaleza de los flujos de efectivo y la exposición a la tasa de interés que enfrenta un portafolio de inversión, el balance de una empresa, un activo o pasivo en particular o alguna **transacción estructurada**.

En un swap de tasas de interés, las dos partes (llamadas contrapartes), acuerdan intercambiar pagos de intereses en forma periódica.

El monto de los pagos de intereses intercambiados está fijado sobre un monto de principal, al que se le denomina “nacional”. Sin embargo el único monto que se intercambia entre las partes es de los pagos de intereses y no el nacional. El nacional solo sirve como un factor de escala para convertir una tasa de interés en un flujo.

El swap de tasa de interés más comúnmente utilizado es cuando una parte acuerda pagar a la otra, intereses fijos a fechas establecidas durante la vida del contrato; esta parte se le conoce como pagador de tasa fija. La otra parte que acuerda hacer pagos de intereses a una tasa flotante (referenciada a una tasa) se le conoce como el receptor de la tasa fija.

Los swaps de tasa de interés son instrumentos que se negocian “over the counter” y ninguna cámara de compensación absorbe el riesgo crédito.

#### **d ) Opciones con Tasa de Interés:**

Las opciones son contratos, en los cuales el que suscribe o “vendedor” de la opción garantiza al comprador el derecho, más no la obligación, de comprar o vender al suscriptor algo, a un precio determinado, dentro de periodo convenido o a una fecha determinada. El suscriptor, garantiza este derecho al comprador a cambio de una cierta suma de dinero, a la que se conoce como precio de la opción o prima.

El precio al cual el subyacente podría ser comprado o vendido se le llama precio de ejercicio o “strike price”. En este caso el subyacente es una tasa de interés.

Cuando una opción garantiza al comprador el derecho a comprar el instrumento designado al vendedor, se le conoce como CALL.

Cuando el comprador tiene el derecho a vender el instrumento designado se le llama PUT.

La cantidad máxima que el comprador de una opción puede perder es el precio de la opción. La máxima utilidad que el vendedor puede realizar es el precio de la opción.

Debido a que el precio de la opción es la cantidad que el inversionista puede perder, no importa la volatilidad en el precio del subyacente y por lo tanto no hay necesidad de márgenes para el comprador.

Para el vendedor si se requiere cuentas de margen.

Los siguientes ejemplos nos ayudan a entender. Suponemos que las posiciones se mantienen hasta la fecha de expiración y no son ejercidas antes. No hay costos de transacción.

a) Comprando un Call:

La compra de un call produce una posición financiera llamada "posición larga call". La pérdida máxima es el precio de la opción.

b) Vendiendo un Call

El vendedor de un call produce una posición financiera conocida como "posición corta call". Su utilidad máxima es el precio de la opción.

c) Comprando un Put

La compra de un put produce una posición financiera llamada "posición larga put". La pérdida máxima es el precio de la opción. La utilidad potencial es muy alta (y la máxima utilidad teórica se genera cuando el precio del subyacente llega a cero).

d) Vendiendo un Put

El vendedor de un put produce una posición financiera conocida como "posición corta put". Su utilidad máxima es el

precio de la opción. La pérdida potencial es alta, si el precio del subyacente cae. Por ejemplo si cayera a cero, la pérdida podría ser tan grande como la diferencia entre el precio de ejercicio menos el precio de la opción.

En resumen, comprar calls o vender puts permite al inversionista ganar si el precio del subyacente aumenta. Vender calls y comprar puts permite al inversionista ganar si el precio del subyacente baja.

### **Derivados de Crédito:**

Los derivados de crédito permiten transferir el riesgo de crédito, de las partes que intervienen en una transacción estructurada y que desean protegerse de dicho riesgo.

