



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PEMEX:

**ANTE LA EXPECTATIVA DE LA
INVERSIÓN PRIVADA
MEDIANTE LOS CONTRATOS
EN LA INDUSTRIA PETROLERA.**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:**

ALFONSO MENESES ROMERO



DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Ciudad Universitaria, Marzo de 2006.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



AGRADECIMIENTOS

A DIOS...

A Dios Todopoderoso que nos dio la luz para iluminar nuestros pasos y guiarnos hacia el camino del bien cuidándonos en todo momento.

A MI UNIVERSIDAD Y FACULTAD

Por ser mi segundo hogar donde viví momentos buenos y malos. Por ayudarme a que este momento llegara, no tengo letras para seguir diciendo el gran regocijo que me da poder terminar esta carrera en donde profesores y compañeros dejan parte de su vida, para realizar a plenitud las ilusiones de ser un profesionista y que hoy en día se hacen realidad.

Solo se que este camino es el comienzo de una gran historia de virtudes.

A MIS SINODALES

Quiero dejar constancia del profundo agradecimiento a mis estimados sinodales que también fueron mis excelentes maestros dentro de mi formación y que con eficaz colaboración hicieron posible la realización del presente trabajo.

Al M.I. José Ángel Gómez Cabrera, mi asesor, por su excelente asesoría y quien con mucho profesionalismo demostró preocupación por la calidad y buen resultado de esta tesis poniendo en manifiesto sus excelentes dotes profesionales e intelectuales para la realización exitosa de este trabajo.

Al Ing. Manuel Villamar Vigueras, por sus valiosos comentarios y consideraciones relativas al tema de tesis.

Al M.I. Mario Becerra Zepeda, por su valioso tiempo dedicado a este trabajo.

A la Química Rosita de Jesús Hernández Álvarez quienes muchas veces con su experiencia me ayudó a encaminar mi trabajo a buen termino.

A la Química Guadalupe Contreras Ordaz por sus observaciones, apreciaciones, recomendaciones, sugerencias, correcciones y orientaciones en la formulación del protocolo de tesis.

Finalmente, A todas aquellas personas que me ayudaron y contribuyeron en la realización del presente trabajo.

.....A todos Muchas Gracias.....

Alfonso Meneses Romero



DEDICATORIAS

A MI PAPÁ...

**Cuando nací mi padre era un ser orgulloso,
depositando en mí todas sus ilusiones..**

Cuando me iba haciendo mayor,
mi padre era una figura que me enseñaba
la diferencia entre el mal y el bien.

Durante mi adolescencia mi padre
fue mi guía para ser un hombre íntegro.

Ahora que soy adulto,
es el mejor consejero y amigo que tengo.

En mi vida he tenido ciertos problemas,
pero no son nada comparado con los problemas
que tuvo que afrontar mi padre
para lograr que mi vida empezase.

Por eso es que este logro tan importante
se lo dedicó con un inmenso amor
y un profundo agradecimiento.

Gracias Papá.....dios te bendiga

A MI MAMÁ...

*Doy Gracias porque al nacer,
te eligió Dios, como mi Madre,
porque eres de mi vida,
Mamá, la mejor parte...*

*Gracias, por haberme dado,
lo mejor de tu existencia,
y Gracias por estar hoy,
siempre tan atenta...*

*Gracias por entenderme,
y porque no me reprendas,
y porque de mi tristeza
te des perfecta cuenta.*

*Un inmenso Gracias,
por tenerte cerca,
y porque me ayudes,
en todas mis penas...*

*Si pudiera te regalaría,
todas las estrellas que están en el cielo,
pero como alcanzarlas no puedo,
como ofrenda hoy te entrego,
todo mi eterno agradecimiento
por tu valioso e incondicional apoyo.*

.....Mimi eres especial.....

Con la dicha de llamarte madre,
has llenado mi vida de felicidad
que dios la bendiga hoy mañana y siempre

.....Gracias mamá.....

A MI ESPOSA E HIJOS...

Dedico este trabajo a la mujer que ha compartido conmigo toda una vida, en la cual me ha apoyado incondicionalmente, ella es mi esposa Eva, quien me ha dado la inmensa dicha de mis hijos Mariana Isabel y Luis Alfonso que con sus risas y travesuras hacen mi vida más plena.

.....Eva quiéreme como te quiero.....

A MIS HERMANOS...

A Cuauhtémoc, Mario Israel y Moisés con sus respectivas familias, les dedico este trabajo con mi más profundo agradecimiento para ellos por todo su esfuerzo, amor y cariño con que siempre me han apoyado en todo momento.

Alfonso.

CONTENIDO

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS.

CAPÍTULO I		
LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL: PEMEX		Página
I.1	Introducción.	1
I.2	Historia de la industria petrolera en México.	2
	<i>I.2.1 Expropiación Petrolera.</i>	4
	<i>I.2.2 Consolidación de la Industria.</i>	8
I.3	Evolución de la estructura orgánica de Pemex.	14
	<i>I.3.1 Pemex – Exploración – Producción (PEP).</i>	24
I.4	Estructura administrativa de Pemex.	28
I.5	Marco normativo de la industria petrolera en México.	32
	<i>I.5.1 Antecedentes.</i>	32
	<i>I.5.1.1 Tradiciones legales.</i>	32
	<i>I.5.1.2 Históricos.</i>	32
I.6	Marco jurídico básico.	40
I.7	Producción de crudo.	48
	<i>I.7.1 Clasificación de aceite.</i>	50
I.8	Producción de gas.	52
I.9	Conclusiones.	54



CAPÍTULO II PEMEX EN LAS FINANZAS PÚBLICAS

II.1 Introducción.	55
II.2 Antecedentes del origen del régimen fiscal.	57
II.3 Importancia fiscal de Petróleos Mexicanos.	64
II.4 Los ingresos petroleros.	69
II.5 Descripción del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos.	72
<i>II.5.1 Bemoles del régimen fiscal.</i>	92
II.6 El nuevo régimen fiscal para Petróleos Mexicanos.	95
<i>II.6.1 Características del nuevo régimen fiscal.</i>	96
<i>II.6.2 Beneficios del nuevo régimen fiscal.</i>	97
II.7 Conclusión.	100

CAPÍTULO III SISTEMAS FISCALES PETROLEROS INTERNACIONALES

III.1 Introducción.	102
III.2 Elementos básicos en los sistemas fiscales petroleros.	103
<i>III.2.1 Renta económica.</i>	103
<i>III.2.1.1 Ganancia del contratista.</i>	107
<i>III.2.2 Negociaciones.</i>	108
<i>III.2.2.1 Objetivos del gobierno.</i>	109
<i>III.2.2.2 Objetivos de la compañía petrolera.</i>	110
<i>III.2.2.3 Los pagos extraordinarios.</i>	110
<i>III.2.2.4 Regalías.</i>	110
<i>III.2.2.5 Escala de porcentajes.</i>	111
<i>III.2.2.6 Recuperación de los costos.</i>	111
<i>III.2.2.7 comercialización.</i>	112



III.3	Sistemas o regímenes petroleros más frecuentes.	113
	<i>III.3.1 Sistema de concesión.</i>	118
	<i>III.3.1.1 Características del sistema de concesión.</i>	119
	<i>III.3.2 Sistema de contratos.</i>	123
	<i>III.3.2.1 Características del sistema de contratos.</i>	123
	<i>III.3.2.2 Contratos de producción compartida.</i>	123
	<i>III.3.2.3 Contratos de servicio.</i>	130
	<i>III.3.2.4 Contratos de servicio de riesgo.</i>	130
	<i>III.3.3 Variantes de los sistemas fiscales petroleros.</i>	138
	<i>III.3.3.1 Contratos de tasa retorno.</i>	138
	<i>III.3.3.2 Contratos con factor "r".</i>	143
	<i>III.3.3.3 Joint ventures.</i>	147
	<i>III.3.3.4 Contratos de asistencia técnica.</i>	151
III.4	Comparación entre sistemas fiscales.	156
III.5	Conclusión.	160

CAPÍTULO IV

ENFOQUE GLOBAL DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS.

IV.1	Introducción.	164
IV.2	Principales compañías petroleras.	166
	<i>IV.2.1 Compañías privadas.</i>	167
	<i>IV.2.1.1 Exxon/Mobil.</i>	168
	<i>IV.2.1.2 Royal Dutch/Shell.</i>	170
	<i>IV.2.1.3 BP Amoco/Arco.</i>	170
	<i>IV.2.1.3.1 Amoco.</i>	171
	<i>IV.2.1.3.2 Arco.</i>	171
	<i>IV.2.1.3.3 Castrol.</i>	172
	<i>IV.2.2 Empresas estatales.</i>	174
IV.3	Similitudes y diferencias de Pemex con otras empresas petroleras.	175
IV.4	Un recorrido por las formas de contratación petrolera en América Latina.	179



<i>IV.4.1 Panorama actual.</i>	179
<i>IV.4.2 Características generales de los principales países productores de hidrocarburos de América Latina.</i>	182
<i>IV.4.2.1 Venezuela.</i>	183
<i>IV.4.2.2 Brasil.</i>	185
<i>IV.4.2.3 Ecuador.</i>	187
<i>IV.4.2.4 Perú.</i>	189
<i>IV.4.2.5 Colombia.</i>	190
<i>IV.4.2.6 Bolivia.</i>	194
<i>IV.4.2.7 Argentina</i>	195
<i>IV.4.2.8 México</i>	197
IV.5 Conclusión.	199

CAPÍTULO V CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM).

V.1 Introducción.	201
V.2 La Cuenca de Burgos y los Contratos de Servicios Múltiples.	207
<i>V.2.1 Cuenca de Burgos.</i>	207
<i>V.2.2 Contratos de Servicios Múltiples.</i>	210
V.3 Primeros contratos en Pemex.	212
<i>V.3.1 Antecedentes Históricos.</i>	212
V.4 El problema del gas y los contratos de servicios múltiples.	217
V.5 Principales detonadores para los CSM.	219
V.6 ¿Qué son los contratos de servicios múltiples?.	220
V.7 Constitucionalidad de los CSM.	222
<i>V.7.1 Legislación secundaria.</i>	225
V.8 Premisas de los CSM.	229
<i>V.8.1 Ventajas económicas de los CSM.</i>	233
V.9 Antecedentes, Diseño, Desarrollo e Implementación	235



del Borrador de Modelo Genérico de Contrato.

<i>V.9.1 Presentación de la convocatoria de los contratos de servicios múltiples ante inversionistas.</i>	235
<i>V.9.2 Calendario de eventos.</i>	237
<i>V.9.3 Primer borrador.</i>	239
<i>V.9.4 Segundo borrador.</i>	239
<i>V.9.5 Tercero y último borrador.</i>	240
V.10 Beneficios de los CSM.	243
<i>V.10.1 Beneficios para Pemex</i>	243
<i>V.10.2 Beneficios para el noreste de México</i>	244
V.11 Bases de licitación pública internacional para celebrar contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios.	245
V.12 Primera ronda de licitación en la cuenca de Burgos 2003.	247
V.13 Adjudicación de contratos de la primera ronda en la cuenca de Burgos 2003.	254
<i>V.13.1 Logros alcanzados en la primera ronda en la cuenca de Burgos 2003.</i>	261
V.14 Segunda ronda de licitación en la cuenca de Burgos 2004.	263
<i>V.14.1 Calendario 2004.</i>	264
<i>V.14.2 Bases de licitación de la segunda ronda Burgos 2004.</i>	264
V.15 Adjudicación de contratos de la segunda ronda en la cuenca de Burgos 2004.	266
V.16 Alcance de los primeros ocho CSM en la cuenca de Burgos.	274
V.17 Extiende Pemex los CSM a petróleo.	277
V.18 Conclusión.	279



CONCLUSIONES	289
RECOMENDACIONES	293
ANEXO	I
ÍNDICE DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS	V
BIBLIOGRAFÍA	X
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XVI
ABREVIATURAS Y SIGLAS	XXV



INTRODUCCIÓN



El presente trabajo constituye un elemento de información y reflexión basado en extractos de conferencias, boletines y notas publicadas por todos los sectores relacionados con la industria petrolera nacional e internacional. Considero de manera personal que el tema de tesis es rico en información y su análisis rebasa la finalidad de este trabajo.

De tal forma que consta de cinco capítulos, los cuales se resumen de la siguiente forma:

La importancia del primer capítulo radica desde el antecedente histórico principal de Petróleos Mexicanos (Pemex) está relacionado con el 18 de marzo de 1938, desde entonces, Pemex ha sostenido, el abasto nacional de energéticos y la exportación de hidrocarburos, y actualmente Pemex es la empresa pública más grande de México cuyas actividades abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos. Pemex se estructura por medio de subsidiarias y filiales.

Finalmente se menciona la producción de crudo y gas, con los cuales Pemex se mantiene a pesar de todo como un gran empresa.

En el Capítulo II se hace mención de la gran importancia que tienen los ingresos petroleros en las finanzas públicas ,como sabemos, la relación de México con el petróleo ha sido de gran importancia para el país en



varios momentos de su historia, no sólo en términos económicos, sino también en su aspecto político.

Desde su expropiación en 1938, los hidrocarburos han estado sujetos al control del Estado mediante Petróleos Mexicanos, la compañía que monopoliza las actividades estratégicas de este sector. Para muchos, esta situación representa también el ejercicio más importante de la soberanía del país. Además, los ingresos provenientes de la explotación, venta y procesamiento de los hidrocarburos han jugado un papel central en el financiamiento del Estado mexicano durante al menos las últimas dos décadas. En este periodo, independientemente de la contribución del sector petrolero a la economía, los ingresos petroleros se han mantenido constantes en alrededor de un tercio de las finanzas públicas.

Los efectos de la dependencia de ingresos provenientes de recursos naturales pueden ser muy diversos, incidiendo tanto en la actividad económica como en la política. Uno de los principales problemas de esta dependencia para el presupuesto es la volatilidad de los precios del petróleo. Cuando el presupuesto depende en gran medida de los recursos derivados del petróleo, la volatilidad de sus precios hace problemática la estimación de los ingresos y la planeación del gasto.

En éste entorno de recursos limitados, cómo financiar la inversión y garantizar el desarrollo del sector, cómo prever la estabilidad y consistencia en los ingresos públicos, y cómo avanzar hacia la suficiencia recaudatoria son temas que dependen en buena medida del debate en torno al régimen fiscal de PEMEX y su relación con las finanzas públicas. Se hace hincapié en el régimen fiscal que es de suma importancia por todo lo que representa.



En el tercer capítulo, se estudian y analizan los diversos sistemas fiscales petroleros del mundo, que se desarrollan o establecen con el propósito de capturar la máxima renta petrolera. Además la posibilidad de implementar alguna variación de los sistemas para implementarse en nuestro país.

En el cuarto capítulo se realiza una comparación y sus características principales de los dos grandes grupos de compañías petroleras existentes: estatales y privadas.

En el Capítulo V, se describen los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), como una alternativa a la necesidad de buscar los mecanismos más adecuados que permitan: aumentar las reservas y producción de gas no asociado, además de satisfacer la demanda interna que vemos incrementarse año con año en nuestro país.

Una opción que no requiere la modificación del entramado normativo vigente en el rango constitucional, legal o reglamentario, y que permite, a la vez, aumentar la producción de gas no asociado a través de la participación del sector privado, sin exigir que el Estado pierda la rectoría de este recurso estratégico. Estos instrumentos que han demostrado su eficacia en otros países del mundo.

Finalmente, por último se establecen algunas puntos que a criterio propio y después del análisis sobre el tema considero esenciales para llevar a un mejor desarrollo la industria petrolera de mi País.



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS



El objetivo es dar un panorama acerca de la participación que el sector privado pueda tener en el futuro de PEMEX. Inicio mostrando la importancia que tiene PEMEX, tanto en el ámbito nacional como en el internacional.

Éste es un tema de gran actualidad, que sigue siendo altamente polémico. Lo fue en 1938, año de la Expropiación Petrolera y de la fundación de Petróleos Mexicanos, y lo es hoy en día.

Las posiciones de quienes están por una mayor apertura del sector y aquellos que se pronuncian a favor del manejo exclusivo y directo de la industria por parte del Estado, se contraponen abiertamente y tiene mucho que ver con la explotación de los recursos naturales con que cuenta la nación. El lema “el petróleo es de México y para los mexicanos”, ha llevado a PEMEX a ser el mayor contribuyente de ingresos fiscales, dejando de lado la importancia y costosa que es la mejora tecnológica para cualquier empresa.

Sin embargo, más allá de las posiciones que se confrontan, pueden estar los intereses, que analizados a fondo suelen ser coincidentes entre sí con extraordinaria frecuencia. Estoy convencido de la necesidad de que Petróleos Mexicanos amplíe la escala de sus activos y de sus operaciones, a fin de que pueda satisfacer mejor las necesidades



nacionales de hidrocarburos y aprovechar aún más las ventajas del mercado internacional.

En muchos países se está transitando de un escenario de empresas estatales cerradas, a otro de empresas públicas abiertas y flexibles, capaces de ejercer el control estratégico de su sector sin necesidad de realizar por sí solas todas las actividades que lo constituyen.

Petróleos Mexicanos no es, ni podría ser, la única entidad productiva en materia de hidrocarburos en México, muchas otras empresas, nacionales y extranjeras, apoyan y complementan sus operaciones, a fin de satisfacer las necesidades del mercado. Sí es, en cambio, el eje de la industria petrolera nacional, por medio del cual el Estado ejerce su rectoría sobre el sector.

Las leyes mexicanas ofrecen diferentes alternativas al capital nacional y extranjero para contribuir al desarrollo de la industria petrolera nacional, por lo cual me parece conveniente dedicar una parte de mi trabajo a realizar una exposición del marco legal que regula las actividades de Petróleos Mexicanos.

La legislación en esta materia no sólo rige la conducta del Gobierno y de la Empresa, sino que permite referenciar y acotar la discusión que se da sobre estos temas.

Por eso estoy convencido que: *“Petróleos Mexicanos, la empresa más importante de México, debe ser fortalecida”.*



La legislación actual no es muy favorable y no permiten el fortalecimiento de Pemex.

En el desarrollo del tema se incluyeran que permiten mostrar el tamaño y su importancia para no perder de vista su dimensión absoluta y relativa.

Pemex tiene el encargo de ejercer el "dominio directo de la nación" dispuesto por la Constitución para "el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos". Y la ley reglamentaria precisa las funciones de Pemex y sus organismos subsidiarios para cada una de las ramas de la industria petrolera. Su ley orgánica crea las cuatro subsidiarias y dice que Pemex administrará su patrimonio conforme a las disposiciones legales aplicables y a los presupuestos y programas que apruebe su órgano de gobierno.

México y su empresa petrolera estatal Petróleos Mexicanos alcanzaron al cierre del año 2003 una destacada posición en el escenario internacional en materia energética, de acuerdo con publicaciones de reconocido prestigio mundial en la materia^a.

Pemex^b tiene un corporativo con más de 17,500 personas con las que conduce y realizan los servicios de la industria petrolera; tiene activos del orden de 60 mil millones de dólares, un patrimonio de 16 mil millones de dólares, y es considerada como la **tercera** empresa

^a Con base a estimaciones de Oil and Gas Journal y PEMEX contenidas en el Anuario Estadístico 2004 de la paraestatal

^b De acuerdo con *Energy Intelligence Group (PIW)* y PEMEX, al cierre del año 2003.



petrolera a nivel mundial en materia de producción de petróleo crudo y ocupa la **décima quinta** posición entre los principales productores de gas natural.

Respecto a la cantidad de reservas probadas de crudo, Pemex se ubica en el **noveno** lugar y **vigésima octava** posición en las reservas de gas natural. Mientras que sus organismos: **Pemex Exploración y Producción** emplea 42 mil personas, organizadas en cuatro regiones. Cada día, genera más de tres millones de barriles de crudo y de 5 mil millones de pies cúbicos de gas. **Pemex Refinación** tiene seis refinerías con una capacidad de 1.5 millones de barriles diarios y el **décimo tercer** lugar mundial; cuenta con más de 6 mil trabajadores. **Pemex Gas y Petroquímica Básica** emplea 11,600 personas en 10 centros de procesamiento; y Pemex Petroquímica cuenta con 15 mil plazas. Por su parte **PMI Comercio Internacional**, dedicada al comercio exterior emplea casi 300 personas y se hace cargo de todas las exportaciones. El **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**, el brazo tecnológico, cuenta con más de 4,200 empleos y activos por más de 260 millones de dólares.

Si no acudimos a su rescate, la industria petrolera mexicana será, dentro de pocos años, un conjunto de instalaciones obsoletas, como ya ocurre con sus complejos petroquímicos.