Los principales tipos de derivados de crédito son:

- a) Credit Default Swaps
- b) Index swaps
- c) Basket default swaps
- d) Asset swaps
- e) Total return swaps
- f) Portfolio/synthetic collateralized debt obligations
- g) Credit linked notes

Los siguientes son los tipos de eventos de crédito que pueden ocasionar un pago contingente:

- a) Bancarrota
- b) Evento de crédito por fusión
- c) Amortización anticipada
- d) Cross default
- e) Baja de calificación

- f) No pago
- g) Moratoria
- h) Reestructura

**a) Credit Default Swaps (CDS)**

El comprador de la protección paga una prima **al** vendedor de la protección, a cambio del derecho a recibir un pago condicionado en el caso de ocurrir un evento de crédito en la entidad de referencia. Si no sucede un evento de crédito hasta el final del contrato, entonces únicamente termina el mismo y no hay obligación para las partes. La duración de un CDS es típicamente entre 3 y 5 años. La prima se paga en diferentes fechas de liquidación establecidas en el contrato y no en forma anticipada.

Un CDS puede ser liquidado en efectivo o físicamente. La entrega física significa que en caso de un evento de crédito, una emisión de bonos de la entidad de referencia es entregada por el comprador del CDS al vendedor del mismo, a cambio de un pago en efectivo.

## Anexo 2: Glosario de términos y definiciones

“ASF”	Auditoría Superior de la Federación.
“BMV”	Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“bpd”	Barriles por día.
“BTU” o “BTUs”	Unidades Térmicas Británicas.
“Certificados Bursátiles”	Títulos de crédito emitidos por la Emisora al amparo del Programa conforme a la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones relacionadas.
“CFC”	Comisión Federal de Competencia.
“CFE”	Comisión Federal de Electricidad.
“CINIF”	Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C.
“CNBV”	Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“Compañías Subsidiarias”	P.M.I. Marine, Ltd.; Mex Gas International, Ltd.; PMI; P.M.I. Holdings, B.V.; P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L.; P.M.I. Services North America, Inc.; Pemex Services Europe, Ltd.; P.M.I. Services B.V.; Pemex Internacional España, S.A.; P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V.; PMI Trading; P.M.I. Holdings North; America, Inc.; Kot Insurance Co., AG; Integrated Trade; Systems, Inc.; el Master Trust; el Fideicomiso No. F/163; RepCon Lux, S.A.; y Pemex Finance.
“Congreso de la Unión”	Congreso General de México que se compone por la Cámara de Diputados y

	la Cámara de Senadores
“Constitución”	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
“Contrato Colectivo”	Convenio celebrado el Sindicato y la Emisora, por sí y en representación de PEP, PR, PGPB y PPQ con objeto de establecer las condiciones generales y especiales bajo las que se prestará el trabajo en dichos organismos.
“COPF”	Contratos de Obra Pública Financiada.
“Dólar”, “dólares” o “EUA\$”	Moneda de curso legal en los Estados Unidos.
“Emisora”	Petróleos Mexicanos, organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto llevar a cabo la exploración, la explotación y las demás actividades mencionadas en el artículo 2º de la Ley de Petróleos Mexicanos, así como ejercer la conducción central y la dirección estratégica de la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria.
“Estados Financieros Consolidados Auditados”	Estados Financieros Consolidados Auditados de PEMEX para el periodo que se indique.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Estados Unidos de América.
“FASB N° 69”	<i>Financial Accounting Standards Board 69.- Disclosures about Oil and Gas Producing Activities</i> (Boletín del Comité de Normas Contables Financieras N° 69 – Revelaciones sobre actividades de Producción de Petróleo Crudo y Gas).

“Fideicomiso No. F/163”	Fideicomiso Irrevocable de Administración No. F/163 constituido el 17 de octubre de 2003 por ING (México), S.A. de C.V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero y Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer y Bank Boston, S.A., Institución de Banca Múltiple, División Fiduciaria y del cual actualmente es Fiduciario The Bank of New York Mellon, S.A., Institución de Banca Múltiple.
“Garantes”	PEP, PR y PGPB.
“Gobierno” o “Gobierno Federal”	Administración Pública Federal en términos de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
“Grupo PMI”	PMI, PMI Trading y sus afiliadas.
“IEPS”	Impuesto Especial sobre Producción y Servicios.
“INIF”	Interpretación de las Normas de Información Financiera.
“INPC”	Índice Nacional de Precios al Consumidor.
“IVA”	Impuesto al Valor Agregado.
“Km2”	Kilómetros cuadrados.
“Ley Orgánica”	Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
“Ley Reglamentaria”	Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
“Master Trust”	Pemex Project Funding Master Trust.
“México”	Estados Unidos Mexicanos.
“Mbd”	Miles de barriles diarios.