Pemex está sometida a un proceso de deterioro permanente, que se refleja en un demérito brutal de su patrimonio, en una falta de crecimiento, en el incumplimiento de su misión, una balanza comercial deficitaria y una astringencia financiera que le impide crecer.



El crecimiento de Pemex debe asegurar, como mínimo, su eficiente desempeño en tres dimensiones,

- 1) Como el principal contribuyente al ingreso fiscal del país.*
- 2) Como pilar de la suficiencia energética nacional.*
- 3) Como motor del desarrollo de la mediana empresa nacional.*

Es preciso también jerarquizar las tareas para el futuro inmediato y para plazos más largos. Entre ellas, se encuentran las siguientes, algunas de las cuales exigen una atención urgente.

- Enfrentar la falta de inversión.
- Evaluar las necesidades tecnológicas de la empresa a fin de sanearla y que cumpla con su función social.
- La reintegración de las cadenas industriales a fin de evitar importaciones de productos petroleros y petroquímicos.
- La definición de una estrategia de internacionalización que tenga presente las experiencias de otras empresas públicas petroleras como PDVSA (Venezuela) o PETROBRAS (Brasil).
- Evaluar una mejora presupuestal de Pemex.

Para lograrlo, el esfuerzo debe orientarse y realizar las reformas legales necesarias para permitir que Pemex tenga:



1. La autonomía de gestión que le permita crecer, ser una empresa estatal de mercado, moderna, eficiente, próspera y cumpla con los objetivos que le hacen ser de importancia nacional.
2. Un esquema tributario que incremente su valor, que incentive su productividad y que, en el mediano plazo, mejore su capacidad contributiva.
3. Un régimen operativo que le libere de ataduras innecesarias y le permita fomentar la creación de nuevas y mejores empresas medianas mexicanas en las actividades conexas a la petrolera.

El esquema normativo al que Pemex está sujeto, considera a secretarios de estados, que deciden por encima de su Consejo de Administración. Hay mucho control externo en los procedimientos, pero no hay un esquema de rendición de cuentas de alto nivel.

Fortalecer a Pemex es hoy una responsabilidad de todos, de cierta forma teniendo más responsabilidad la ingeniería de explotación. Aunque algunos reconocen la gravedad de la situación, no se deciden a sacrificar un poco de ingresos fiscales para garantizar el futuro y el crecimiento de nuestra industria petrolera. Recordemos lo importante que es la inversión económica en tecnología para extraer del subsuelo un recurso económico vital para la nación, que de no considerarlo, tal vez, se apueste a su desaparición.



Para cumplir se ha recurrido, mayoritariamente al endeudamiento que, en un lapso de 8 años, se multiplicó a partir de 35 mil millones hasta casi 300 mil millones de pesos. La resultante es que la deuda documentada representó hasta el 80% del endeudamiento total en ese período.

Toda esta situación financiera, de la que sólo se destacan algunos aspectos, ha sido causada principalmente por el régimen fiscal aplicado a Pemex.

Al día de hoy, Pemex obtiene más utilidades que la mayoría de las grandes petroleras del mundo, aporta la tercera parte del presupuesto de la federación (paga individualmente los impuestos más cuantiosos a nivel internacional). Pero si no crece, si no recompone sus indicadores financieros, si no asegura cuando menos sus inversiones en exploración, también está en riesgo su capacidad para mantener y no se diga para incrementar su potencial contributivo.

Pemex debe seguir siendo el principal contribuyente, con un esquema equilibrado que le permita desarrollarse para maximizar el valor de nuestros recursos petroleros en el largo plazo y, finalmente, pagar más impuestos **como resultado de su tamaño y su eficiencia**, y no a costa de su patrimonio y sus reservas.

El reto para México es tomar decisiones que permitan reducir el riesgo de que el sector energético no cumpla con sus objetivos nacionales por la falta de inversiones, se deberá dirigir recursos públicos hacia este



sector, financiando con deuda la construcción de nueva infraestructura, o bien modificando la legislación vigente para permitir la participación de inversionistas privados con el objetivo de cubrir la demanda futura de energía.



LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL: PEMEX

1

I.1 INTRODUCCIÓN

A más de 100 años de que se inició la explotación y el aprovechamiento del petróleo en México. Y a 68 años de la histórica expropiación petrolera en manos extranjeras y la creación de Petróleos Mexicanos^{1.1} **Pemex** , empresa estatal que significa mucho en la historia de México, es una de las bases materiales de la Nación, palanca del desarrollo económico del país y soporte de las finanzas públicas.

En este capítulo se describe a Petróleos Mexicanos como respuesta a un Proyecto Nacional, derivado de principios y mandatos constitucionales.

Como sabemos Pemex, es el organismo paraestatal encargada de llevar a buen cauce la exploración, explotación, distribución y comercialización de los hidrocarburos de nuestro país.

Sus actividades de Pemex abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos y petroquímicos.

En el transcurso de los años se consolida como empresa cuya importancia económica para el país ha sido el saneamiento de las finanzas públicas.

^{1.1} Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la compañía estatal mexicana que se encarga de la explotación de los recursos energéticos (principalmente petróleo y gas) en territorios mexicanos. PEMEX es la única compañía que explota el petróleo en México. Esta empresa actúa bajo la dirección de la Secretaría de Energía, que es presidida actualmente por el Lic. Fernando Canales Clariond. Mientras que el Director General de PEMEX es el Ing. Luis Ramírez Corzo.



I.2 HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

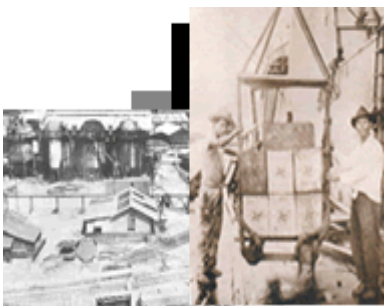


Edward L. Doheny



Charles A. Candfield

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tullillo", en el municipio de Ébano, San Luis Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la "Mexican Petroleum of California", creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que denominaron "El Ébano" y, el 14 de mayo de 1901, al llegar a la profundidad de 1515 pies, se descubrió petróleo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de "Doheny I", con una producción diaria de apenas 50 barriles.



Instalaciones en Minatitlán, Veracruz

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.



Gobierno porfirista



Weetman D. Pearson

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L.



Doheny y Weetman D. Pearson.

El 3 de abril de 1904, cuando se perforaba un pozo a una profundidad de 501 metros, nace el pozo denominado La Pez 1, lanzando un chorro de petróleo negro de 15 metros de altura, con una producción de 1 500 barriles diarios, que sostuvo durante varios años. Éste éxito se debió a la tenacidad del Ingeniero Mexicano Ezequiel Ordóñez y el crédito bancario por un monto de 50 mil pesos, ahora sí, arranque del petróleo en el país.

Las facilidades que dio Porfirio Díaz al inversionista extranjero estimularon la aparición de nuevas empresas extranjeras y la ampliación de las que ya estaban operando.

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente, ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio.

Posteriormente, Venustiano Carranza creó -en 1915- la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.





Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo deberían

registrarse en la Secretaría de Fomento.

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar -en 1921- a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la "Faja de Oro", al norte del Estado de Veracruz, que se extendían hacia el Estado de Tamaulipas.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción -al 31 de diciembre de 1921- de poco más de 57 millones de barriles.

I.2.1 Expropiación Petrolera

Durante años, los trabajadores buscaron hacer valer sus derechos laborales, en tanto que los propietarios de las compañías extranjeras intentaban por todos los medios mantener sus ganancias.

De esta forma, en abril de 1915, trabajadores de la refinería de El Águila realizaron una huelga, la cual se levantó tres días después al concluir las



negociaciones entre la empresa y los huelguistas. Con este movimiento, se inició el sindicalismo petrolero, que marcaría el comienzo de una acción concertada de protesta laboral en contra de las compañías petroleras. Durante 1916 y 1917 hubo otros intentos de emplazamiento a huelga a el "El Águila" y la "Huasteca Petroleum"; sin embargo, estos movimientos fueron reprimidos violentamente por el Ejército y guardias blancas, castigando a los incitadores.

En 1919, se registraron nuevos conflictos laborales, esta vez en contra de la "Pierce Oil Corporation", en Tampico, que se extendieron hacia las compañías "Huasteca", "Corona", "El Águila", "Mexican Gulf y Texas". En esa época, el Ejército Mexicano intervino para disolver un movimiento de huelguistas, quienes pretendían incendiar la refinería de la "Pierce Oil Corporation".

Una vez más, en 1924, se levantó una huelga en Tampico contra "El Águila", en la cual los trabajadores resultaron triunfantes al lograr que la empresa reconociese al sindicato y se concertase la firma de un contrato colectivo de trabajo, uno de los primeros en el país. Esto sería significativo para los acontecimientos futuros en el campo sindical petrolero.

De esta manera, uno de las primeras acciones importantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana -constituido el 16 de agosto de 1935- fue la redacción de un proyecto de contrato, el cual se elaboró luego de la experiencia del conflicto generado en 1924 en contra de la compañía "El Águila". Este documento pretendía sustituir los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas.



Este documento, llamado "Contrato Colectivo de Aplicación General", se envió a cada una de las 17 compañías petroleras y navieras, mientras que el sindicato petrolero advertía de un emplazamiento a huelga si no se aceptaban negociaciones sobre las bases de este proyecto, el cual recibió una concertada negativa por parte de los patrones, quienes, por su parte, tenían otra propuesta laboral que no fue aceptada tampoco por los trabajadores.

Debido a este desacuerdo, el 28 de mayo de 1937 estalló una huelga en contra de las compañías extranjeras que duró doce días, la cual fue declarada legal por parte de la Junta de Conciliación y Arbitraje, lo que motivó la intervención conciliatoria del gobierno del Presidente Cárdenas ante la gravedad de la paralización en la vida económica del país.

Luego de que los trabajadores reanudaron sus actividades el 9 de junio de ese año, la Junta de Conciliación emitió un Laudo a su favor en el juicio laboral que habían entablado en contra de las compañías extranjeras. En este juicio, las autoridades laborales incluyeron la realización de un peritaje sobre las condiciones financieras y operativas de las empresas para saber realmente si podían o no cumplir las exigencias del sindicato.



Ante el incumplimiento del Laudo emitido por la Junta de Conciliación y Arbitraje que condenaba a las compañías extranjeras a cumplir las recomendaciones hechas por dicho peritaje, el 18 de marzo de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decretó la expropiación de la industria petrolera, luego de que los empresarios no sólo



incurrían en un caso de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía nacional, dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

El **7 de junio de 1938** se creó **Petróleos Mexicanos** para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano.

El país enfrentó serias dificultades técnicas y económicas para sacar adelante a la industria petrolera recién expropiada. Sin embargo, a partir de ese momento, se dio el impulso para que México diera un salto importante en su proceso de industrialización, en el cual el petróleo tuvo un gran valor estratégico.

Algunas refinerías estaban paralizadas y otras laboraban a la mitad de su capacidad, cuyo funcionamiento, por falta de equipo, era realmente precario. Pese a todos estos problemas, PEMEX pudo mantener el nivel de ocupación y concedió buena parte de las mejoras laborales anotadas en el laudo de la junta de trabajo.

La nueva administración, bajo el mando del ingeniero Vicente Cortés Herrera, emprendió la reparación de plantas refinadoras y tuberías, pintó las estaciones de servicio, adquirió unidades de transporte, pagó impuestos y rebajó los precios de los productos para el consumidor nacional.



I.2.2 Consolidación de la Industria.

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento - en 1952- de los primeros campos de la nueva *Faja de Oro*.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y, en 1966, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.

De 1971 a 1974, México pasó a ser exportador neto de crudo con un volumen máximo, en 1973, de 23.5 mmb. Sin embargo, el hecho es que ya desde finales de la década de los sesenta se había iniciado un proceso intensivo de exploración de nuevos yacimientos, sobre la base principal de empréstitos extranjeros, que en 1973 cristalizan con la generación del "oro negro" en la nueva y rica zona descubierta en los estados de Tabasco y Chiapas.

El descubrimiento de la nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en



esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974.

Adicionalmente, el país tuvo la fortuna de que, precisamente en ese año, se iniciaba la "estampida" de los precios del crudo en el mundo, lo que se denominó como "crisis energética". Tan sólo en 1973 los precios internacionales se cuadruplicaron.

En consecuencia, 1974 sería el último año en que México importaría crudo y con esto se abriría la etapa de expansión más importante de toda la historia del petróleo en nuestro país, que si bien inicialmente se había impulsado por necesidades internas, ahora se sumaba el poderoso atractivo de las exportaciones de crudo.

La ola de sucesivos descubrimientos fue de una enorme trascendencia, y junto con la duplicación de la capacidad instalada de 1974 a 1980, elevaron de rango el papel estratégico de Pemex en el proceso de acumulación.

En los años de 1975 a 1979, se logra duplicar la capacidad de refinación con la puesta en marcha de nuevas refinerías: en 1976, refinería "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo.; en 1979 las refinerías "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax. A las cuales se sumarían los enormes complejos petroquímicos de Cactus, Chiapas, en 1979 y Cangrejera, Veracruz, en 1981.

Con información geológica y geofísica obtenida en pozos perforados en la península de Yucatán, norte de Campeche y los del área continental



de Chiapas – Tabasco, se elaboraron mapas paleogeográficos. De las estructuras interpretadas sobresalieron complejo Cantarell, una de las cuales se perforó en 1975. el pozo exploratorio Chac 1 confirmó la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, desde entonces y hasta la actualidad es una de las provincias petroleras más importantes de México.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75 por ciento de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales. Para 1977 se perfora el pozo Cantarell 1 (Akal 1), el cual resulta productor de aceite y gas, además de perforar pozos exploratorios Cantarell 2011 (Nohoch 1), y Cantarell (Nohoch 2), descubriendo hidrocarburos en la estructura de Nohoch. Los resultados obtenidos permitieron realizar una evaluación del potencial petrolero del complejo, originando en 1979 la etapa de desarrollo y explotación del mismo.

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el



crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

En los años noventa se intensificaron las actividades exploratorias y los descubrimientos han sido principalmente de gas en el área de Burgos y el descubrimiento más relevante fue en 1998 con el bloque Sihil, en la Sonda de Campeche.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de la gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad y responsabilidad, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial,



cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción



adicional de gas natural de 450 mil a mil 500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial.

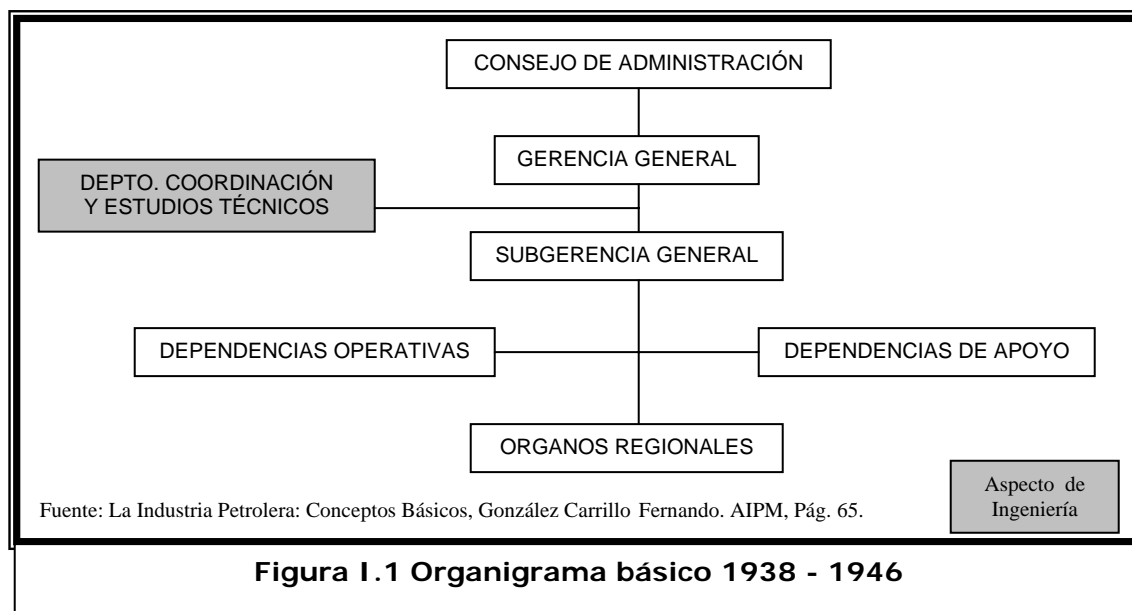


I.3 EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA ORGÁNICA DE PEMEX.

La empresa más importante del país, Petróleos Mexicanos, a través de su historia ha experimentado distintos cambios en su estructura orgánica que es necesario conocer para comprender los valores y la cultura de la organización. Los cambios van acorde con un ente dinámico que tiene que adecuarse con las condiciones siempre cambiantes de su entorno político, económico y social; y para actualizarse en el proceso de evolución de las tecnologías, tanto de ingeniería como de administración.

A continuación se muestran en forma cronológica, los principales cambios de mayor trascendencia que ha sufrido Petróleos Mexicanos en su estructura orgánica funcional básica.

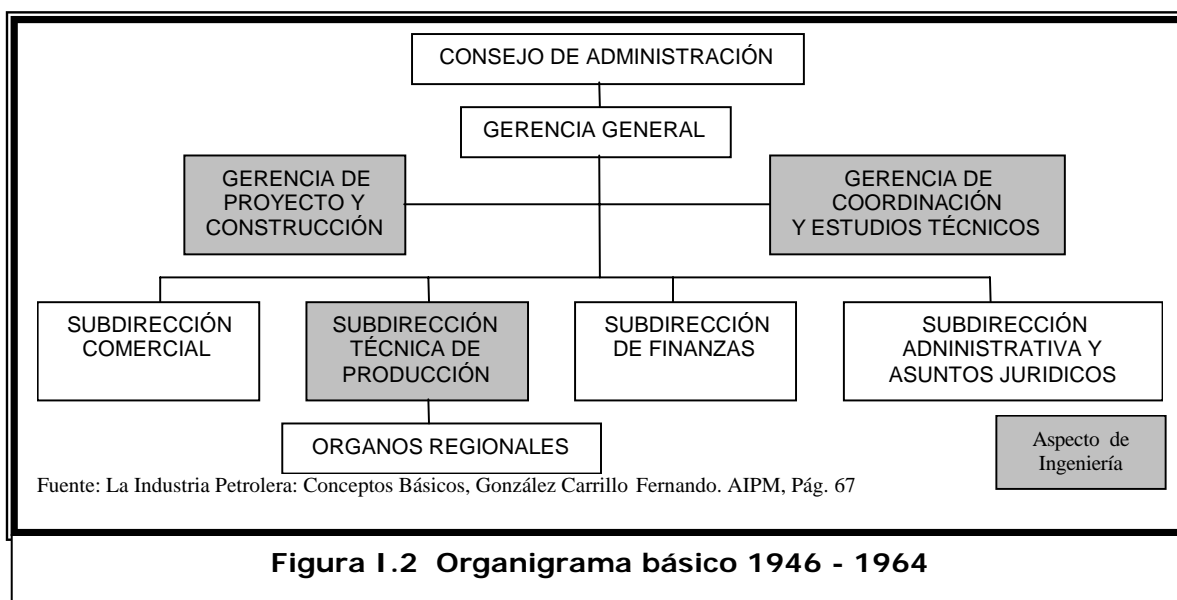
1938 – 1946. La estructura orgánica durante este lapso es muy simple, las dependencias operativas se agrupan con singularidad de acuerdo a su objetivo. **Figura I.1**



Características:

- Gerente General: Ing. Vicente Cortés Herrera (1938 – 1940) y Efraín Buenrostro (1940 - 1946).
- De la Gerencia General dependían el departamento de Coordinación y Estudios Técnicos y una Subgerencia General, que atendía a las dependencias operativas y a las de apoyo, así como los Órganos Regionales constituidos por la Gerencia de la Región Norte, con sede en Tampico, la Gerencia de la Región Sur, con sede en Coatzacoalcos y la Superintendencia General del Distrito Poza Rica con sede en la ciudad del mismo nombre.
- Los indicadores básicos para 1946 fueron:
 - Reservas : 1 276 millones de barriles (mmb).
 - Producción anual de hidrocarburos : 44 (mmb).
 - Elaboración de refinados : 92.2 mil barriles por día

1946 – 1964. Fue hasta 1946 cuando se adoptó la estructura orgánica básica con la que Petróleos Mexicanos operaría la mayor parte de su existencia, la cual continuo siendo de tipo funcional. **Figura I.2**



Características:

- Director General: Antonio J. Bermúdez (1946 - 1958) y Pascual Gutiérrez Roldán (1958 - 1964).
- De 1946 – 1952, en este periodo cambia el nombre de Gerente general a Director General y se crean las subdirecciones Comercial, Técnica de Producción y la Administrativa y de Asuntos Jurídicos; de igual forma nacen la Gerencias de Apoyo para cada una de estas subdirecciones.
- De 1952 – 1958, se crea la Subdirección de Finanzas.
- De 1958 – 1964, se crea la Gerencia de Proyectos y Construcción.
- Los indicadores básicos para 1964 fueron:
 - Reservas : 2 241 millones de barriles (mmb).
 - Producción anual de hidrocarburos : 97 (mmb).
 - Elaboración de refinados : 177.8 (mbd).

1964 – 1976. En este período se realizaron nuevamente cambios significativos encaminados hacia el mejoramiento de Pemex. **Figura I.3**

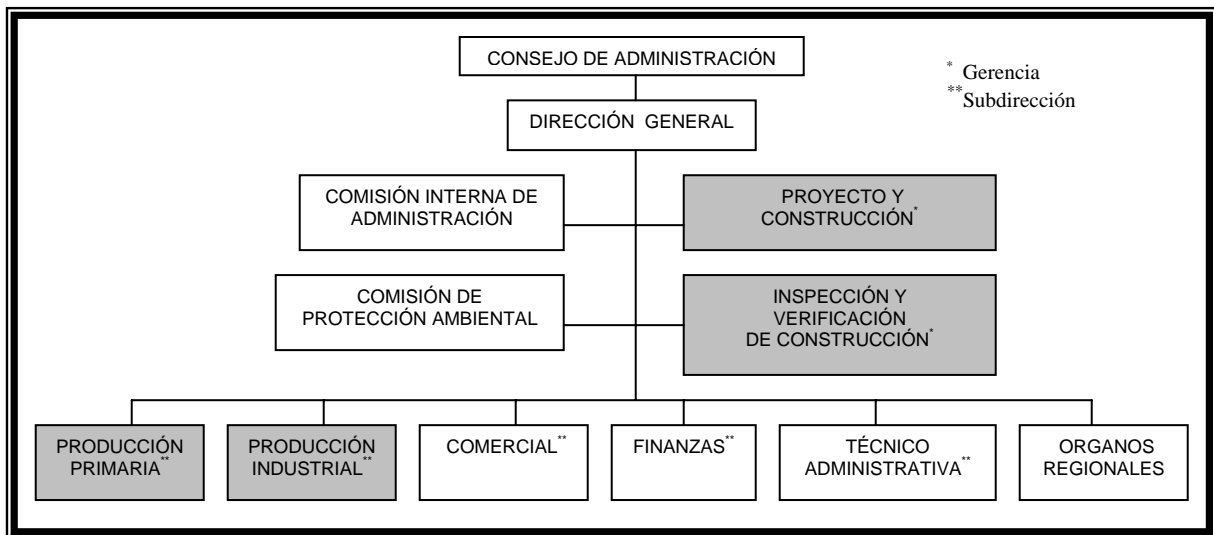


Figura I.3 Organigrama básico 1964 - 1976

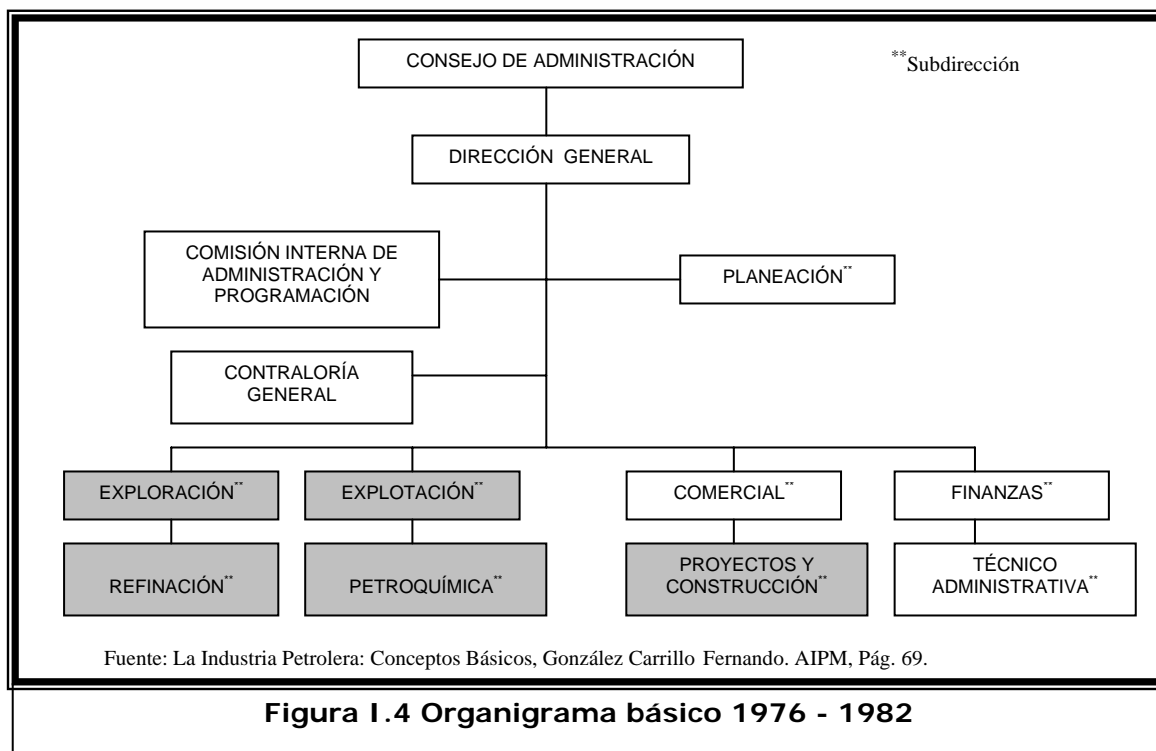


Características:

- Director General: Lic. Jesús Reyes Heróles (1964 - 1970) y el Ing. Antonio Dovalí Jaime (1970 - 1976).
- De 1964 – 1970, la Subdirección Técnica de Producción se divide en las subdirecciones de Producción Primaria y de Transformación Industrial.
- Se crea la Gerencia de Inspección y Verificación de Construcción.
- De 1970 – 1976, se crea la Comisión Interna de Administración y la Comisión de protección Ambiental.
- Cabe mencionar el descubrimiento petrolero de la Sonda de Campeche. La información obtenida con la perforación de los pozos Xicalango 1 y 2-A, los cuales resultaron productores de gas siendo el argumento para continuar con estudios exploratorios en la región marina con trabajos sismológicos en Coatzacoalcos y Marbella y posteriormente en la península de Yucatán en 1972. Seleccionando la perforación del pozo Chac 1 el 1 de julio de 1974, el cual se convirtió en pozo descubridor en 1976. a partir de ese éxito se descubrieron campos como Bacab, Maloob, Ku, Kutz e Ixtoc, constituyéndose la Sonda Marina de Campeche desde entonces hasta ahora como una de las provincias petroleras más importantes de México y el Mundo.
- Los indicadores básicos para 1976 fueron:
 - Reservas : 11 160 millones de barriles (mmb).
 - Producción anual de hidrocarburos : 469 (mmb).
 - Elaboración de refinados : 733 mil barriles por día (mbd).



1976 – 1982. Aquí se alcanzó su máxima dimensión por los cambios efectuados en la estructura orgánica de Pemex. **Figura I.4**

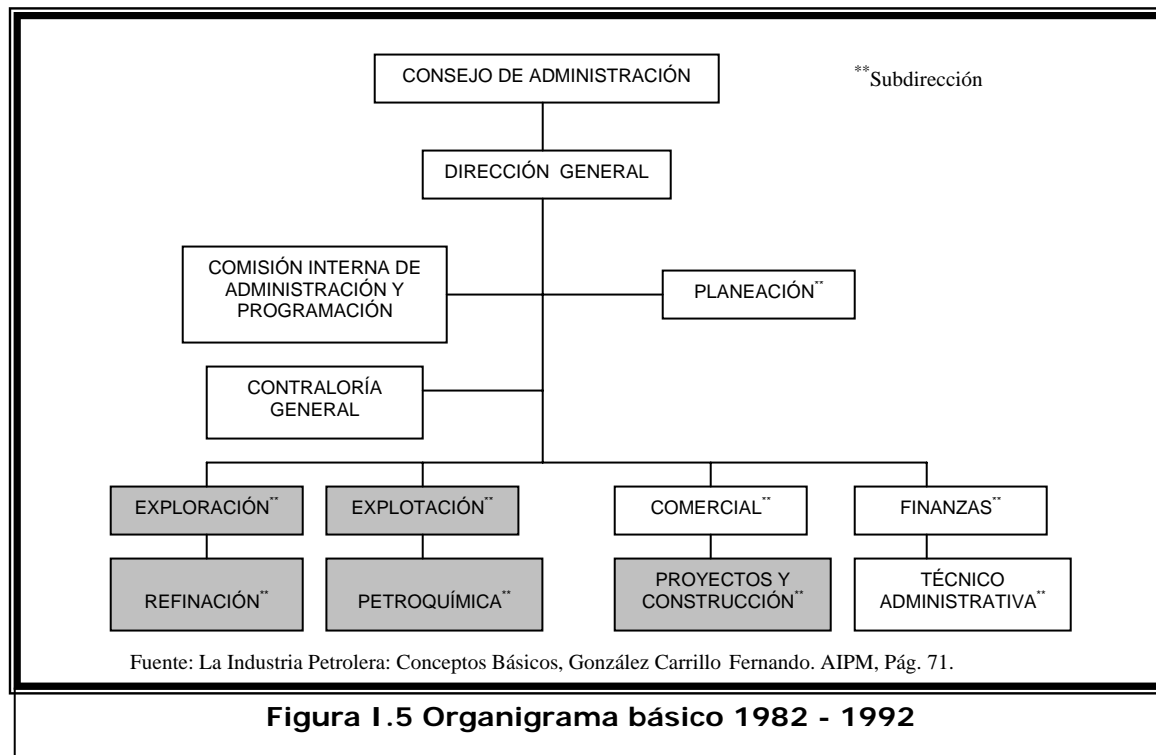


Características:

- Director General: Ing. Jorge Díaz Serrano (1976 - 1980) y Lic. Julio Rodolfo Moctezuma Cid (1980 - 1982).
- Se crean las Subdirecciones de Planeación, de Proyectos y Construcción de Obras, de Exploración y de Explotación (sustituyendo a la Transformación Industrial).
- Se crea la Contraloría General.
- Los órganos regionales se convierten en zonas: Norte (Tampico), Centro (Poza Rica), Sur (Coatzacoalcos), Sureste (Villahermosa), y Marina (Ciudad del Carmen).
- Los indicadores básicos para 1982 fueron:
 - Reservas : 72 000 millones de barriles (mmb).
 - Producción anual de hidrocarburos : 1 372 (mmb).
 - Elaboración de refinados : 1 237 mil barriles por día (mbd).



1982 – 1992. Los cambios organizacionales efectuados hasta 1991 no fueron trascendentes, puesto que sólo representaron variaciones del esquema funcional inicial. En este lapso solo quedan ocho subdirecciones. **Figura I.5**



Características:

- Director General: Lic. Mario Ramón Beteta (1983 - 1987) y C.P. Francisco Rojas Gutiérrez (1987 - 1992).
- De 1983 – 1989, se crea la Comisión de Coordinación y Consulta y la Subdirección de Planeación y Coordinación.
- Se vuelven a unir las subdirecciones de Exploración y Explotación en la de Producción Primaria, así como las subdirecciones de Refinación y Petroquímica en la de Transformación industrial.
- Se crean las Coordinaciones (nivel medio entre subdirector y gerente).
- De 1990 – 1992, se crea la Subdirección de Petroquímica.



- Se termina la primera fase de la organización de la Subdirección de Producción Primaria, los órganos regionales se vuelven coordinaciones.
- Los indicadores básicos para 1991 fueron:
 - Reservas : 65 500 millones de barriles (mmb).
 - Producción anual de hidrocarburos : 1 310 (mmb).
 - Elaboración de refinados : 1 321 mil barriles por día (mbd).

Los siguientes puntos marcan a grandes rasgos el desarrollo que tuvo la industria petrolera durante 1982 – 1992.

- Tiende a crecer la participación de las exportaciones de petróleo que se dirige a Estados Unidos.
- La producción petrolera crece en la primera mitad de este período y se estabiliza a un alto en la segunda mitad.
- La participación de la industria en el producto interno bruto, los ingresos fiscales y la exportación de mercancías tiende a bajar.

Los cambios organizacionales efectuados hasta el año 1991 no fueron trascendentales, puesto que sólo representaron variaciones del esquema funcional inicial.

1992 – 2002. Pemex es una empresa paraestatal integrada, cuya finalidad es contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente. Para lograr esta misión. En 1992, buscando aumentar su competitividad y eficiencia, se establece una nueva Ley Orgánica , publicada en el Diario Oficial de la Federación del 16 de julio de 1992,



mediante la cual PEMEX fue reestructurada en: a) un ente corporativo, b) cuatro organismos subsidiarios descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, c) y sus dos filiales, que realizan las funciones básicas de la compañía. Quedando la estructura orgánica de Pemex como se muestra en la **Figura I.6**.

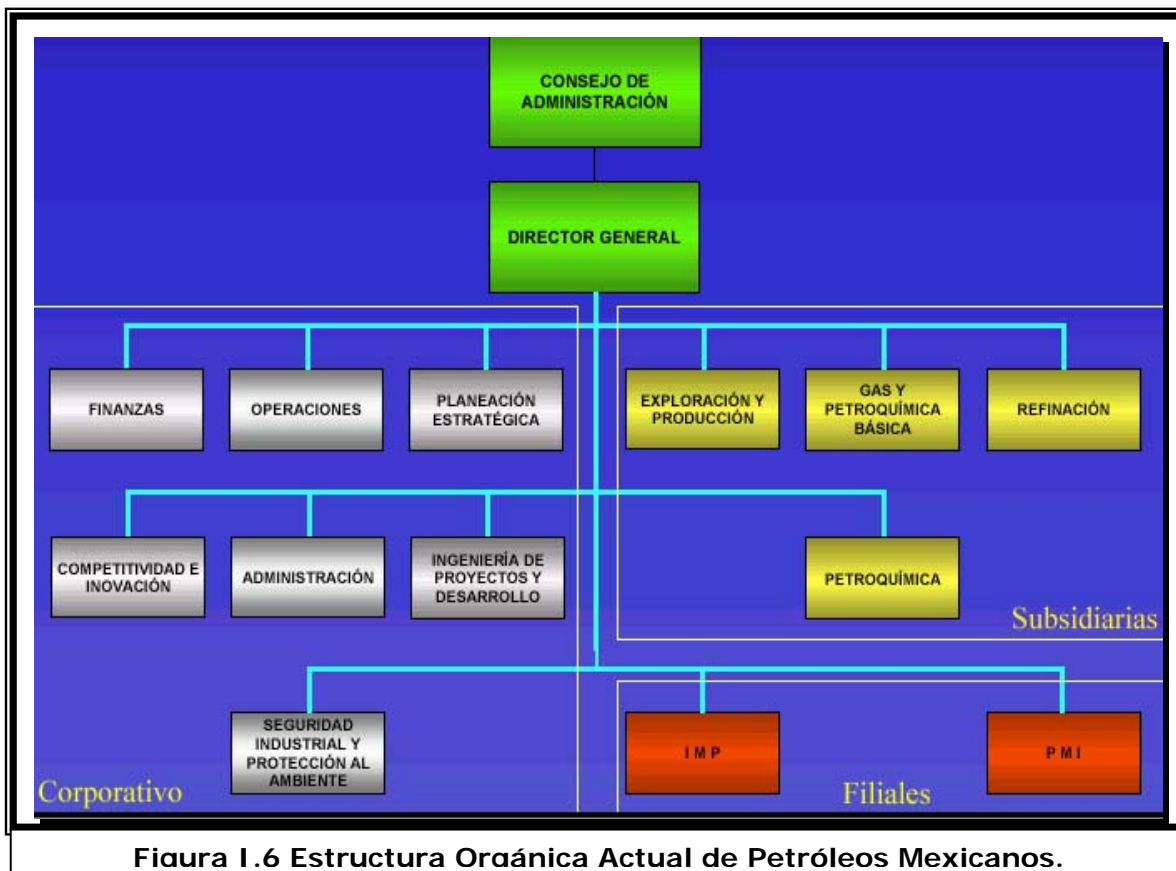


Figura I.6 Estructura Orgánica Actual de Petróleos Mexicanos.

Hoy en día, la estructura orgánica de Pemex trata de responder a la trascendencia de organización de las compañías petroleras mundiales y al planteamiento de descentralización y de enfoque en las áreas sustantivas, establecidas por el Plan Nacional de Desarrollo.

De forma breve pero sustanciosa se describen a continuación las actividades de Pemex, sus cuatro subsidiarias y sus dos filiales.



Petróleos Mexicanos Es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

SUBSIDIARIAS

PEMEX Exploración y Producción Tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

PEMEX Refinación Las funciones básicas son los procesos industriales de refinación, para elaborar derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La Subdirección Comercial de Pemex Refinación realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas para el establecimiento y operación de las Estaciones de Servicio integrantes de la Franquicia Pemex para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica Tiene la responsabilidad del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, distribución, comercialización y almacenamiento de sus productos. En el ámbito internacional, Pemex Gas es una de las principales empresas procesadoras de gas natural. Cuenta con una extensa red de gasoductos a través de la cual se transportan cerca de 4,000 mmpcd de gas natural, lo que la ubica en el 10^o lugar entre las principales empresas transportistas de este energético en Norteamérica.



PEMEX Petroquímica Elabora, comercializa y distribuye una amplia gama de productos petroquímicos secundarios para satisfacer la demanda del mercado a través de sus siete empresas filiales (Plantas Petroquímica denominadas Camargo, Cangrejera, Cosoleacaque, Escolín, Morelos, Pajaritos y Tula). Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas de Petróleos Mexicanos. Pemex Petroquímica guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, etc.

FILIALES

PMI Comercio Internacional Surgió en el año de 1989, producto de la estrategia comercial de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados. Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestal indirecto que opera a través de recursos propios.

Estableciendo dentro de sus objetivos y metas, el asegurar la colocación en el mercado exterior el petróleo crudo de exportación y proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo PEMEX que realizan actividades relacionadas al comercio de hidrocarburos.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) Organismo público descentralizado del Gobierno Federal, sectorizado en la Secretaría de Energía- **se creó el 23 de agosto de 1965**, como consecuencia de la transformación industrial del país y ha sido desde su creación, una importante plataforma para la investigación científica y el desarrollo



tecnológico al servicio de las industrias petrolera, petroquímica básica, petroquímica derivada y química.