“Mbpce”	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMb”	Millones de barriles.
“MMbd”	Millones de barriles diarios.
“MMbpce”	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMbpe”	Millones de barriles petróleo equivalente.
“MMMb”	Miles de millones de barriles.
“MMMbpce”	Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
“MMpcd”	Millones de pies cúbicos diarios.
“MMMpc”	Miles de millones de pies cúbicos.
“MMMpcd”	Miles de millones de pies cúbicos diarios.
“Mpc”	Miles de pies cúbicos.
“Mtm”	Miles de toneladas métricas.
“NIF”	Normas de Información Financiera emitidas por el CINIF
“OPEP”	Organización de Países Productores y Exportadores de Petróleo.
“Organismos Subsidiarios”	PEP, PR, PGPB y PPQ.
“PEMEX” o la “Entidad”	La Emisora, los Organismos Subsidiarios y las Compañías Subsidiarias.
“Pemex Finance”	Pemex Finance, Ltd., sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes de las Islas Caimán.
“PEP”	Pemex-Exploración y Producción, organismo descentralizado encargado de la exploración y explotación del

	petróleo y del gas natural; así como su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.
“Peso”, “pesos” o “\$”	Moneda de curso legal en México.
“PIDIREGAS”	Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo.
“PGPB ”	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, organismo descentralizado encargado del procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial, así como del almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos y sus derivados que pueden usarse como materias primas industriales básicas.
“PMI”	P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.
“PMI	Trading” P.M.I. Trading, Ltd.
“PPQ”	Pemex-Petroquímica, organismo descentralizado encargado de los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como de su almacenamiento, distribución y comercialización.
“PR”	Pemex-Refinación, organismo descentralizado encargado de los procesos industriales de la refinación, elaboración de productos petrolíferos y de derivados de petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; así como del almacenamiento, transporte,

	distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
“PROFEPA”	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.
“Programa”	Programa de Certificados Bursátiles autorizado por la CNBV, al amparo del cual la Emisora realizará diversas emisiones de Certificados Bursátiles de conformidad con lo previsto en la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones relacionadas.
“RNV”	Registro Nacional de Valores.
“SEC”	<i>U.S. Securities and Exchange Commission.</i>
“SEMARNAT”	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
“Sindicato”	Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.
“SFP”	Secretaría de la Función Pública.
“SHCP”	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
“Tenedores”	Propietarios de los Certificados Bursátiles emitidos al amparo del Programa.
“Título” o “Valor”	Valores destinados a circular en el mercado de valores en términos del artículo 2 de la Ley del Mercado de Valores.
“TLCAN”	Tratado de Libre Comercio de América del Norte entre los gobiernos de México, Estados Unidos y Canadá
“UDIS”	Unidades de Inversión que se encuentran indexadas al INPC.