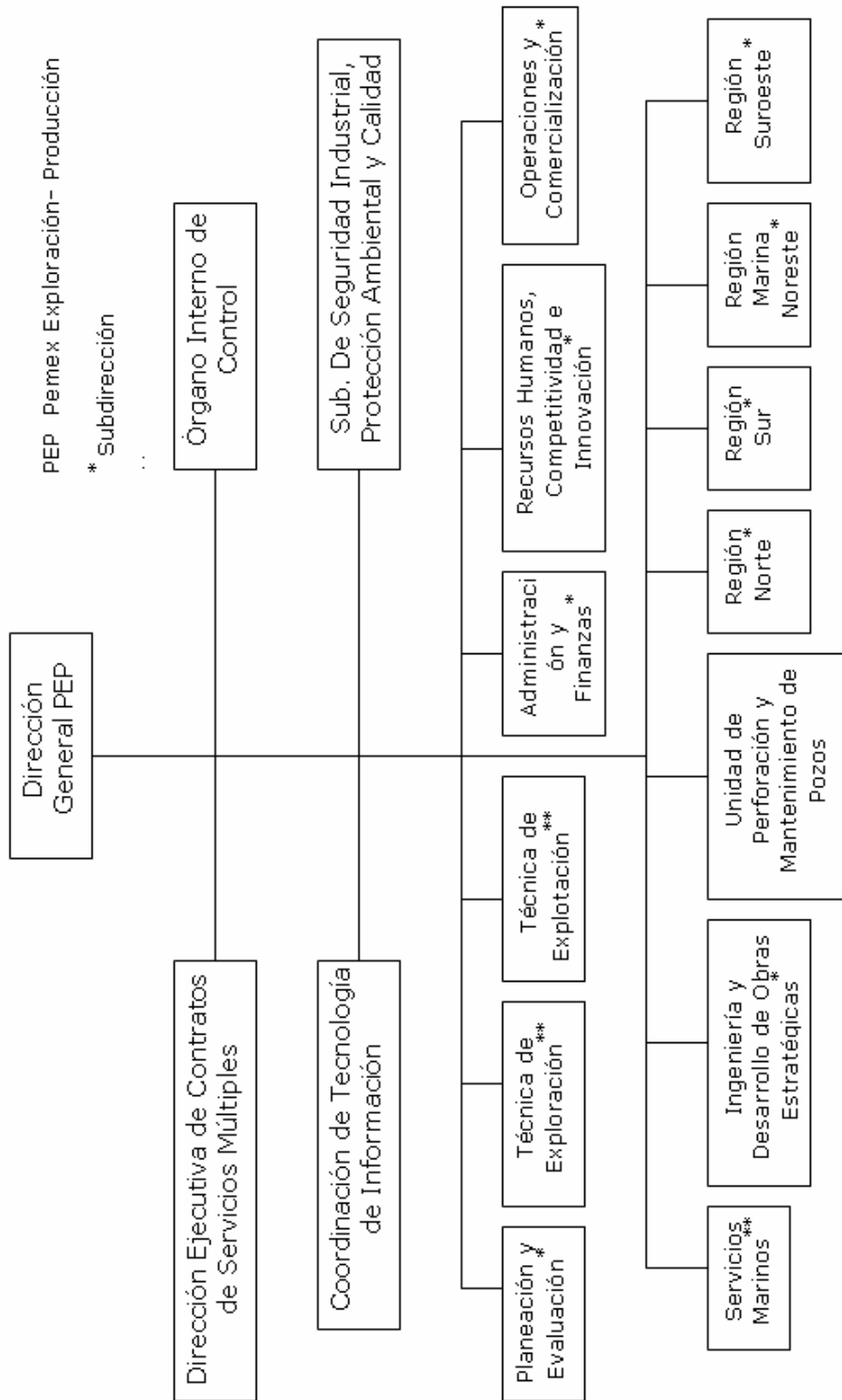
Hoy es, una institución moderna y competitiva que apoya el fortalecimiento de la investigación y el desarrollo tecnológico, con programas y proyectos de investigación de punta; mantiene una sana capacidad de autofinanciamiento; orienta sus esfuerzos hacia soluciones con servicios integrados a plena satisfacción de Petróleos Mexicanos, su cliente principal, y fortalecer su competencia institucional.

De los cuatro organismos subsidiarios cabe destacar la importancia de Pemex – Exploración – Producción (PEP), sin que desmeriten importancia las demás.

I.3.1 PEMEX – EXPLORACIÓN – PRODUCCIÓN (PEP)

Como ya se mencionó es el organismo que se encarga de realizar las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, dividido en cuatro Regiones geográficas, encargadas de realizar dichas actividades, cuya estructura orgánica se muestra en la **Figura I.7**





Fuente: Informe Estadístico Petróleos Mexicanos s. 2002.

Figura 1.7 Estructura Orgánica de Pemex Exploración Producción.



De las cuatro Regiones se contemplan dos regiones terrestres (Región Norte y Región Sur) y dos regiones marítimas (Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste), cada una de estas cuenta con sus activos de producción, de exploración y de apoyo. La **Figura I.8** muestra la división del país en las cuatro regiones.

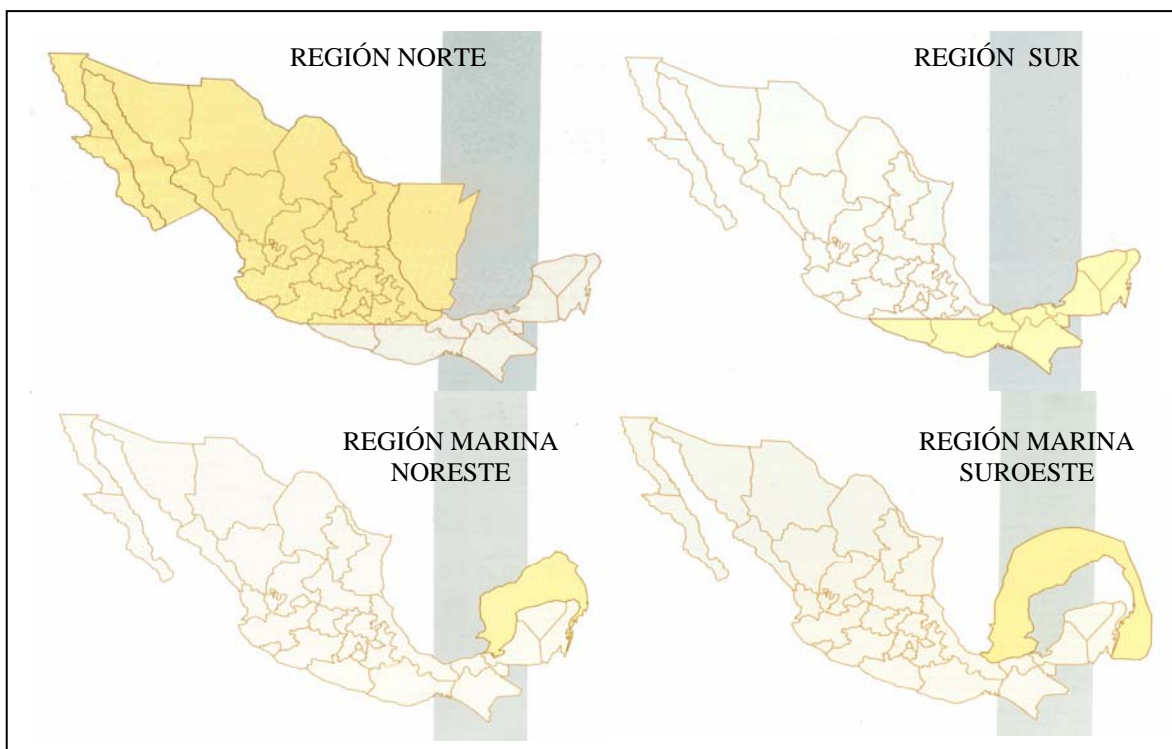


Figura I.8 Representación geográfica de las cuatro regiones de Pemex – Exploración – Producción.

Las cuatro regiones de PEP en su conjunto cuentan con 12 Activos de Explotación y 3 Activos de Exploración con los cuales se realizan las actividades de Explorar y Explotar los Hidrocarburos de Nuestro País.



Los Activos se muestran en la **Tabla I. 1**

Región	Activo de Explotación	Activos de Exploración
Norte	Integral Burgos Integral Poza Rica – Altamira Integral Veracruz	Regional de Exploración Norte
Sur	Integral Macuspana Integral Muspac Integral Cinco Presidentes Integral Bellota -Jujo Integral Samaria – Luna	Regional de Exploración Sur
Marina Noreste	Integral Cantarell Integral Ku-Maloob-Zaap	Regional de Exploración Marino
Marina Suroeste	Integral litoral de Tabasco Integral Abkatún-Pol-Chuc	

Tabla I. 1 Activos de Exploración y Explotación de PEP.

Además cada una de las regiones cuenta con Activos de Apoyo como:

- ❑ Seguridad Industrial y Protección Ambiental.
- ❑ Coordinación de Servicios de transportación y Comercialización.
- ❑ Mantenimiento de Instalaciones.
- ❑ Coordinación de las Funciones de Planeación.

Así como cada uno de los Activos de Producción cuenta con diferentes campos de explotación que son directamente responsabilidad del mismo.



I.4 ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA DE PEMEX.

La coordinación está a cargo del Corporativo de PEMEX, que supervisa y es corresponsable de las operaciones de los distintos organismos. Cada uno de los organismos del corporativo cuenta con organismos internos de control, cuyas actividades se suman a las de la Contraloría y la Auditoría Superior de Hacienda para fiscalizar el ejercicio de los recursos públicos. Los cuatro entes subsidiarios son los únicos facultados para realizar las actividades estratégicas del sector petrolero, y aunque pueden celebrar contratos y convenios, deben mantener “en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos con sujeción a las disposiciones legales aplicables”^{1,2}. *PEMEX está definido por ley como un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, y es la entidad encargada de la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades de la industria petrolera.*

El Consejo de Administración, es el “órgano superior de gobierno de la industria petrolera”, presidido por el Secretario de Energía. Tiene un carácter consultivo que no afecta o transgrede la autonomía de gestión de los distintos corporativos. Está compuesto por once miembros, seis representantes del Estado, designados por el Ejecutivo Federal, entre ellos debe estar el Secretario de Medio Ambiente, y cinco por el Sindicato de Trabajadores Petroleros^{1,3}. Una muestra del poder de esta última organización es que el principal contratista de PEMEX es el mismo sindicato—a pesar de lo cual su influencia frecuentemente es ignorada en el debate público.

Los Consejos de Administración de los cuatro organismos subsidiarios se integran de ocho miembros: cuatro representantes del gobierno federal,

^{1,2} Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, artículo 4.

^{1,3} Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, artículo 7.



designados por el Ejecutivo, más los Directores Generales de los otros organismos subsidiarios y el Director General de PEMEX, quien los preside.

Los Directores Generales de los órganos subsidiarios y el Director General son los representantes de la empresa. Cada organismo descentralizado está controlado por un órgano de vigilancia integrado por un comisario público propietario y un suplente, nombrados por la Secretaría de la Función Pública. Asimismo, existe un órgano de control de la industria petrolera que puede realizar la fiscalización directa de los organismos descentralizados.

Además la Secretaría de Función Pública, aplica controles que no dependen de la administración de Pemex ni del consejo de administración. A Pemex lo auditan más de cinco organismos diferentes.

Esta estructura de administración (los consejos de administración, los órganos de control interno), sumada a la aprobación anual en el Congreso del presupuesto de PEMEX, tiene como objetivo mantener el control centralizado de la industria. Aunque la Secretaría de Energía es legalmente la cabeza del sector, en los hechos la Secretaría de Hacienda tiene también un gran poder, pues al ser la encargada de realizar el proyecto de presupuesto, así como de administrar los recursos aprobados por el Congreso con capacidad para realizar recortes en el gasto, puede decidir en la práctica sobre proyectos de inversión o sobre las operaciones de PEMEX.

Así Pemex no tiene contraloría propia, no tiene control de gestión.



En países como Estados Unidos y Gran Bretaña, donde a menudo la propiedad está repartida entre un gran número de accionistas, los mecanismos son para asegurar que la administración trabaje en beneficio de sus propietarios. Por ello, la regla generalmente elegida es pedir a los administradores que sus decisiones se orienten a incrementar el valor de mercado de la compañía. Además, las instituciones financieras que regulan el intercambio de valores—un ejemplo es la Securities Exchange Commission—aseguran la disponibilidad de la información sobre el estado financiero de las empresas que cotizan en el mercado. La violación de estas reglas, como especular con el valor de acciones basado en información privilegiada, conlleva a menudo a juicios penales.

El caso de PEMEX es sin embargo más complicado. La propiedad del petróleo y de todos los recursos del subsuelo, de acuerdo con la Constitución, corresponde a la Nación mexicana y la legislación mexicana otorga a PEMEX el monopolio de la explotación de los hidrocarburos, pero no su propiedad. De existir consenso entre los legisladores, esta situación podría cambiar, regulando, limitando o eliminando dicho monopolio, sin que ello signifique perder la soberanía sobre los recursos del subsuelo. En consecuencia, PEMEX trabaja con recursos que no le pertenecen, sino que corresponden a un propietario definido colectivamente como la Nación mexicana.

En segundo, los objetivos varían de acuerdo a las necesidades políticas del momento, por ejemplo, promover la industrialización mediante energía barata, reducir el desempleo o llevar servicios sociales a la población, porque los representantes del ente colectivo llamado Nación Mexicana frecuentemente tienen intereses encontrados.



Estas condiciones se reflejan en la estructura del sector, así como en la forma en que se supervisan las operaciones de PEMEX. El Secretario de Energía, como presidente del Consejo de Administración, reafirma el control del Ejecutivo sobre el sector. Al mismo tiempo, la aprobación del presupuesto de PEMEX por parte del Congreso es un eficaz control sobre sus planes estratégicos, sus decisiones de inversión y aún sus operaciones.

Además, la división de PEMEX en corporativos autónomos permite el control de las distintas partes del sector y promueve la competencia como un medio para incrementar la eficiencia. Finalmente, la carga fiscal de PEMEX traduce en términos materiales la declaración de que el petróleo pertenece a todos los mexicanos.

En conclusión, PEMEX trabaja con recursos que pertenecen a la nación, genera utilidades que entrega al fisco, y mantiene sus actividades con los recursos generados, pero aprobados por el Congreso. Esta estructura privilegia el control, en detrimento de la eficiencia, sobre todas las actividades de la compañía.

Sin embargo, el control presupuestario y estratégico no es sinónimo de transparencia.



I.5 MARCO NORMATIVO DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO.

I.5.1 Antecedentes.

Se realiza primero una descripción de las tradiciones legales mexicanas, relacionadas con la evolución en la explotación de los recursos naturales no renovables, y su trascendencia para las condiciones actuales y futuras en la exploración, producción, transportación y comercialización de hidrocarburos en México.

I.5.1.1 Tradiciones legales.

Las tradiciones legales mexicanas tienen y han tenido importancia primordial en la operación de la principal empresa de hidrocarburos, razón por la cual a continuación se describen sus antecedentes históricos.

I.5.1.2 Históricos.

Para comprender cabalmente la explotación y transformación de los recursos naturales en México es importante remontarse a sus tradiciones y cuestiones legales que han impuesto su condicionamiento y a su vez le han brindado su sustento.

Aún cuando la tradición de México en cuestiones petroleras viene desde la época de los aztecas, quienes hablaban del *Chapopotl* –petróleo a flor de tierra- .

México, desde los inicios de sus políticas de dos recursos no renovables como son la minería y los hidrocarburos, fue centro de una lucha encarnizada impulsada por los monopolios extranjeros para adueñarse del **recurso no renovable como lo es el petróleo** , vía apropiación y explotación directa.



En este contexto, la economía mexicana entró en un proceso de dominación por parte de los conglomerados internacionales. Así, ante una naciente legislación petrolera mexicana que pretendía establecer impuestos para recuperar mínimamente parte de las enormes riquezas obtenidas por las empresas extranjeras, la respuesta de éstas fue toda una serie de trabas que abarcaron desde aspectos económicos, político-diplomáticos hasta militares.

Legislación que, día con día, gobierno tras gobierno, golpe tras golpe del exterior, se fue haciendo más nacionalista, llegando a su clímax con la expropiación petrolera de 1938. decisión primordial para los intereses del país, que permitió la explotación y beneficios directos que nuestro patrimonio petrolero. A continuación mencionaré los aspectos relevantes de la evolución de la legislación petrolera, a través de la historia de México.

El principio de esta pugna, lo dio el Presidente Madero en el año de 1912 cuando decretó el establecimiento de un impuesto de 20 centavos por tonelada de petróleo.

El siguiente paso lo dio el gobierno del presidente Carranza, pues entre sus ideólogos había una mayor conciencia respecto a la necesidad de meter en cintura a las empresas extranjeras dedicadas a la explotación de los hidrocarburos. De tal suerte que se creó el Reglamento para el Cobro del Impuesto, que gravaba la exportación de petróleo; y también creó la Comisión Técnica del Petróleo (julio 1915). Se advierte, que la preocupación de las fuerzas posrevolucionarias fue subiendo de tono, lo que ahondó aún más el enfrentamiento entre el Estado mexicano y las compañías concesionadas. La lucha emprendida por México en materia petrolera, desde aquel entonces, es la expresión directa del objetivo por



alcanzar la soberanía económica, que enmarca el principio de la soberanía permanente sobre los recursos naturales, estableciéndose al mismo tiempo como un derecho inalienable. Principio que da facultad al Estado para emprender los cambios de su régimen jurídico en la explotación de sus recursos, en función de los intereses económicos y sociales del país.

En julio de 1920, Adolfo de la Huerta estableció la junta Consultiva del Petróleo, a partir de la cual el Estado mexicano en razón de poder llevar a cabo un mejor control de las empresas petroleras extranjeras y a fin de poderles refrendar las concesiones, les impulso la obligación de revelar toda la información respecto a los yacimientos petroleros descubiertos o en explotación.

Hacia 1925 bajo el gobierno de Calles, se promulgó la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, por medio de la cual se mantiene nuestro patrimonio sobre el petróleo.

Y a finales de ese mismo año de 1925, se creó el Control de la Administración del Petróleo Nacional, dando facultades al gobierno para extender su control sobre las reservas petroleras del país. A finales de 1927, se llevó a cabo la reglamentación sobre la explotación petrolera en el país, indicándose las disposiciones técnicas contra la caótica actividad de las compañías petroleras extranjeras.

Bajo el gobierno de Abelardo Rodríguez se mantiene la posición nacionalista respecto al petróleo. Para 1933 se promulgó una ley para constituir una sociedad por acciones, con participación mixta, misma que sería encargada de regular el mercado petrolero y sus derivados, cubrir el consumo interno y crear los primeros cuadros de técnicos



petroleros mexicanos. Dicha empresa se constituyó el 18 de octubre de 1934, bajo la denominación Petróleos de México, S.A. (mejor conocida como PetroMex), empresa que fue el antecedente más directo del proceso de institucionalización de la actividad petrolera del país, que culminó con la creación de Petróleos Mexicanos.

1938, la expropiación petrolera cambió el rumbo de esta industria: *de uno que se orientaba en función de los intereses a nivel global que tenían las empresas transnacionales, a otro donde la mira principal fue usar ese recurso energético y toda la industria en función de las necesidades nacionales que la expansión del capitalismo exigía.*

En la **Tabla I. 2** muestra una relación cronológica del marco jurídico en materia de hidrocarburos en México.

Tabla I. 2 RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL MARCO NORMATIVO-JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS Y DE PETRÓLEOS MEXICANOS.

Colonia, Independencia y Revolución	
*Rey Carlos III de España	Reales ordenanzas para la minería de la Nueva España, 22 de mayo de 1773.
*Emperador Maximiliano	Reglamento sobre el laboreo de las sustancias que no son metales preciosos, 6 de julio de 1865.
*Presidente Manuel González	Código de minas de los Estados Unidos Mexicanos, 22 de noviembre 1884.



<p>*Presidente Porfirio Díaz</p>	<p>Ley minera de los Estados Unidos Mexicanos, 4 de junio 1892.</p> <p>Ley del petróleo de los Estados Unidos Mexicanos, 24 de diciembre 1901.</p> <p>Ley minera de los Estados Unidos Mexicanos, 25 de noviembre 1909.</p>
<p>*Presidente Francisco I. Madero</p>	<p>Decreto y reglamento para el cobro del impuesto sobre petróleo crudo, 3 y 24 de junio de 1912, respectivamente.</p>
<p>*Primer Jefe del Ejército Constitucionalista Venustiano Carranza</p>	<p>Decreto para la creación de la Comisión Técnica del Petróleo, 19 de marzo de 1915.</p>
<p>Constitución de 1917</p>	
<p>*Presidente Venustiano Carranza</p>	<p>Artículo 27 Constitucional, Querétaro, 5 de febrero de 1917.</p> <p>Decreto y reglamento sobre el impuesto especial del timbre y Reglamento para las inspecciones fiscales del petróleo, 13 y 14 de abril de 1917.</p> <p>Decreto para el impuesto sobre terrenos petroleros y contratos petroleros, 19 de febrero de 1918.</p> <p>Acuerdo relativo a las bases para otorgar concesiones para explotar petróleo, 12 de marzo de 1920.</p>
<p>Época posrevolucionaria</p>	
<p>*Presidente Álvaro Obregón</p>	<p>Convenios de Bucareli, 14 de mayo a 15 de agosto de 1923.</p>
<p>*Presidente Plutarco Elías Calles</p>	<p>Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, 26 de diciembre de 1925.</p> <p>Creación del Control de Administración del Petróleo Nacional, 1 de enero de</p>



	<p>1926.</p> <p>Reglamento de trabajos petroleros, 15 de diciembre de 1927.</p> <p>Reformas a la Ley del Petróleo de 1925, 31 de diciembre de 1927.</p>
*Presidente Abelardo Rodríguez	<p>Decreto de creación de la institución Petróleos de México S.A., 29 de diciembre de 1933.</p> <p>Creación del Código Civil.</p>
<p>Expropiación Petrolera</p>	
<p>El proceso de reivindicación social y laboral culminó con el derecho de expropiación de los bienes de las compañías en beneficio de la Nación, tuvo como apoyo las leyes y organismos, creados entre 1929 y 1937, en torno a las relaciones laborales, entre los que destacan los siguientes:</p>	
*Presidente Lázaro Cárdenas del Río	<p>Creación de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje.</p> <p>Federalización de la materia laboral.</p> <p>Ley Federal del Trabajo.</p> <p>Ley de Expropiación.</p> <p>Decreto de Expropiación y Manifiesto Presidencial a la Nación, 18 de marzo de 1938.</p> <p><i>Decreto de la creación de la institución pública <<Petróleos Mexicanos>>, 7 de junio de 1938.</i></p>
<p>A partir de esta fecha, los siguientes documentos reglamentan y marcan directrices a la nueva empresa.</p>	
	<p><i>Reforma del Artículo 27 Constitucional, en donde establece que sólo la Nación podrá explotar el petróleo, 9 de noviembre de 1940.</i></p> <p><i>Reglamento de la Ley Petrolera de 1939, 30 de noviembre de 1940.</i></p>



<p>*Presidente Manuel Ávila Camacho</p>	<p>Ley Reglamentaria del Artículo 27 en materia del petróleo, 18 de junio de 1941.</p> <p>Reglamento de la Ley del Petróleo de 1939, 30 de diciembre de 1940.</p>
<p>Segunda mitad del siglo XX</p>	
<p>*Presidente Adolfo Ruiz Cortínez</p>	<p>Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, modificaciones del 29 de noviembre de 1958.</p>
<p>*Presidente Adolfo López Mateos</p>	<p>Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, modificaciones del 25 de agosto de 1959.</p> <p>Reforma del Artículo 27 Constitucional que estableció que no se otorgarán concesiones ni contratos, 20 de enero de 1960.</p>
<p>*Presidente Gustavo Díaz Ordaz</p>	<p>Decreto que creó el Instituto Mexicano del Petróleo, 23 de agosto de 1965.</p>
<p>*Presidente Luis Echeverría Álvarez</p>	<p>Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, en materia de petroquímica, 16 de diciembre de 1971.</p> <p><i>Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, 6 de febrero de 1971.</i></p> <p>Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, 25 de julio de 1972.</p>
<p>*Presidente José López Portillo</p>	<p>Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público, 31 de diciembre de 1976.</p> <p>Reforma de los artículos 25 y 28 de la Ley Fundamental, reconociendo al petróleo y demás hidrocarburos, así como a la petroquímica, como de carácter estratégico para el desarrollo nacional 1982.</p> <p>Ley Federal de Protección al Ambiente,</p>



	11 de enero de 1982.
*Presidente Miguel de la Madrid Hurtado	Ley de Planeación, 1 de enero de 1983. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 29 de diciembre de 1986.
*Presidente Carlos Salinas de Gortari	<i>Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 1 de julio de 1992.</i> <i>Ley de Adquisiciones y Obra Pública, 30 de diciembre de 1993.</i>
*Presidente Ernesto Zedillo Ponce de León	Reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, mayo de 1995.



I.6 MARCO JURÍDICO BÁSICO.

El marco jurídico actual que regula las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en México, se puede distinguir entre la regulación del marco constitucional, marco legal, y marco reglamentario, en orden de jerarquía, como se observa en la **Figura I.9.**

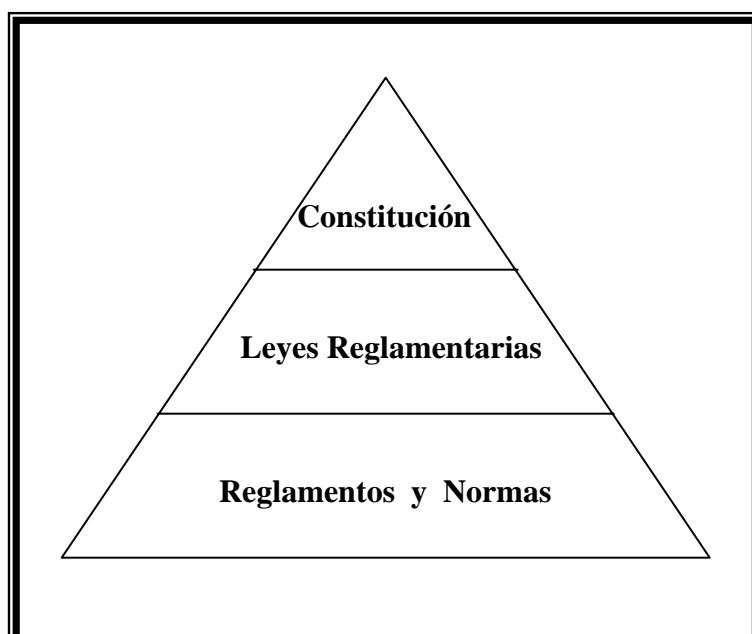


Figura I.9 Marco Jurídico que regula las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en México.

a) Marco constitucional

I.- Constitución Política de los Estados Unidos de México^{1.4}.

La realidad concreta relacionada con la tradición legal en México en materia de hidrocarburos, en los últimos tiempos necesariamente se remite a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

^{1.4} Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, promulgada el 5 de febrero de 1917.



- **El artículo 25** indica que "...el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas que señala el artículo 28, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos que en su caso se establezcan..." y el **artículo 28** Constitucional señala como estratégicos al petróleo, carburos de hidrogeno sólido, líquidos y gaseosos entre otros.
- **Artículo 27.-** ...Establece que la nación tiene el dominio directo de todos los hidrocarburos que se encuentren en territorio nacional, así como la exclusividad de su explotación...

b) Marco legal

II.- Leyes Reglamentarias

- **Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo^{1.5}.**

En su Artículo 1: ... Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, los que lo acompañan o se derivan de él ...

^{1.5} Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958. Adiciones y modificaciones a la ley se encuentran publicadas en el Diario Oficial de la Federación del 13 de noviembre de 1996 y del 30 de diciembre de 1997.



Artículo 3: ... La industria petrolera abarca:

I.- La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II.- La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, y

III.- La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:

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

Artículo 6 ... Indica que Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se presten



o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

□ **Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas^{1.6}.**

Artículo 1.- La presente Ley es de orden público y tiene por objeto regular las acciones relativas a la planeación, programación, presupuestación, contratación, gasto, ejecución y control de las obras públicas, así como de los servicios relacionados con las mismas, que realicen:

- I. Las unidades administrativas de la Presidencia de la República;
- II. Las Secretarías de Estado, Departamentos Administrativos y la Consejería Jurídica del Ejecutivo Federal;
- III. La Procuraduría General de la República;
- IV. Los organismos descentralizados;
- V. Las empresas de participación estatal mayoritaria y los fideicomisos en los que el fideicomitente sea el Gobierno Federal o una entidad paraestatal, y
- VI. Las entidades federativas, con cargo total o parcial a fondos federales, conforme a los convenios que celebren con el Ejecutivo Federal, con la participación que, en su caso, corresponda a los municipios interesados. No quedan comprendidos los fondos previstos en el capítulo V de la Ley de Coordinación Fiscal.

...Los contratos que celebren las dependencias con las entidades, o entre entidades y los actos jurídicos que se celebren entre dependencias, o bien, los que se lleven a cabo entre alguna dependencia o entidad de la Administración Pública Federal con alguna perteneciente a la administración pública de una entidad federativa, no

^{1.6} Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de enero de 2000.



estarán dentro del ámbito de aplicación de esta Ley. Cuando la dependencia o entidad obligada a realizar los trabajos no tenga la capacidad para hacerlo por sí misma y contrate a un tercero para llevarlos a cabo, este acto quedará sujeto a este ordenamiento...

□ **Ley de Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios^{1.7}.**

Establece dentro de sus disposiciones generales lo siguiente:

- El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y de los Organismos descentralizados subsidiarios en los términos que esta Ley establece, y de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y sus reglamentos.
- Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta Ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
- Se crean los siguientes Organismos Descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con responsabilidad jurídica y patrimonio propio, los mismos que tendrán los siguientes objetos:

^{1.7} Se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 1992.



PEMEX opera por conducto de un corporativo, cuatro organismos subsidiarios: - Pemex Exploración y Producción, - Pemex Refinación, Pemex Gas, - Petroquímica Básica y - Pemex Petroquímica y sus dos filiales: PMI Comercio Internacional y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

- **Ley de ingresos de la federación para el ejercicio fiscal 2004^{1.8}.**

En el Capítulo II de esta ley describe las obligaciones (pago de su régimen fiscal) de Petróleos Mexicanos.

- **Ley Orgánica de la Administración Pública Federal**

Le confiere a la Secretaría de Energía entre otras las responsabilidades siguientes:

- Conducir la política energética del país.
- Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólido, líquidos y gaseosos, energía nuclear; así como respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.
- Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica nuclear, con apego a la legislación en materia ecológica.

^{1.8} Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2003.



c) Marco reglamentario

III Reglamentos

- **Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo^{1.9}.**

En su **Artículo 1** menciona que le Corresponde a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, actualmente llamada Secretaría de Energía (SENER), la aplicación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la de este Reglamento y la de los demás reglamentos de la misma Ley. Entre los que encontramos el Reglamento de Trabajos Petroleros.

Asimismo la expedición de las disposiciones de carácter técnico y administrativo que requiera la conservación y buen aprovechamiento de los recursos petroleros de la Nación, comprendiendo inspección, vigilancia y seguridad.

Además entre su articulado establece que:

Artículo 3. La Nación, por conducto de Petróleos Mexicanos, llevará a cabo las actividades a que se refiere a:

I. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo, el gas y los productos que se obtengan de su refinación.

II. La elaboración, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano del gas artificial; y

^{1.9} Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de Agosto de 1959. (última reforma aplicada 08/01/1990).



III. La elaboración, el almacenamiento, el transporte, la distribución y las ventas de primera mano de los derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, tales como: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenido de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

□ **Reglamento de la Ley de Orgánica de Petróleos Mexicanos^{1.10}.**

Artículo 1.- El ejercicio de las atribuciones que se señalan a Petróleos Mexicanos en su Ley Orgánica, estar a cargo de:

- I.- Un Consejo de Administración; y
- II.- Un Director General.

^{1.10} Se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 10 de agosto de 1972.



I.7 PRODUCCIÓN DE CRUDO.

En la **Figura I.6** se muestra el organigrama actual de PEMEX, es importante el papel que juegan las subsidiarias y sus dos filiales (PEP, PGPB, PR, PPQ, IMP y PMI) cuya responsabilidad es la extracción del petróleo crudo y darle un adecuado tratamiento para enviarlo a los puntos de venta en forma que puedan comercializarse.

Como es notorio este aspecto no se considera en la legislación de forma adecuada, se hace mención de los hidrocarburos, sin considerar la ingeniería que se debe de aplicar, para lograr enviar el petróleo crudo a los puntos de venta. Mucho más importante es aún que, actualmente para abatir costos de producción se tengan programas a largo plazo de mejora tecnológica, a fin de no condenar a PEMEX al uso de tecnologías que mundialmente se les considera obsoletas.

No es posible administrar adecuadamente una empresa, si se desconoce el proceso, este es el caso de PEMEX, y peor aún si el petróleo crudo que se extrae, sus propiedades fisicoquímicas son cambiantes de un pozo productivo a otro.

Como ya mencione, sin desmeritar la importancia de las demás subsidiarias, PEP y PGPB son las más importantes o de mayor responsabilidad.

De acuerdo con los "Indicadores Petroleros", en sus campos marinos y terrestres, Pemex Exploración y Producción mantuvo una producción diaria de *tres millones 371 mil barriles diarios de petróleo crudo*, en sus calidades Maya, Istmo y Olmeca, durante el *primer semestre de 2005*.

De la producción total de petróleo crudo, el tipo pesado se mantiene como el principal componente de la mezcla mexicana, la cual se obtiene



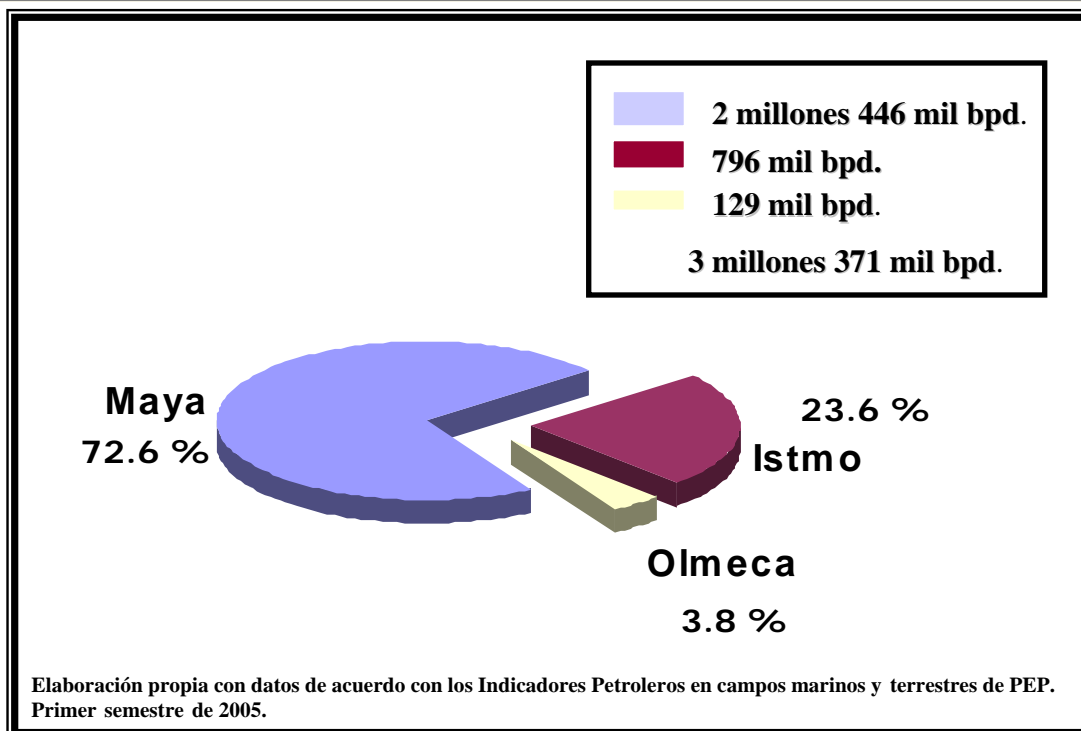
fundamentalmente de las regiones marinas, en donde se localiza Cantarell, que es el activo que aporta el mayor volumen de este hidrocarburo.

La **Gráfica I.1** presenta en términos de porcentaje la producción que se obtuvo entre enero y junio de 2005, la producción de petróleo tipo Maya fue de dos millones 446 mil barriles diarios en promedio, equivalente a 72.6 por ciento del total, la del Istmo de 796 mil barriles diarios el cual representa 23.6 % y la de crudo Olmeca se ubicó en 129 mil barriles por día con un 3.8%, volúmenes que se destinaron a atender los requerimientos energéticos del país y a cumplir los compromisos de exportación de México.

Del volumen de producción mencionado, PEMEX exportó a sus clientes de América, Europa y Lejano Oriente un promedio diario de un millón 831 mil barriles y el resto lo destinó al sistema nacional de refinación para la elaboración de diversos productos como: gasolinas, diesel, turbosina, combustóleo y otros petrolíferos.

Asimismo, en el primer semestre de 2005 las regiones marinas suroeste y noreste de la Sonda de Campeche aportaron un promedio diario de dos millones 800 mil barriles de petróleo crudo, volumen que representó 83 por ciento del total; la región sur aportó 487 mil barriles diarios, que significó el 14.5 por ciento y la región norte contribuyó con 84 mil barriles, equivalente al 2.5 por ciento.





Gráfica I.1 Porcentajes de producción por tipo de crudo.

1.7.1 CLASIFICACIÓN DE ACEITE.

El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos, que dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes. Entre los que destacan:

Parafinas: Son compuestos de cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno en los que se presentan enlaces sencillos.

Isoparafinas: Se presentan enlaces sencillos pero sus cadenas son ramificadas.

Olefinas: Se presentan dobles uniones entre los átomos de carbono.



Naftenos: Son compuestos que presentan enlaces sencillos pero sus cadenas forman ciclos de carbono.

Aromáticos: Cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Por lo complejo que es caracterizar cada una de las fracciones la industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

En México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

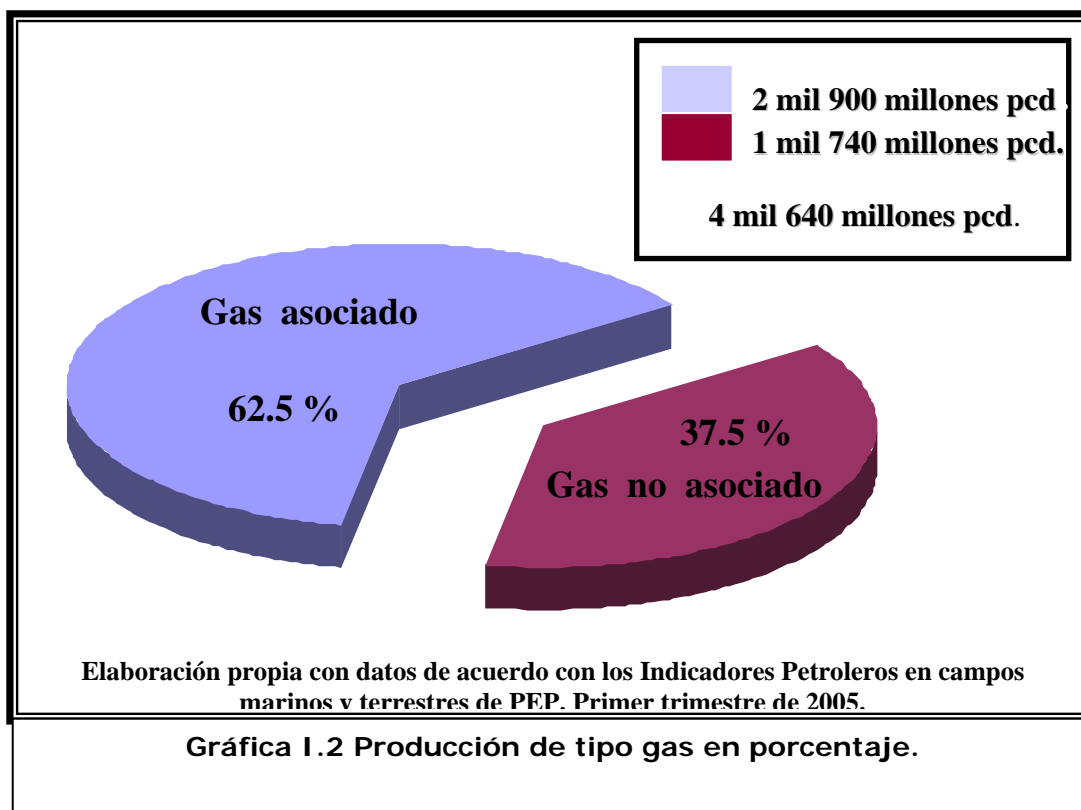
- ▶ **Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 grados API.
- ▶ **Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 grados API.
- ▶ **Maya.** Pesado con densidad de 22 grados API.



I.8 PRODUCCIÓN DE GAS.

En el primer trimestre de 2005, PEMEX obtuvo una producción promedio de gas natural de *cuatro mil 640 millones de pies cúbicos por día*, volumen 1.8 por ciento superior con respecto al reportado en igual periodo del año pasado.

De acuerdo con estadísticas publicadas en los "Indicadores Petroleros", del volumen promedio diario extraído en los primeros tres meses del año, dos mil 900 millones de pies cúbicos correspondieron a un 62.5% de gas asociado al crudo y mil 740 millones que representa un 37.5% de gas no asociado, lo cual se muestra en la **Gráfica I.2**.



Cabe mencionar que en el periodo de referencia, la producción de gas natural no asociado aumentó 15.4 por ciento con respecto a igual lapso



de 2004, fundamentalmente por la producción obtenida de los campos localizados en la Región Norte de PEMEX.

En los tres meses de referencia de 2005, la Región Norte se ubicó en el primer lugar nacional al producir un volumen de mil 703 millones de pies cúbicos por día, en promedio, equivalente al 36.7 por ciento de la producción total de gas natural, seguida por las regiones marinas de la Sonda de Campeche, en donde la producción fue de mil 518 millones de pies cúbicos diarios, que significaron el 32.7 por ciento, en tanto que en la Región Sur la producción fue de mil 419 millones de pies cúbicos por día, que representó el 30.6 por ciento restante.



I.9 CONCLUSION.

La empresa pública -PEMEX en particular- tiene al final una función social. Pero yo he sostenido que la puede cumplir con mejores resultados si se considera la importancia de las subsidiarias, si estas no operan con ingeniería y tecnología de punta, simplemente no hay producción eficiente que ayude a cumplir con su compromiso social y evitar la corrupción, negligencia, nepotismo y todo clase de malos hábitos que tanto dañan.