## Anexo 3: Pemex en Cifras

### Pemex: Síntesis financiera (1)

Resultados consolidados	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Precios</b>					
Mezcla mexicana de exportación (US\$/b)	42.71	53.04	61.63	84.35	57.44
Gas natural (US\$/MMBtu) (2)	7.77	6.68	6.91	8.42	3.79
Tipo de cambio de cierre (Ps/US\$)	10.78	10.88	10.87	13.54	13.07
<b>Estado de resultados (Ps. MMM, excepto razones financieras)</b>					
Ventas totales (3)	908.4	1,062.5	1,136.0	1,328.9	1,089.9
Variación	26.4%	17.0%	6.9%	17.0%	-18.0%
Exportación de crudo y condensados	378.9	463.2	483.4	562.1	410.4
Ventas en el país de gas natural seco	81.1	78.0	82.3	106.8	59.9
Ventas en el país de petrolíferos	382.0	446.0	486.0	543.0	515.7
Rendimiento de operación	498.8	581.3	590.4	571.1	428.3
Resultado integral de financiamiento (4)	(4.5)	(23.0)	(20.0)	(107.5)	(15.3)
Impuestos, derechos y aprovechamientos	580.6	582.9	677.3	771.7	546.6
Impuestos, derechos y aprov. / Ventas totales	63.9%	54.9%	59.6%	58.1%	50.2%
Impuestos, derechos y aprov. / Rendimiento de operación	116.4%	100.3%	114.7%	135.1%	127.6%
Rendimiento neto	(76.3)	45.3	(18.3)	(112.1)	(94.7)
EBITDA (5)	595.7	786.2	833.7	969.6	649.8
EBITDA / Costo financiero (4)	11.3	17.7	14.4	13.0	8.3
<b>Balance general (Ps. MMM, excepto variaciones)</b>					
Activos totales	1,042.6	1,204.7	1,330.3	1,236.8	1,332.0
Efectivo y valores de inmediata realización	120.8	188.7	171.0	114.2	128.2
Deuda total (6)	537.7	569.3	500.9	586.7	631.9
Variación	9.4%	5.9%	-12.0%	17.1%	7.7%
Deuda neta (7)	416.9	380.6	329.9	472.5	503.7
Reserva para beneficios a empleados	375.7	454.6	528.2	495.1	576.2
Patrimonio	(26.9)	40.0	49.9	26.9	(66.8)

### Pemex: Síntesis financiera (1)

Información por segmentos	2005	2006	2007	2008	2009
E&P: Rendimiento neto (Ps. MMM)	(18.2)	73.1	20.0	23.5	5.4
E&P: Costo de producción (US\$/b) (8)	4.2	4.1	4.4	6.2	ND
Refinación: Rendimiento neto (Ps. MMM)	(53.3)	(34.0)	(45.7)	(119.5)	(92.5)
Refinación: Rendimiento de operación	(46.9)	(79.9)	(114.3)	(280.3)	(129.8)
Refinación: Activos totales (Ps. MMM)	281.5	308.8	417.4	380.1	496.0
<b>Inversión (Ps. MMM)</b>					
Total (9)	127.0	150.4	170.1	201.9	251.4
Exploración y producción (9)	112.9	130.1	148.8	178.3	226.4
Exploración	14.7	13.0	13.6	22.8	30.4
Refinación	9.0	15.2	16.0	17.4	18.5

#### Notas

- (1) Cifras nominales, las sumas pueden no coincidir por redondeo.  
(2) Precio importación (Tetco-PG&E del sur de Texas).  
(3) Incluye ingresos por servicios y excluye IEPS.  
(4) Incluye el efecto de derivados financieros y no incluye intereses capitalizables.

(5) Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.

(6) Consiste en deuda documentada de Petróleos Mexicanos.

(7) Deuda total - Efectivo y valores de inmediata realización.

(8) Costo de producción por barril (US\$/b)

(9) Incluye inversión no capitalizable en mantenimiento de exploración y producción.

Fuente : Pemex

### Pemex: Síntesis operativa (1)

Exploración y producción	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Producción y comercio internacional</b>					
Producción de crudo y gas natural (MMbpced)	4.40	4.43	4.39	3.93	3.78
Producción de crudo (MMbcd)	3.33	3.26	3.08	2.79	2.60
<i>Variación</i>	-1.5%	-2.3%	-5.5%	-9.2%	-6.8%
Producción de gas natural (MMMpcd)	4.82	5.36	6.06	6.92	7.03
<i>Variación</i>	5.4%	11.2%	13.1%	14.2%	1.6%
Exportación de crudo (MMbd)	1.82	1.79	1.69	1.40	1.25
<i>Variación</i>	-2.8%	-1.3%	-5.9%	-16.8%	-12.0%
<b>Reservas</b>					
Reservas 1P de líquidos y gas (MMMbpce)	16.47	15.51	14.72	14.31	13.99
<i>Variación</i>	-6.7%	-5.8%	-5.1%	-2.8%	-2.2%
Reservas 1P desarrolladas (MMMb)	11.33	10.65	10.01	10.20	9.60
Reservas 1P de crudo (MMMb)	11.81	11.05	10.50	10.40	10.02
Reservas 2P de líquidos y gas (MMMbpce)	32.29	30.77	29.86	28.83	28.23
Reservas 3P de líquidos y gas (MMMbpce)	46.42	45.38	44.48	43.56	43.08
Vida promedio de las reservas 1P (años)	10.3	9.6	9.2	9.9	10.2
Vida promedio de las reservas 2P (años)	20.1	19.0	18.7	19.9	20.5
<b>Exploración</b>					
Tasa de restitución de reservas 1P (2)	26.0%	41.0%	50.3%	71.8%	77%
Descubrimientos 3P (MMbpce)	950	966	1,053	1,482	1,774
Tasa de restitución de reservas 3P (3)	59.2%	59.7%	65.8%	102.4%	ND