PEMEX ha acompañado al desarrollo del país por más de 68 años. Hoy por hoy no está en su plenitud, pero puede estarlo. Puede volver a suscitar el sentimiento de orgullo que los mexicanos han asociado a su nombre en otros tiempos. Puede volver a crecer y, al hacerlo, contribuir a la pujanza de México.

Para eso tenemos que vencer mitos y falacias, apreciaciones incorrectas, visiones cortas. Pero no podemos hacerlo de golpe, de la noche a la mañana. En materia de petróleo las concepciones vigentes sólo habrán de evolucionar con la contundencia de los hechos y con la fuerza de las razones.

Todo lo que podamos hacer por el bien de PEMEX, el Organismo lo compensará noblemente a nuestro país.



PEMEX EN LAS FINANZAS PÚBLICAS

2

II.1 INTRODUCCIÓN

El papel social de Petróleos Mexicanos es ser el principal contribuyente del país y el soporte de la economía; no obstante, a pesar del esquema fiscal vigente y las restricciones presupuéstaes no han impedido que la institución se desenvuelva al nivel de sus posibilidades. Si bien la riqueza petrolera del país se mantiene intacta, se tienen que desarrollar trabajos sobre las reservas probadas, pues el volumen reportado registra una disminución en términos de petróleo crudo equivalente.

Los recursos petroleros tienen al menos dos impactos en las finanzas públicas.

- Uno es su contribución al presupuesto público de los ingresos provenientes de la comercialización del petróleo y sus derivados. Estas transferencias constituyen alrededor de un tercio del total del presupuesto del sector público.
- El otro es el problema de la volatilidad en los ingresos petroleros. Por ejemplo, la caída de los precios del petróleo en 1998 tuvo repercusiones importantes: se realizaron recortes al gasto por 17,600 millones de pesos, y se afectó severamente el gasto en infraestructura pública de carácter social.



En 2001, el optimismo en las expectativas del precio del petróleo resultó en recortes por más de 20 mil millones de pesos, mientras que los recursos excedentes en 2000 se tradujeron en reasignaciones por alrededor de 75 mil millones de pesos. La volatilidad genera además un incentivo para tener una política fiscal pro-cíclica: se incrementa el gasto cuando los ingresos son altos; pero cuando los ingresos caen, el gasto también se reduce, profundizando las recesiones y creando problemas de endeudamiento.

Además de estos temas, el debate sobre la situación del sector debe incluir también el problema de cómo administrar los hidrocarburos, de la transparencia en el uso y estimación de los recursos.

Por lo tanto podemos observar la importancia que representa Pemex en las finanzas públicas, por este motivo, en este capítulo se describe de una manera sencilla pero basta el régimen fiscal al cual se encuentra sujeto actualmente. Desafortunadamente la excesiva carga fiscal de PEMEX ha limitado su capacidad de inversión y creo que se debe realizar una reforma fiscal integral para otorgarle la capacidad financiera que requiere, y sujetarla a mecanismos ágiles de evaluación, para hacer de ella una empresa rentable y productiva.



II.2 ANTECEDENTES DEL ORIGEN DEL RÉGIMEN FISCAL

En México, el Estado ha buscado maximizar los ingresos fiscales provenientes de los hidrocarburos. Para ello, ha establecido una serie de contribuciones sobre PEMEX para capturar la renta petrolera y gravar sus ingresos^{2.1}. A diferencia de una empresa privada, cuyo único fin es maximizar sus ganancias, PEMEX tiene otros objetivos.

Después de la nacionalización, el mayor éxito de PEMEX fue cubrir la demanda interna de energéticos de una economía en expansión. Sin embargo, cuando se decidió utilizar el petróleo como detonador del crecimiento económico a fines de los 70, el resultado fue el endeudamiento, la inflación y la crisis de pagos^{2.2}.

Tras la crisis de los ochenta PEMEX adquirió otra función, no siempre reconocida, la de servir como sostén del sistema tributario, permitiéndole al gobierno evitar una reforma en el régimen impositivo que reduciría el apoyo popular y la legitimidad gubernamental. Sin embargo, en un significativo abandono de la tradición, los objetivos de PEMEX fueron oficialmente redefinidos en 1995. Ese año, el Reporte Anual de la compañía afirmó por primera vez en su historia que su objetivo es “la maximización en el largo plazo del valor económico de los recursos de la Nación.”

A continuación se describe la evolución del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos:

^{2.1} Las bases de este régimen fiscal se establecieron en 1992, con las reformas a la estructura administrativa de PEMEX.

^{2.2} La expansión económica basada en el crecimiento de las exportaciones petroleras llegó a colocar al país como cuarto exportador mundial. Este auge exportador, sin embargo, se basó en el endeudamiento externo, especialmente de PEMEX. Mientras en 1966 el endeudamiento externo de PEMEX era de 153 millones de dólares en 1982 era de 22 mil millones de dólares.



Desde antes de la expropiación ya existían numerosas leyes impositivas que gravaban a la misma, entre otras: la Ley del Impuesto sobre Producción del Petróleo y sus Derivados y la Ley del Impuesto sobre consumo de Gasolina y Otros Productos Ligeros del Petróleo.

Así, mismo Pemex estuvo sujeto a un régimen fiscal normal desde su creación en 1938, hasta el ejercicio fiscal de 1959, esto es, que estaba obligado al pago de todos los impuestos, derechos, productos y aprovechamientos que se generaban con sus actividades.

Pero a finales de 1959 el Congreso de la Unión aprobó un impuesto especial (llamado Único en Pemex), que gravaría los ingresos brutos de Petróleos Mexicanos; Pemex sería la primera empresa que fuera gravada de esta forma, y de acuerdo con los resultados que se obtuvieran, se haría extensivo este tipo de gravamen único a otras empresas.

Para 1960 la Ley Federal de Ingresos, estableció, a cargo de Pemex, el pago único de 12% sobre sus ingresos brutos, en la cual quedaron englobados todas las obligaciones fiscales del organismo.

En 1967 se pusieron en vigor tasas impositivas diferenciales, de acuerdo a la procedencia de los ingresos, los cuales eran por la comercialización de productos químicos o productos de refinación.

Posteriormente en 1975, al convertirse Pemex en exportador de crudo, quedó obligado al pago del impuesto general de exportación, en este ejercicio, para entonces Pemex era ya el principal contribuyente federal al aportar 12 centavos de cada peso fiscal.



Otro aspecto a destacar es que el esquema fiscal que se estructuró en 1983 duró hasta 1992, con conceptos que identificaban y delimitaban la carga fiscal directa y su aportación tributaria indirecta. Por tal motivo, fue característico este régimen, las frecuentes modificaciones en cuanto a tasas, bases y formas de pago, todo lo cual, atendiendo las situaciones coyunturales y en función de los requerimientos recaudatorios gubernamentales de corto plazo.

Por lo tanto los principales efectos de éste sistema, y que constituyen los motivos y razones para la búsqueda de un régimen fiscal ideal a la industria petrolera, fueron:

- La configuración de una carga fiscal que había llegado a exceder la capacidad contributiva de Pemex y la afectación por ende de su situación financiera.
- Presión fuerte al flujo de caja por el monto y periodicidad de los pagos anticipados y de los enteros provisionales.
- Dificultad en la planeación financiera en el mediano y largo plazo.
- Preservación de un esquema de bases y tasas en los derechos sobre hidrocarburos que no guardaban una relación de equilibrio con los ingresos del organismo.
- Establecimiento frecuente de nuevas obligaciones, lo que generaba un alto riesgo, de incurrir en sobrecargas fiscales por incumplimientos en los pagos de los plazos definidos.

Tales efectos fueron los que originaron, sin duda, la búsqueda de un nuevo régimen para Pemex, sin perder el objetivo fundamental, que es la disposición óptima de sus ingresos propios entre recursos para egresos internos y para el fisco.



En la **Tabla II.1** se señalan las grandes etapas dentro de la evolución del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos.

Periodo	Gravamen					Contribuciones pagadas a entidades federativas y/o municipios
	Extracción de petróleo	Exportación del petróleo	Petrolíferos y/o petroquímicos	Al valor agregado	Otros	
1938-1959	Impuesto sobre la producción del petróleo (participación a estados y municipios petroleros)		Impuesto a vehículos propulsados por diesel y gas L.P.		Todos los demás impuestos, derechos, productos y aprovechamientos	Impuesto sobre consumo de gasolina (2%)
1960-1982	Impuesto sobre ingresos brutos (impuesto único)	Impuesto por exportación de petróleo (1975)	Impuesto sobre ingresos brutos de petroquímica (1967) impuesto sobre venta de gasolina (1974) IEPS (1982)	Impuesto al valor agregado (1980)	Incluidos en el impuesto sobre ingresos brutos (impuesto único)	Impuesto sobre consumo de gasolina (2%)
1983-1992	Derechos sobre hidrocarburos (D.S.H.) y extraordinario (1985)	D.S.H. Adicional	IEPS tasa fija	IVA	Demás contribuciones	Ley de Coordinación Fiscal



Periodo	Gravamen					Contribuciones pagadas a entidades federativas y/o municipios
	Extracción de petróleo	Exportación del petróleo	Petroíferos y/o petroquímicos	Al valor agregado	Otros	
1993 <i>Régimen dual</i>	Derecho sobre extracción del petróleo (DEP) D.S.H.	DEP DSH	IEPS complementario IEPS tasa fija	IVA	Impuesto sobre rendimientos petroleros (IRP)	Ley de Coordinación Fiscal
1994 <i>Red Fiscal</i>	DEP	DEP	IEPS tasa variable	IVA	IRP y demás contribuciones	Ley de Coordinación Fiscal
1995 <i>Red Fiscal (DSH y ASH)</i>	DEP	DEP	IEPS tasa variable	IVA	IRP y demás contribuciones	Ley de Coordinación Fiscal Impuesto sobre Nóminas y Predial
1996	DEP	DEP	IEPS tasa variable	IVA	IRP y demás contribuciones	Ley de Coordinación Fiscal Impuestos, Nóminas, Predial

Tabla II.1 Evolución del Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos.

Para establecer el nuevo régimen fiscal, fue necesario la reestructuración administrativa de la empresa petrolera, la cual se llevó a cabo con las reformas a la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, creándose los cuatro organismos subsidiarias, además del corporativo, como ya se describió de manera adecuada en el capítulo 1.

Realizada la mencionada reestructuración, el nuevo régimen fiscal para Pemex se estableció a partir del ejercicio fiscal de 1993, integrándose por las siguientes contribuciones:

- *Derecho Ordinario sobre la Extracción de Petróleo.*
- *Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo.*
- *Derecho sobre hidrocarburos.*



- *Derecho Extraordinario sobre hidrocarburos.*
- *Impuestos a los rendimientos petroleros.*
- *Impuesto especial sobre producción y servicios.*
- *Impuesto al valor agregado.*
- *Contribuciones causadas por la importación de mercancías.*
- *Impuesto a la exportación.*
- *Derechos.*
- *Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.*
- *Otras obligaciones.*

Para el ejercicio fiscal de 1994, la Ley de Ingresos de la Federación^{2,3}, estableció en su artículo cuarto, las mismas contribuciones señaladas, cambiando únicamente el derecho extraordinario sobre hidrocarburos, estableciéndose en sustitución de éste, el derecho adicional sobre la extracción del aceite.

En el ejercicio fiscal de 1995, la Ley de Ingresos de la Federación en su artículo cuarto, estableció a cargo de Pemex, además de las contribuciones señaladas para 1994, un nuevo aprovechamiento, el aprovechamiento sobre hidrocarburos, el cual en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio fiscal de 1996 desapareció.

La ley de ingresos vigente para el año 2004, le aplica a Pemex un derecho sobre la extracción de petróleo, un derecho extraordinario y también un derecho adicional sobre la misma extracción de petróleo; un impuesto sobre rendimientos petroleros; un derecho sobre hidrocarburos que ajusta todos los anteriores en un diseño confiscatorio; y además, impuestos especiales sobre enajenación ó importación de gasolinas diesel y gas natural. El impuesto especial sobre producción y

^{2,3} Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de Diciembre de 1993.



servicios se calcula sobre una base referida a precios fluctuantes de productos similares en el extranjero que no permiten planificar.

Pemex paga derechos, no sólo por las actividades extractivas, sino por actividades industriales y comerciales que ya no implican la explotación de recursos de la nación y que deberían estar sujetas a un régimen ordinario de tributación industrial.

Pemex debe seguir siendo el principal contribuyente, bajo un esquema equilibrado que le permita desarrollarse para maximizar el valor de nuestros recursos petroleros en el largo plazo y, finalmente, pagar más impuestos **como resultado de su tamaño y su eficiencia**, y no a costa de su patrimonio y sus reservas.



II.3 IMPORTANCIA FISCAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS.

Para entender la importancia de los ingresos petroleros generados específicamente por Pemex, a continuación se describen de forma apropiada la estructura de las finanzas públicas.

Los ingresos presupuestarios se refieren a las contribuciones y sus accesorios que, de acuerdo con lo estipulado en el Código Fiscal de la Federación, están obligados a pagar las personas físicas y morales para sufragar los gastos públicos, en forma de: impuestos, aportaciones de seguridad social, contribución de mejoras y derechos; productos provenientes de las contraprestaciones por los servicios que proporciona el Estado en sus funciones de derecho privado, así como por el uso, aprovechamiento o enajenación de bienes del dominio privado; y de aprovechamientos derivados de funciones de derecho público distintos de los conceptos anteriores y de los ingresos por financiamiento. Además, se incluyen los ingresos que obtienen los organismos descentralizados y las empresas de participación estatal, distintos de contribuciones a la seguridad social y financiamiento.

Los conceptos incluidos en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF) se clasifican de tres maneras:

A. Artículo 1° de la LIF. Los ingresos se agrupan, a partir del ejercicio fiscal de 2002, en los correspondientes al Gobierno Federal y a los organismos y empresas. En los primeros se presenta el desglose establecido en el Código Fiscal de la Federación de los impuestos, contribuciones de mejoras, derechos, productos y aprovechamientos; mientras que en los segundos se separan las aportaciones a la seguridad social de los otros ingresos de las entidades.



B. Tributarios y No tributarios. La recaudación se agrupa de acuerdo con el origen económico de los recursos, separando los ingresos derivados de la aplicación de impuestos de los ingresos provenientes de otras fuentes; en éstos últimos queda señalada la institución que los recibe, ya sea el Gobierno Federal o los organismos y empresas.

C. Petroleros y No petroleros. Dado que el petróleo es un recurso de la Nación, y a que no hay otra actividad que le permita al gobierno financiar el gasto social, es importante identificar los ingresos que generan la comercialización, tanto interna como externa, de los hidrocarburos. Para ello, se muestran los ingresos propios de Pemex, así como los del Gobierno Federal derivados del régimen fiscal que se aplica a esta actividad.

Clasificación de los ingresos del sector público presupuestario		
ARTICULO 1° DE LA LEY DE INGRESOS	TRIBUTARIOS Y NO TRIBUTARIOS	PETROLEROS Y NO PETROLEROS
GOBIERNO FEDERAL Impuestos Contribuciones de mejoras Derechos Productos Aprovechamientos	TRIBUTARIOS ISR IVA total IEPS total Importación total Otros impuestos	PETROLEROS Derechos sobre Extracción de Petróleo Aprovechamientos sobre Rendimientos Excedentes Rendimientos Excedentes Propios de PEMEX
ORGANISMOS Y EMPRESAS Ingresos propios Pemex Resto Aportaciones de seguridad social	NO TRIBUTARIOS Gobierno Federal Derechos Productos Aprovechamientos Contribución de mejoras Organismos y empresas Pemex Resto	NO PETROLEROS Tributarios ISR IVA IEPS Importación Otros No tributarios Gobierno Federal Derechos Productos Aprovechamientos Contribución a mejoras Organismos y empresas distintas de Pemex

Figura II.1 Clasificación de los ingresos del sector público presupuestario



En la **Figura II.1.**, podemos observar que: Los ingresos presupuestales, que son todos los que recibe el gobierno, se dividen para fines contables en *tributarios y no tributarios*.

- *Los ingresos tributarios* son aquellos que contienen la recaudación correspondiente a todos los impuestos; este tipo de ingreso es bastante estable y su evolución es previsible porque está asociado estrechamente al comportamiento de la actividad económica.
- *Los no tributarios* comprenden los derechos, productos aprovechamientos y contribuciones de mejoras; dentro de los ingresos, son el componente más volátil dado que no están vinculados directamente con el desempeño de la actividad económica y, en algunos casos, responden a variaciones en los precios internacionales de determinados bienes o servicios como el petróleo, o de programas específicos y no recurrentes.

Asimismo, producto de las exigencias del legislativo, la Secretaría de Hacienda reporta como una partida informativa los ingresos públicos divididos en *petroleros y no petroleros*. Dentro de los ingresos no tributarios se encuentran los ingresos petroleros del Gobierno Federal que son los recursos que obtiene éste por concepto de impuestos y derechos derivados de la extracción, explotación, producción y comercialización del petróleo y sus derivados^{2.4}.

- Los ingresos no petroleros incluyen los tributarios, todos los impuestos, y los no tributarios, que comprenden los derechos y aprovechamientos distintos a los cobrados a los hidrocarburos, así

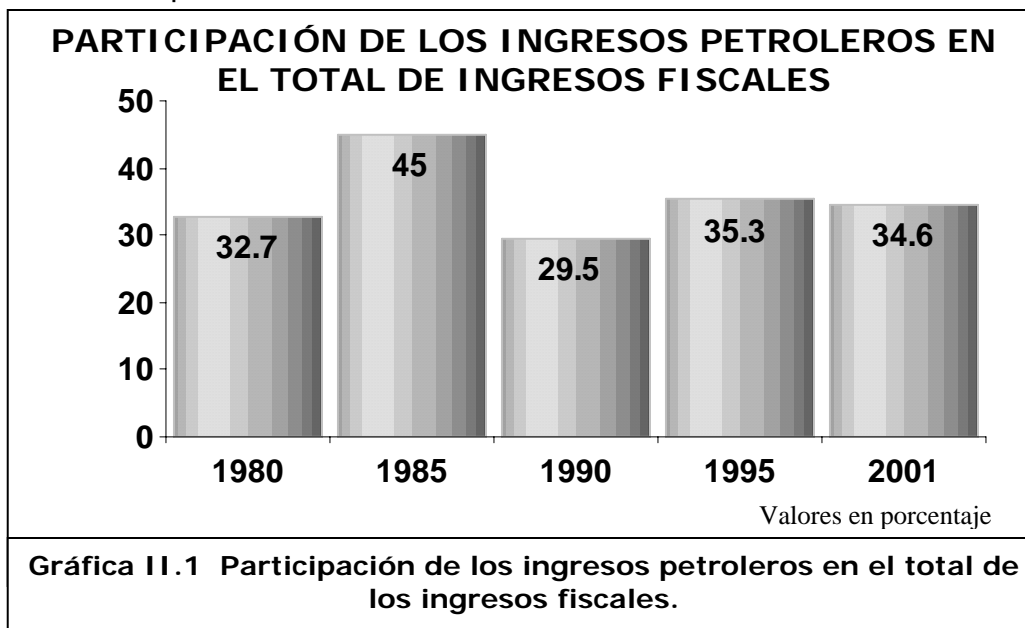
^{2.4} SHCP. Glosario de términos. www.shcp.gob.mx



como los ingresos de organismos y empresas bajo control presupuestal distintos a Pemex.

- **Ingresos petroleros.** Comprenden los ingresos propios de Pemex, los derechos por hidrocarburos pagados por dicha entidad al Gobierno Federal.

A pesar de los esfuerzos que se han realizado para disminuir la dependencia hacia los recursos petroleros, la realidad es que todavía ésta sigue siendo muy alta. Los recursos que PEMEX otorga a la federación corresponden fundamentalmente a derechos sobre la extracción de petróleo^{2.5}, siendo éstos mayores al 24 por ciento sobre los ingresos totales del gobierno federal, además contribuye a través del IEPS aplicado a la enajenación de gasolina y diesel, aprovechamientos sobre rendimientos excedentes, IVA, sobre las importaciones, derechos sobre hidrocarburos^{2.6} e ISR en su calidad de retenedor. En total los ingresos del sector público correspondientes a PEMEX son de alrededor de una tercera parte, como se muestra en la **Gráfica II.1**.



^{2.5} Éste aplica tres tipos de tasa: 52.3% ordinaria, 1.1% adicional y 25.5% extraordinaria, la primera forma parte de la RFP, mientras que la segunda apoya a los municipios.

^{2.6} Grava con 60.8% a los ingresos brutos de Pemex y sus subsidiarias.