### Pemex: Síntesis operativa (1)

Refinación	2005	2006	2007	2008	2009
Capacidad de destilación atmosférica (Mbd)	1,540	1,540	1,540	1,540	1,540
Proceso de crudo (Mbd)	1,284	1,284	1,270	1,261	1,295
Producción de petrolíferos (Mbd)	1,554	1,546	1,511	1,490	1,524
<i>Variación</i>	-2.1%	-0.5%	-2.3%	-1.4%	2.3%
Ventas en el país de petrolíferos (Mbd)	1,458	1,457	1,516	1,827	1,772
Ventas en el país de gasolina (Mbd)	671	718	760	792	792
Importaciones / Ventas en el país de gasolina	24.4%	28.0%	39.0%	41.8%	38.6%
<b>Gas y petroquímica básica</b>					
Producción de gas seco (MMpcd)	3,147	3,445	3,546	3,461	3,572
Ventas en el país de gas natural seco (MMpcd)	2,632	2,955	3,076	3,086	3,119
Importaciones netas de gas natural seco (MMpcd) (4)	480	451	386	447	422
Producción de líquidos del gas (Mbd)	436	436	405	365	370
Ventas en el país de petroquímicos (Mt) (5)	2,355	2,332	3,888	4,134	4,014
Importaciones de petroquímicos (Mt)	397	436	425	303	349

Notas:

- (1) Las sumas pueden no coincidir por redondeo. (4) Importaciones menos exportaciones de PEMEX. (7) PIW 2008 Rankings, noviembre de 2009.  
 (2) Incluye delimitaciones, desarrollos y revisiones. (5) Excluye productos intermedios. Petroleum Intelligence Weekley  
 (3) Incluye sólo descubrimientos. (6) Incluye aeroflex 1-2, coque, gasóleo de vacío, extracto de furfural y fondos de alto vacío.

Fuente : Pemex

## Bibliografía

- Asano, H. (2010). Estimating irreversible investment with financial constraints: an application of switching regression models, *Applied Economics*; enero, 42(2), pp. 211-222.
- Bloom, N., S. Bond y J. Van Reenen (2007). Real Options Application in Project Evaluation Practice, *Review of Economic Studies*; abril, 74(2), pp. 391-415.
- Bredin, D., J. Elder y S. Fountas (2011). Oil volatility and the option value of waiting: An analysis of the G-7, *Journal of Futures Markets*, julio, 31 (7), p. 679-702.
- Brigham, E. F. y J. F. Houston (1998) *Fundamentals of Financial Management*, 8ª ed., South-Western College Pub.
- Carver, A. B., M. Ennis (2011). The real options content of oil producer stocks, *Applied Financial Economics*; feb., 21(4), pp. 217-231.
- Cedvet A., Gallmeyer M. y Hollifield B. Financial Leverage and the Leverage Effects. A Market and Firm Analysis. Documento no publicado. Marzo 2007. Carnegie Mellon University. Research Showcase.
- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (1917). Diario Oficial de la Federación, modificada a julio 14, 2011.
- Damodaran, A. (1996). *Investment Valuation. Tools and Techniques for determining the value of any asset.* Wiley Frontiers in Finance. pp.98-117 y pp. 484-499
- Días, M.A.G. (1997). An oil company with investment rights, Petrobras, S.A., reporte no publicado, Society of Petroleum Engineers, sep.
- Elder, J., A. Serletis, A. (2010). Oil Price Uncertainty, *Journal of Money, Credit & Banking*, sep., 42(6), p. 1137-1159.
- Enders, P., A. Scheller-Wolf y N. Secomandi (2010). Interaction between technology and extraction scaling real options in natural gas production, *IIE Transactions*; sep., 42(9), pp. 643-655.
- Fabozzi, F. J. (2000). *Fixed Income Analysis for the CFA Program*, Frank J. Fabozzi Associates, New Hope, Pennsylvania.
- Fabozzi, F. J., H. A. Davis, M. Choudhry (2006). *Introduction to Structured Finance*, Willey.