Por otra parte, cabe mencionar que la Ley de Ingresos de la Federación define cada año las obligaciones fiscales de PEMEX. Las contribuciones de esta compañía a la Tesorería incluyen el pago de derechos sobre la extracción del petróleo e impuestos sobre sus rendimientos, así como los aprovechamientos por rendimientos excedentes y los ingresos propios que superan el presupuesto asignado a PEMEX en cada ejercicio fiscal. Los derechos están diseñados para que el propietario capture la renta petrolera, mientras los impuestos se cobran sobre el ingreso, es decir las ganancias derivadas de actividades productivas, o sobre el consumo, incidiendo sobre el precio final a los consumidores.

Es importante señalar que el régimen fiscal al que está sujeto Pemex es un régimen especial, a tal grado que hasta hoy tiene una función tributaria y lo deseable sería que funcionara como una empresa, pero para ello se tendría que desligar de su aportación en el fisco, lo cual no es nada sencillo. El régimen fiscal es importante porque es mediante este mecanismo que el sistema de propiedad cobra sentido.



II.4 LOS INGRESOS PETROLEROS.

Los **ingresos petroleros** son indispensables para las finanzas públicas. En los últimos años han representado una tercera parte de los ingresos públicos como se puede apreciar en la **Tabla II.2**, y son mayores que los ingresos recaudados por concepto de IVA o ISR por sí solos.

Los ingresos petroleros alcanzarían para financiar tres veces el presupuesto de las Secretarías de Salud, de Educación y de Desarrollo Social. En 2002 los recursos petroleros representaron 30 por ciento de los ingresos totales del Sector Público, incluyendo los ingresos de organismos y empresas paraestatales, y un monto equivalente al 41 por ciento de los ingresos del gobierno federal. Desde inicios de los ochenta, los ingresos petroleros han sido la piedra angular de la recaudación fiscal en México.

Dado que los ingresos del sector público dependen de un mercado tan volátil, es de esperarse que las previsiones de ingresos y egresos sufran ajustes importantes durante el ejercicio, cuando el Ejecutivo puede reasignar recursos en programas sociales, infraestructura y otros.

Lo que queda claro, es sin duda el costo para Petróleos Mexicanos del régimen fiscal vigente. Una vez pagados sus impuestos, Pemex tiene rendimientos netos negativos, es decir pérdidas netas. Esta carga excesiva es evidente si se considera que Pemex, es una de las compañías petroleras a nivel mundial y la mayor compañía en México, si bien la economía no está petrolizada, el gasto público si lo está.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005 e /	2006 e /
Ingresos Totales del Sector Público Presupuestario							
	1,179,918.9	1,271,646.3	1,387,500.4	1,600,589.8	1,771,314.2	1,780,986.0	1,953,500.0
Ingresos Petroleros							
	385,146.60	386,579.10	410,037.70	533,420.80	637,360.4	616,966.9	752,396.3
Gobierno Federal							
	284,555.10	283,055.20	260,006.10	357,644.20	446,588.40	433,769.90	441,100.6
Pemex							
	100,591.50	103,523.90	150,031.90	175,776.60	190,772.00	183,197.00	260,364.00
Ingresos Petroleros como % de los Ingresos Totales del Sector Público Presupuestario							
	32.60%	30.40%	29.60%	33.30%	36.00%	34.6%	38.5%

e / estimación Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2005 y 2006

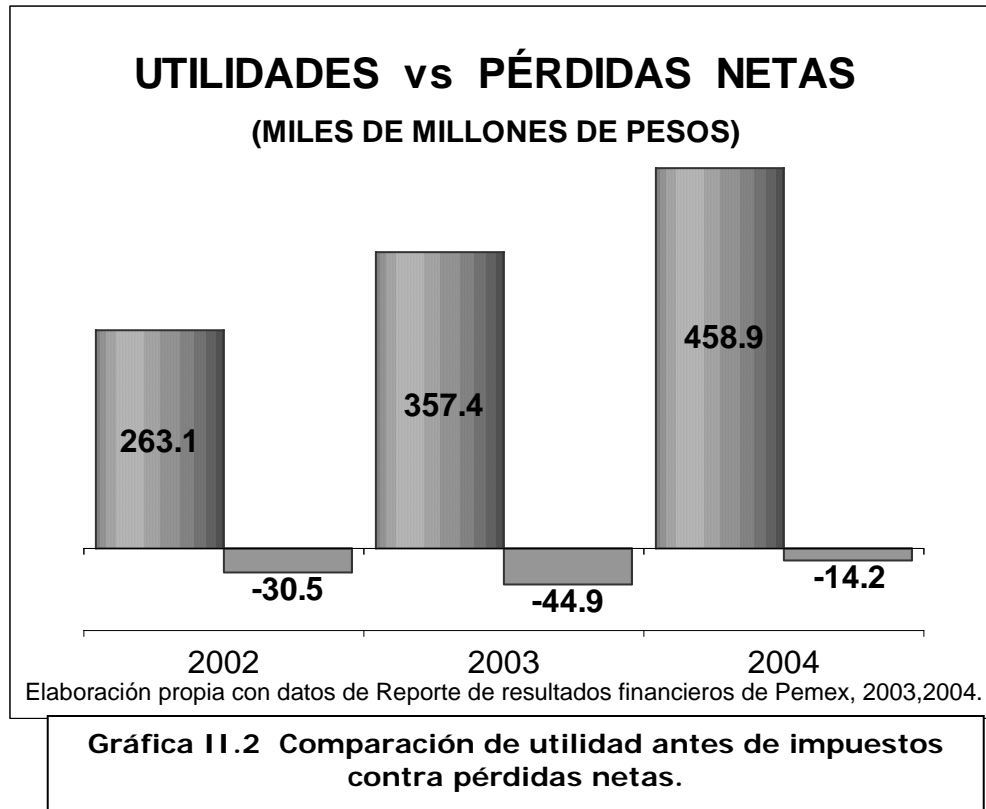
Fuente: Elaboración propia con base en datos de Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

Tabla II.2 Ingresos petroleros en el sector público presupuestario.

Cabe mencionar a manera de ejemplo, que los reportes de Pemex reflejan un estado financiero contradictorio, ya que para el 2003, Pemex obtuvo una utilidad record de 340 mil 555 millones de pesos, monto 116 % superior al logrado en 1991; pero después de descontar los impuestos, registró una pérdida neta de 41 mil 782 millones de pesos, la más alta en su historia, como lo podemos observar en la **Gráfica II.2**

Como es evidente, a causa de los impuestos, Pemex se está acabando su patrimonio y también tiene un efecto negativo en la competitividad de México.





Esto ha colocado a Pemex en una delicada situación financiera, caracterizada por pérdidas netas acumuladas, pasivos crecientes y reducción del patrimonio.

Este panorama no es sostenible. Por ello, se tiene la necesidad de revisar su situación financiera y proponer al ejecutivo y a las cámaras correspondientes que a corto plazo establezcan un esquema que permita operar adecuadamente a PEMEX.

En materia de responsabilidad fiscal, Petróleos Mexicanos responde de manera solidaria por el pago de las obligaciones nacionales e internacionales. Por lo que podemos decir que ***Pemex cumple***.



II.5 DESCRIPCIÓN DEL RÉGIMEN FISCAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS^{2.7}.

El esquema fiscal vigente que se aplica a Pemex entró en vigor en 1994^{2.8}. Este régimen fue instrumentado aparentemente para reflejar adecuadamente su situación financiera y su manejo contable y administrativo, sin embargo en el actual régimen se persiguen objetivos puramente recaudatorios con un alto margen de seguridad, dejando en segundo término criterios de eficiencia operativa y económica. Además, el régimen vigente es complicado por la aplicación de múltiples tasas a la explotación del recurso, diversas definiciones y una gran cantidad de fórmulas para calcular el impuesto especial sobre producción y servicios.

Por otro lado, la red fiscal define la base gravable como el ingreso bruto, lo cual puede conducir a que la paraestatal tenga pérdidas después de considerar los costos y desalentar proyectos de inversión que no genere flujo de efectivo inmediato.

Los procesos de globalización y modernización en la industria petrolera internacional exigen dirigir la relación fiscal del gobierno federal con Petróleos Mexicanos hacia soluciones de mercado, sin atentar contra la soberanía nacional.

El régimen tiene esquema de ley por estar incorporado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2004. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de Diciembre de 2003 y se conforma de contribuciones tributarias (derechos e impuestos) y no tributarios (aprovechamientos). Por lo que tenemos:

^{2.7} Hasta 2005, ya que para la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2006 existen modificaciones al nuevo régimen fiscal de PEMEX

^{2.8} Tomado de Política fiscal y renta petrolera: una propuesta de régimen fiscal para Pemex. Francisco Venegas-Martínez.



✓ DERECHOS

Los derechos son la segunda figura jurídica tributaria en importancia como fuente de ingreso del Estado.

“...Son derechos las contraprestaciones establecidas en ley por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la Nación. También son derechos las contribuciones a cargo los organismos públicos descentralizados por prestar servicios exclusivos al Estado...”

Además de lo anterior se ha dicho que los organismos descentralizados del Estado tienen la obligación de pagar los derechos que generan con el desarrollo de sus actividades^{2.9}.

✓ IMPUESTOS

El impuesto es en México, uno de los principales ingresos que percibe el Estado para cubrir el gasto público correspondiéndole el primer lugar de importancia dentro de la figura jurídica tributaria.

“...Impuestos son las contribuciones establecidas en la ley que deben pagar las personas físicas y morales que se encuentren en la situación jurídica aplicable...”

Efectivamente Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias deberán cumplir con el pago de los impuestos que se encuentran a su cargo, de acuerdo a lo que señalan las leyes respectivas.

✓ APROVECHAMIENTOS

Dentro de los ingresos tributarios que recibe el Estado, existen otros ingresos, justamente uno de ellos, proviene de los aprovechamientos.

^{2.9} Previsto por la Ley de Ingresos de la Federación en su artículo cuarto, fracción X.



“...Los aprovechamientos son los ingresos que percibe el Estado por funciones de derecho público distintos de las contribuciones, de los derivados de financiamientos y de los que otorgan los organismos descentralizados y de las empresas de participación estatal...”

En este régimen fiscal, Pemex paga cuatro derechos directos^{2.10}, esto es, que están relacionados entre sí: *el Derecho Ordinario sobre la Extracción de Petróleo; el Derecho Extraordinario sobre la Extracción de Petróleo; el Derecho Adicional sobre la Extracción de Petróleo y el Derecho sobre Hidrocarburos*. También, Pemex paga *un impuesto directo sobre rendimientos petroleros*, similar al ISR que pagan las empresas en el régimen general, *y un impuesto por aprovechamiento por rendimientos excedentes* (véase **Tabla II.3**).

Tabla II.3 Derechos, Impuestos y Aprovechamientos.

I. Derechos sobre producción	I.1Derecho ordinario sobre la extracción de petróleo. I.2Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo. I.3Derecho adicional sobre la extracción de petróleo.
II. Impuesto (directo) al ingreso	II.1Impuesto sobre rendimientos petroleros.
III. Aprovechamiento sobre producción	III.1Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.
IV. Derecho sobre hidrocarburos	IV.1Red fiscal de Pemex.

Fuente: Política Fiscal y Renta Petrolera. Venegas Martínez, Francisco. Revista Latinoamericana. Vol.32, número 124.

^{2.10} Son los ingresos que percibe el gobierno federal por concepto de gravámenes a las remuneraciones, propiedades, ganancias de capital, o cualquier otra fuente de ingreso de las personas físicas y morales. Es aquel que grava directamente el ingreso de los contribuyentes; incide sobre el ingreso y no es transferible ni evitable para las personas o empresas que reciben ingresos.



sus accesorios, de productos y de aprovechamientos, excepto el impuesto sobre la renta, de acuerdo con las disposiciones que los establecen y con las reglas que al efecto expida la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, conforme a lo siguiente:

Derechos sobre producción

Derecho (ordinario) sobre la extracción de petróleo (DEP)

Es un gravamen especial para que la sociedad reciba una parte del beneficio económico que genera la extracción de este recurso no renovable. Prácticamente todos los países que tienen yacimientos petroleros aplican un gravamen similar. El objeto de éste derecho es recaudar una porción del total de ingresos por ventas (externas e internas) restándole los gastos de costos e inversión. El remanente de esta operación se constituye como la base gravable a la cual se le aplica una tasa de 52.3%. El organismo subsidiario denominado Pemex-Exploración-Producción (*PEP*) es sujeto del derecho ordinario sobre la extracción de petróleo (*DEP*). El derecho se calcula, por cada región petrolera^{2.11}.

Para estos efectos se contempla lo siguiente:

- El precio que se toma en cuenta para determinar los ingresos por la venta de petróleo crudo no puede ser inferior al precio promedio ponderado de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación del periodo correspondiente.

^{2.11} Las regiones petroleras de explotación especificadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante reglas de carácter general son: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste.



- El precio que se toma en cuenta para determinar los ingresos por la venta de gas natural no puede ser inferior al precio del mercado internacional. Éste precio es establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante la expedición de carácter general.
- Las mermas por derramas o quema de petróleo o gas natural son responsabilidad de PEP y se consideran como ventas de exportación y el precio utilizado para el cálculo del derecho es el que corresponda según los párrafos anteriores.
- Las regiones petroleras de explotación de petróleo y gas natural son las que da a conocer la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante la expedición de carácter general^{2.12}.

El organismo subsidiario PEP entera diario y semanalmente pagos provisionales, cuyos montos son especificados en la Ley de Ingresos del ejercicio fiscal correspondiente, mismos que se acreditan en su declaración mensual. Si las diferencias resultan en contra de PEP, éstas se enterarán mediante declaración complementaria, incluyendo actualización y recargos en términos del Código Fiscal de la Federación.

PEP calculará y enterará el monto del derecho sobre la extracción de petróleo (DEP) para el ejercicio fiscal correspondiente mediante declaración anual a más tardar en marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Este derecho aplica tres tasas: 52.3% ordinaria; 1.1% adicional y 25.5% extraordinaria. Finalmente, cabe destacar que este derecho forma parte de la recaudación federal participable, es decir, el gobierno federal transfiere una parte de estos ingresos a las entidades federativas y a los municipios.

^{2.12} Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2000, 2001, 2002 y 2003.



Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP).

El organismo subsidiario PEP^{2.13} paga el derecho *extraordinario* sobre la extracción de petróleo (DEEP), el cual aplica con una tasa de 25.5%. La base de este derecho es el derecho sobre la extracción de petróleo (DEP).

En este caso, PEP entera diario y semanalmente anticipos predeterminados en la Ley de Ingresos, los que acredita mediante declaración mensual. En caso de que resulten diferencias, se aplica el mismo procedimiento que con el derecho sobre la extracción de petróleo DEP. La declaración anual por este concepto es también similar a la del DEP. Los ingresos que la Federación obtenga por este derecho extraordinario no serán participables a los Estados, Municipios y al Distrito Federal.

Derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP).

Este derecho se calcula y entera mensualmente por conducto de PEP mediante la presentación de declaración y se obtiene aplicando una tasa de 1.11%. Se observa que la base del DAEP es de nuevo el derecho sobre la extracción de petróleo DEP. El derecho adicional sobre la extracción de petróleo, DAEP, se destina a los municipios donde se lleva a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo.

^{2.13} Cabe mencionar que PEP (Pemex – Exploración – Producción) es el organismo en el que se concentra la mayor aportación de los ingresos al gobierno federal en el ramo petrolero.



Impuesto directo al ingreso

Impuesto sobre rendimientos petroleros (ISRPP).

El ISRPP es un impuesto equiparable al impuesto sobre la renta que paga cualquier persona física o moral en el régimen general y se aplica una tasa de 34 % al rendimiento neto del ejercicio. El rendimiento neto al que se hace referencia, se determina restando del ingreso total del ejercicio, el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo, siempre que los ingresos sean superiores a las deducciones. Cuando el monto de los ingresos sea inferior a las deducciones autorizadas, se determinará una pérdida neta. Para efectos de este impuesto se tienen las siguientes consideraciones:

Cada uno de los organismos subsidiarios efectúa dos anticipos a cuenta del impuesto para el ejercicio a más tardar el último día de agosto y noviembre del ejercicio fiscal correspondiente. Dichos anticipos se acreditan contra el monto de la declaración anual, misma que debe presentarse a más tardar el último día del mes de marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Una diferencia sustantiva entre el ISR y el ISRPP es que en este último la legislación no permite consolidar los resultados financieros de los organismos.

Para el cumplimiento de lo dispuesto en este impuesto se aplicarán, en lo conducente, las disposiciones fiscales y las reglas de carácter general expedidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en materia de ingresos, deducciones, cumplimiento de obligaciones y facultades de las autoridades fiscales.



Aprovechamiento sobre producción

Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)

Es sujeto de este aprovechamiento el organismo subsidiario PEP, aplicando una tasa de 39.2%. El ARE se calcula de acuerdo con la siguiente relación:

$$\text{ARE} = \tau_{\text{ARE}} X_1$$

donde $\tau_{\text{ARE}} = 0.392$ y X_1 es el excedente del valor de las exportaciones de crudo cuando el precio promedio ponderado acumulado *mensual* de crudo sea mayor a un precio de referencia de los Estados Unidos de América el cual se revisa anualmente. Este aprovechamiento, junto con el derecho sobre hidrocarburos (DSH), recauda la totalidad del excedente del valor de las exportaciones a precios mayores que el de referencia. El organismo subsidiario PEP efectúa anticipos trimestrales a cuenta del aprovechamiento anual.

Derecho sobre hidrocarburos

Derecho sobre hidrocarburos (DSH) y red fiscal

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios pagarán el derecho sobre hidrocarburos aplicando la tasa del 60.8%, al total de los ingresos por las ventas de hidrocarburos y petroquímicos a terceros, que efectúen en el ejercicio fiscal de 2004. Los ingresos antes citados se determinarán incluyendo el impuesto especial sobre producción y servicios por enajenaciones y autoconsumo de Pemex-Refinación sin tomar en consideración el impuesto al valor agregado.



El derecho se calculará y enterará mensualmente por conducto de Petróleos Mexicanos, mediante la presentación de la declaración correspondiente ante la Tesorería de la Federación, a más tardar el último día hábil del segundo mes posterior a aquél al que correspondan los pagos provisionales.

Al operador exclusivo del recurso se le asigna contribuciones a través de derechos y aprovechamientos que, junto con los impuestos que pagan los consumidores de combustibles y petrolíferos, le garantizan al gobierno federal un ingreso mínimo. A este mecanismo se le conoce como la *red fiscal de Pemex*. La base, B, del derecho sobre hidrocarburos se define como:

$$B = X + W \quad \text{y} \quad W = V + \text{IEPS}$$

donde:

X = Valor de las ventas por exportación;

W = Valor de ventas nacionales e impuestos por enajenación de petrolíferos;

V = Valor de las ventas nacionales a precio del productor;

IEPS = Impuesto especial sobre producción y servicios aplicado a ventas nacionales.

La tasa *ad valorem* aplicable al DSH constituye el 60.8% de la base. Es decir,

$$\text{DSH} = \tau_{\text{DSH}}B, \quad \text{donde} \quad \tau_{\text{DSH}} = 0.608$$



Los pagos del DEP, DEEP, DAEP, IEPS, ISRP, son todos acreditables contra el DSH, de tal forma que:

$$DSH = DEP + DEEP + DAEP + IEPS + ISRP$$

La expresión anterior es conocida como red fiscal de Pemex.

El criterio para fijar la tasa actual (60.8%) es que la recaudación petrolera por derechos e impuestos coincidan con la del ejercicio fiscal del año en curso (en términos proporcionales), a fin de asegurar una recaudación confiable y predecible. Así pues, todos los impuestos y derechos aplicables a Pemex y sus organismos subsidiarios son acreditables contra el DSH. Es decir, si $DSH > ISRP + DEP + DEEP + DAEP + IEPS$, entonces τ_{DEP} y τ_{DEEP} se incrementan hasta que el monto acreditable sea igual a la proporción del DSH en el año en curso. En este caso, si τ_{DEP} produce por lo menos la misma recaudación petrolera participable esperada, entonces solamente se incrementa τ_{DEEP} , en caso contrario τ_{DEP} se incrementa hasta producir la recaudación petrolera participable del año de referencia. En caso de que se obtenga con la desigualdad contraria, se procede en forma similar. Lo anterior representa un mecanismo de compensación parcial en la reducción de la recaudación petrolera participable por una menor tasa de DEP.

Impuestos indirectos al consumo

Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS).

El IEPS es un impuesto indirecto aplicable a la enajenación de gasolinas (magna, premium y gas-avión), diesel (de alto y bajo azufre para uso automotriz e industrial) y gas natural (para combustión automotriz).