- Fan Y., L. Zhu (2010). A real options based model and its application to China's overseas oil investment decisions, *Energy Economics*; mayo, 32(3), p. 627-637.
- Valencia-Herrera, H., Gándara, E., 2009, Relación entre incertidumbre e inversión, enfoque de opciones reales, *Revista de administración, finanzas y economía, EGADE*, 3(2), pp. 30-45.
- Hull, J. C. (2008). *Options, Futures and Other Derivative Securities*, Prentice Hall , 7ª edición.
- Koller, T., M. Goedhart y D. Wessels (2010). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*, McKinsey and Co.
- Kroll, K. (1998) Options theory applied to business decisions, *Industry Week*, febrero.
- Ley del Impuesto sobre la Renta (2009). *Diario Oficial de la Federación*, modificada a diciembre 31, 2010.
- Ley Federal de Derechos (1988). *Diario Oficial de la Federación*, modificada a noviembre 18, 2011.
- Lintner, J. (1965). The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets, *Review of Economics and Statistics*, febrero, pp. 13-37.
- Markland, J. T. (1992). Option pricing theory for assessing the market value of a project, reporte no publicado, British Gas E. and P. Society of Engineers, abril.
- Markowitz, H. M. (1959). *Portfolio selection: efficient diversification of investment*, Cowles Foundation Monograph 16, Yale University Press, New Haven.
- Mun, J. (2002). *Real Options Analysis. Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*. John Wiley & Sons, Inc. pp. 55-74
- Proyectos estratégicos de Pemex (2011), *Pemex Panorama*, marzo, p. 12.
- Reporte de Resultados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias al 31 de marzo de 2011 [Reporte Pemex] (2011, 4 de mayo).
- Reservas probadas al 1 enero de 2011 de Pemex (2011) al 30 de marzo 2010 en [www.pemex.com](http://www.pemex.com).

- Runge, I. (1998). Projects with imbedded option to expand, though not profitable today, Capital Strategy Letter, marzo.
- Rutherford, S. R. (2001). Real Options Evaluations, documento no publicado, SPE, Anadarko, Petroleum Corporation y Society of Petroleum Engineers, oct.
- Sharpe, W. (1964). Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk, Management Science, enero, pp. 277-293.
- Smith J. L., R. Thompson, R. (2009). Rational plunging and the option value of sequential investment: The case of petroleum exploration, Quarterly Review of Economics & Finance; ago., 49(3), pp. 1009-1033.
- Soussan, F. (2001). Various business technologies will distinguish future industry winners. The real options paradigm, documento no publicado, SPE, Texaco Inc. y Society of Petroleum Engineers. oct.
- Tasa de restitución de reservas de Pemex (2011). Pemex Panorama, marzo 2011, p. 9.
- Tobin, J. (1958). Liquidity preference as behavior towards risk, Review of Economic Studies, febrero, pp. 65-86.
- Todo sobre la reforma energética, Primer decreto: Cambios en el régimen fiscal de Pemex (2011) de [www.pemex.com](http://www.pemex.com) al 27 de julio de 2011.
- Valencia-Herrera, H. (2009). Mejores prácticas de inversión, Mejores prácticas financieras de las empresas en México, IMEF, pp. 130-190.