Las subsidiarias Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica retienen este impuesto de los consumidores de combustibles y lo enteran a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

La tasa del IEPS, τ_{IEPS} , es variable dependiendo del producto y de la agencia de ventas de Petróleos Mexicanos. Asimismo. La tasa del IEPS se revisa mensualmente, ya que este gravamen se calcula con base en los precios P_{spot} de las gasolinas y diesel en los mercados *spot* de Houston, California o la costa del golfo de Estados Unidos. Los precios de las gasolinas y diesel en el mercado *spot* varían prácticamente todos los días, mientras que en México los precios de los combustibles son administrados y se ajustan de acuerdo con un desliz para compensar la inflación. El IEPS se calcula como:

$$IEPS = \tau_{IEPS} [P_2 - (IVA + A + F + P_1)]$$

donde:

τ_{IEPS} = Tasa variable del impuesto

P_2 = Precio al público.

IVA = Impuesto al Valor Agregado.

A = Comisiones.

F = Fletes (de la planta refinadora a la agencia de ventas y de la agencia de ventas al expendio autorizado).

P_1 = Precio del productor.

La tasa del Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) se calcula como sigue:

$$\tau_{IEPS} = \frac{\alpha_{IVA} P_2 - (P_{spot} + A + F + M + IVA)}{P_{SPOT} + F + M} * 100$$



donde:

$M = P_1 - P_{spot}$ es el costo imputado de manejo y toma el valor de 0.8696 si el IVA del bien de consumo es de 15% y 0.9091 si el IVA es del 10%.

El precio de referencia P_{spot} para cada uno de los combustibles será el promedio de las cotizaciones del día 26 del segundo mes anterior al día 25 del mes inmediato anterior a aquel por el que se calcula la tasa, convertidas a pesos con el promedio del tipo de cambio de venta del dólar de Estados Unidos que publica el Banco de México en el *Diario Oficial de la Federación*. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante reglas de carácter general, da a conocer los elementos para determinar los precios de referencia, los ajustes por calidad, los costos netos de transporte, la comisión y el costo de manejo a los expendios autorizados. La citada dependencia realiza mensualmente las operaciones aritméticas para calcular las tasas aplicables para cada combustible y en cada agencia de ventas de Petróleos Mexicanos y las publica en el *Diario Oficial de la Federación*.

Cabe afirmar, sin embargo, que los derechos se causan en proporción directa al costo del servicio y no a la utilidad percibida por el contribuyente, así como también los casos del IVA y el IEPS, tradicionalmente conocidos como impuestos indirectos. A continuación, en la **Figura II.2**, se observa un ejemplo del mecanismo genérico (diesel, para este caso) para la formación de precios de productos administrativos:



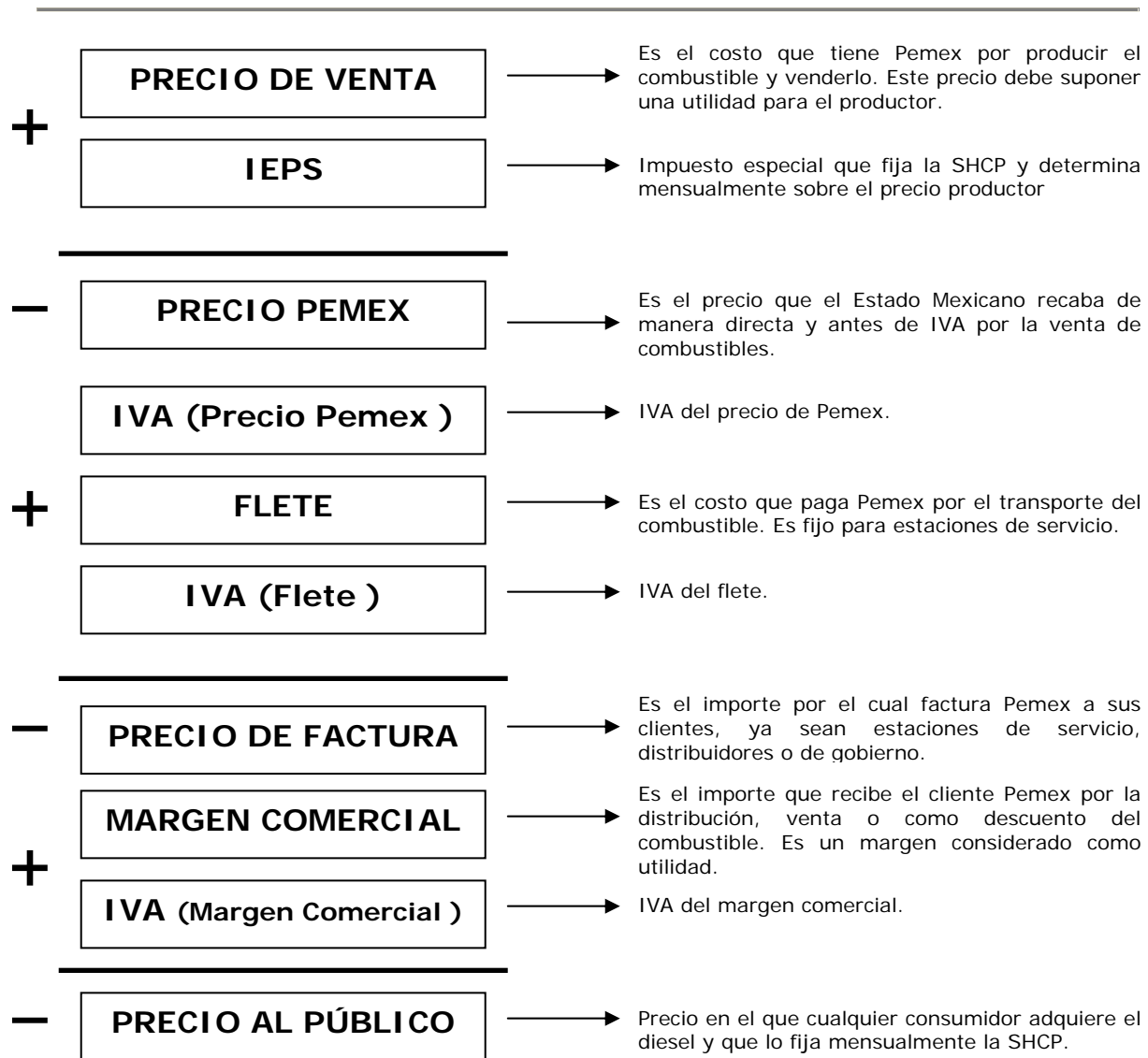


Figura II.2 Mecanismo del Cálculo de la tasa IEPS con la que se grava cada combustible (Diesel).

Es decir, para el caso del diesel, la estructura del precio final al público está compuesta por 3 costos (que para efectos fiscales son 4, pues el IEPS se computa como costo), 4 Impuestos (3 IVA's y un IEPS) teniendo 2 resultados parciales para cálculos de IVA's.



Impuesto al valor agregado (IVA)

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios efectuarán individualmente los pagos provisionales de este impuesto en la Tesorería de la Federación, mediante declaraciones que presentarán a más tardar el último día hábil del mes siguiente, las que podrán modificarse mediante declaración complementaria que presentarán a más tardar el último día hábil del tercer mes siguiente a aquél en que se presentó la declaración que se complementa, sin que se causen recargos por las diferencias que, en su caso, resulten, siempre que éstas no excedan del 3% del impuesto declarado. Cuando estas últimas diferencias excedan a dicho por ciento, se pagarán recargos por el total de las mismas.

Otros Impuestos

Contribuciones causadas por la importación de mercancías

Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios determinarán individualmente los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen, debiendo pagarlas ante la Tesorería de la Federación a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquél en que se efectúe la importación.

Impuestos a la exportación

El ejecutivo federal es el que establece los impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados; así, Pemex y sus organismos subsidiarios deben determinarlos y pagarlos a más tardar el



último día hábil del mes siguiente a aquel en que se efectúe la exportación.

Derechos

Los derechos que causen Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios se determinarán y pagarán en los términos de esta Ley y de la Ley Federal de Derechos.

Aprovechamiento para Obras de Infraestructura en materia de Exploración, gas, refinación y petroquímica.

Cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado acumulado mensual del barril del petróleo crudo mexicano exceda de 20.00 dólares de los Estados Unidos de América, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios pagarán un aprovechamiento que se calculará aplicando la tasa del 39.2% sobre el rendimiento excedente acumulado, que se determinará multiplicando la diferencia entre el valor promedio ponderado acumulado del barril de crudo y 20.00 dólares de los Estados Unidos de América por el volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos.

Los montos que se deriven del aprovechamiento a que se refiere la presente fracción se destinarán para la inversión en obras de infraestructura en materia de exploración, gas, refinación y petroquímica que realicen Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios.

Pemex y sus organismos subsidiarios presentarán ante la Tesorería de la Federación una declaración anual por este concepto a más tardar el



último día hábil del mes de marzo, en la que podrán acreditar los anticipos trimestrales enterados en el ejercicio.

Otras obligaciones

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

En la **Tabla II.4** se indica la mecánica que realiza PEMEX en el pago de sus contribuciones, aprovechamientos y productos que corresponden a sus organismos subsidiarios. Ambos presentan declaraciones, hacen los pagos y cumplen con las obligaciones de retener y enterar las contribuciones y aprovechamientos a cargo de terceros, incluyendo los establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta, ante la Tesorería de la Federación.

Tabla II.4 Mecánica de pago de las contribuciones.

<i>Contribución</i>	<i>Mecánica de pagos</i>
<i>DEP</i>	Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
<i>DEEP</i>	Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
<i>DAEP</i>	Declaración mensual, declaración anual.
<i>IEPS</i>	Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
<i>ISRP</i>	Primer pago: agosto del año fiscal, segundo pago: noviembre del año fiscal, declaración anual.
<i>DSH</i>	Declaración mensual, declaración anual.
<i>ARE</i>	Trimestre vencido, anticipos trimestrales a cuenta de la declaración anual, declaración anual.
<i>IVA</i>	Declaración mensual, declaración complementaria trimestral.



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

Para el año 2003 Pemex y sus organismos subsidiarios están obligados al pago de contribuciones y sus accesorios, de producto y aprovechamientos, excepto el impuesto sobre la renta, de acuerdo a ciertas disposiciones establecidas por la Secretaría de Hacienda.

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

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

Hace también contribuciones locales:

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

En la **Tabla II.5** se especifican cuáles son los impuestos y derechos que paga PEMEX actualmente al Estado:



Tabla II.5 Régimen Fiscal de Pemex.

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

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



A manera de ejemplo; se presenta la **Figura II.3** el cual es un ejercicio donde se hace el cálculo, a partir del ingreso por dólar que percibe Petróleos Mexicanos, todos los impuestos que paga Pemex y se sigue demostrando la carga excesiva de impuestos^{2.14}.

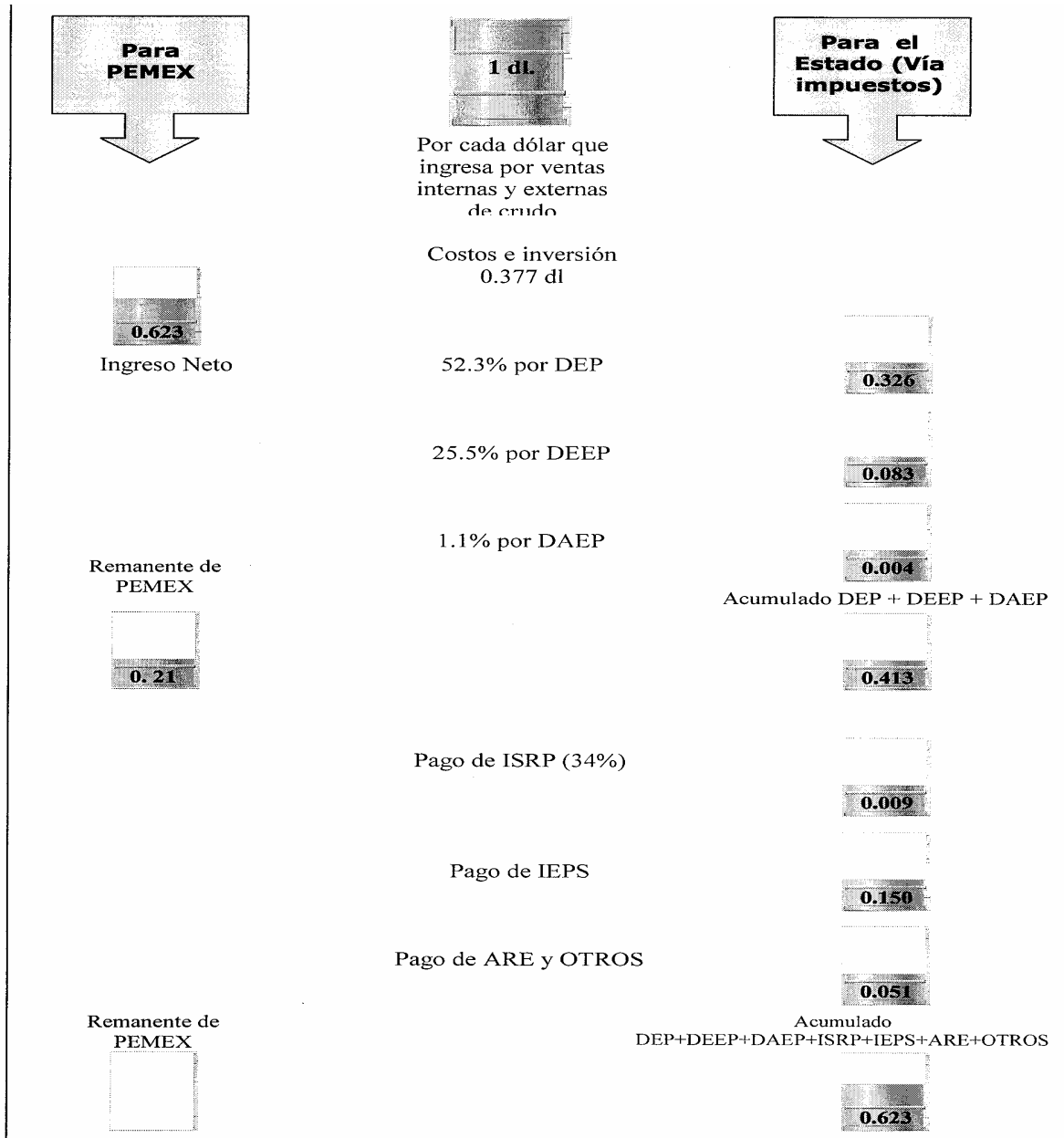


Figura II.3 Ejemplo numérico del Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos.

^{2.14} Fuente: Política Fiscal y Renta Petrolera: Una Propuesta de Régimen Fiscal para Pemex. Venegas Martínez, Francisco. Revista Latinoamericana. Vol.32, número 124.



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

II.5.1 BEMOLES DEL RÉGIMEN FISCAL

El principal problema del régimen vigente que aplica a Petróleos Mexicanos, radica en que:

- ✓ La producción y distribución de petrolíferos y petroquímicos provoca pérdidas a Pemex en el cálculo del derecho sobre hidrocarburos.
- ✓ Con este esquema fiscal la mayoría de sus proyectos no son rentables después de impuestos. Sin embargo, la empresa debe realizarlos para cumplir sus obligaciones de suministro.
- ✓ De la importación y venta de petrolíferos y gas sólo se recupera el 39.2 % de su costo.
- ✓ Doble tributación (el crudo exportado y reimportado como refinado causa doble impuesto).
- ✓ De igual forma, el esquema fiscal vigente implica que en momentos en que el precio del crudo es alto. A nivel mundial, cuando el precio del crudo es alto, las empresas petroleras aprovechan los ingresos adicionales para reducir sus niveles de apalancamiento o para invertir. Sin embargo, la RED (a través del Aprovechamiento sobre Rendimiento Excedentes que aplica el 39.2% sobre el precio por arriba del presupuestado) deja a Pemex



indiferente a estas situaciones ya que impide a la empresa disponer de esos recursos excedentes. Sin embargo, esta situación no se repite cuando aplica el régimen impositivo a la empresa. De hecho después de impuestos, el flujo por barril de Pemex es casi constante alrededor de dos dólares por barril:

- ✓ Los términos actuales no le permiten a Pemex Exploración y Producción (PEP) cumplir con los objetivos de manera económica, o llevar a cabo sus operaciones de forma similar a otras empresas petroleras. Como consecuencia, éstos no incentivan operaciones eficientes por parte de la empresa.

En particular, el actual sistema fiscal se comparó con el sistema de aquellos de países con condiciones geológicas y económicas similares a México, de lo que resalta que el régimen fiscal aplicado a Pemex es prácticamente el más oneroso del mundo, dada la alta dependencia del presupuesto federal de los recursos obtenidos por la renta petrolera:

Para tener una mejor idea en la **Figura II.4** muestra como Petróleos Mexicanos se convirtió en la petrolera más explotada por el fisco al erogar por impuestos el 61.1% de sus ingresos totales, según un análisis de los estados financieros de 12 grandes corporaciones del sector.

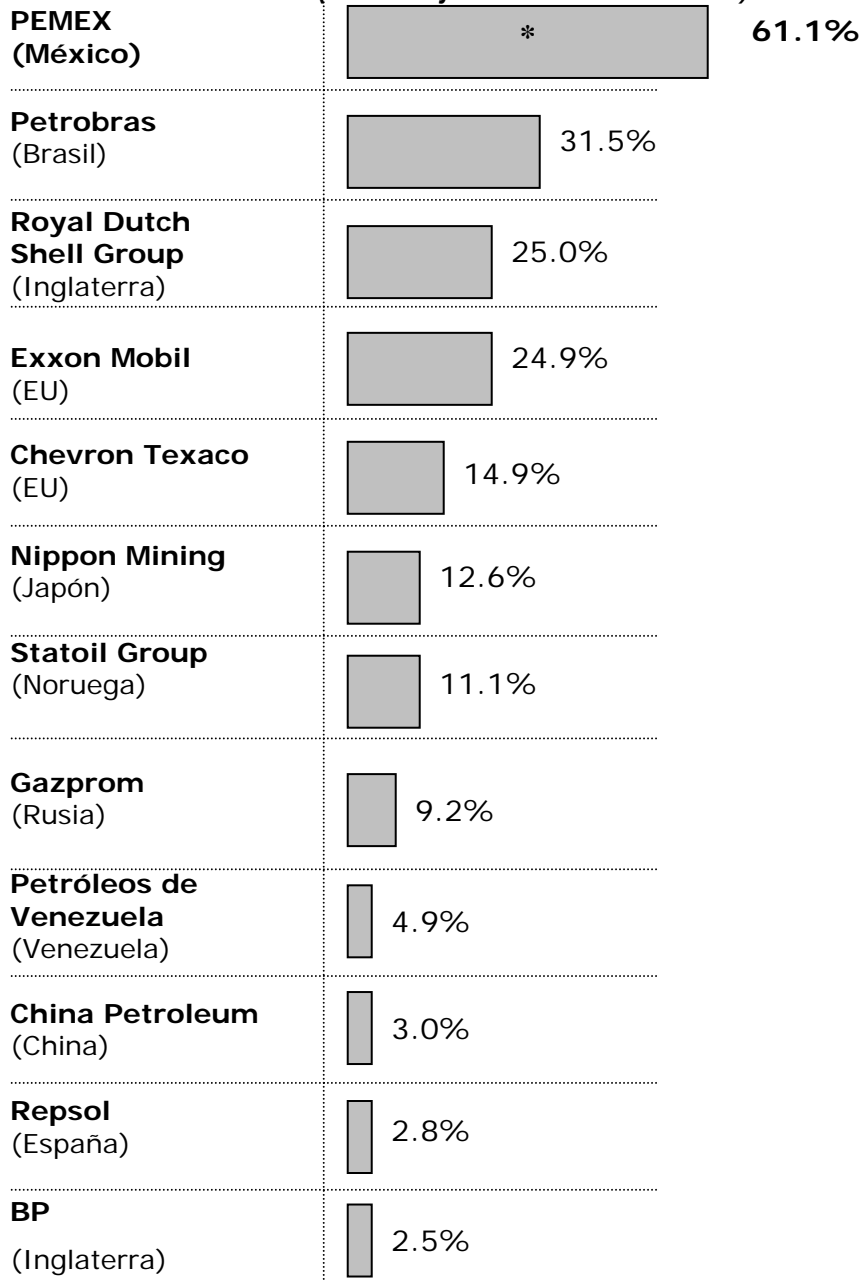
El segundo lugar, lo ocupó la brasileña Petrobras que aportó