#### **Investigación Documental via Internet:**

- HYPERLINK "<http://www.pemex.com>" [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
- HYPERLINK "<http://www.shell.com>" [www.shell.com](http://www.shell.com)
- HYPERLINK "<http://www.exxonmobil.com>" [www.exxonmobil.com](http://www.exxonmobil.com)
- HYPERLINK "<http://www.bp.com>" [www.bp.com](http://www.bp.com)
- HYPERLINK "<http://www.pdvsa.com>" [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)
- HYPERLINK "<http://www.petrobras.com>" [www.petrobras.com](http://www.petrobras.com)
- HYPERLINK "<http://www.ecopetrol.com.co>" [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)
- HYPERLINK "<http://www.imf.org>" [www.imf.org](http://www.imf.org)
- HYPERLINK "<http://www.shcp.gob.mx>" [www.shcp.gob.mx](http://www.shcp.gob.mx)
- HYPERLINK "<http://www.bmv.com.mx>" [www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx)
- HYPERLINK "<http://www.conae.gob.mx>" [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx)

- DerivaGem – Version 2.00. Options Calculator Software designed to accompany John Hull's texts. Developed by A-J Financial Systems. [www.rotman.utoronto.ca](http://www.rotman.utoronto.ca)

#### **Informes anuales:**

- Informe Anual Petróleos Mexicanos (2007-2009)
- Informe Anual Royal Dutch Shell PLC (2009)
- Informe Anual Exxon Mobile (2009)
- Informe Anual British Petroleum (2009)
- Informe Operacional y Financiero (periodo de 6 meses concluido el 30 de junio de 2009) de Petróleos de Venezuela (PDVSA)
- Informe Anual de Petróleo Brasileiro y Filiales, S. A. 2009 (Petrobrás).
- Informe Anual Ecopetrol, S.A (2009)

#### **Portal de Pemex:**

- Información Financiera Trimestral y Anual (2007 – 2010)
- Informes Anuales (2007-2010)
- Forma F-20 enviada a la SEC (Security and Exchange Commission) Ejercicio 2007, 2008 y 2009.
- Estados Financieros Auditados Ejercicio 2009.
- Comentarios a Información Financiera Trimestral y del Ejercicio.
- Documentos de temas como: Reservas Petroleras.
- Información Operativa: Indicadores Petroleros, Reservas de Hidrocarburos, Anuario Estadístico y Perspectiva.
- Información Financiera: Resultados, Inversión, Seguimiento Presupuestal, Presentaciones.
- Pemex en Cifras.
- Deuda: Calificación Crediticia, Títulos de Deuda, Programa de Financiamiento.
-

### **Marco jurídico de Pemex:**

- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el Ramo Petrolero
- Ley Federal de Derechos
- Ley Orgánica de Pemex
- Documento Completo de la Reforma Energética.
- Ley de Ingresos de la Federación
- Ley de Egresos de la Federación

### **Otras publicaciones:**

- Financial Accounting Standards Board of the Financial Accounting Foundation. “Financial Accounting Series (ISSN-0885-9051). Publicación Trimestral.
- Overview of Oil and Gas Accounting &PSC Accounting. Global and Gas Center. Ernst & Young.
- Diario Oficial de la Federación (DOF): “Cuadro Histórico de Salarios Mínimos 1982 – 2009”.
- BBVA Research “Situación de México. Segundo Trimestre de 2010”. Publicación Trimestral.
- “Weekly SIF-ICAP” número 242- 28 de Junio de 2010. Publicación Semanal.
- “Perspectivas Económicas”. Estudios Económicos y Planeación Estratégica. Grupo Scotia Bank. 2010.
- “Betas by Sector” HYPERLINK  
"http://pages.stern.nyu.edu/adamoder/New\_Home\_Page/home.htm"  
[http://pages.stern.nyu.edu/adamoder/New\\_Home\\_Page/home.htm](http://pages.stern.nyu.edu/adamoder/New_Home_Page/home.htm).
- “British Thermal Unit Conversion Factors”. U.S. Energy Information Administration. Monthly Energy Review July 2010.

### **Investigación de Campo:**

- Visita a las oficinas de Pemex, para aplicar cuestionarios en temas específicos de: Finanzas, Técnicos (charla con geólogos de Pemex), Operativos, Recursos Humanos, Estrategia, Reforma Energética, entre otros.
- Visita a funcionarios de la División de Deuda Pública de la SHCP para profundizar en el tema Pemex y las Leyes de Ingresos y Egresos de la Federación históricas y vigentes. Entender la relación Pemex – Riesgo País.
- Entrevisté a la reconocida periodista Alicia Salgado, especialista en Pemex.
- Visita con investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo.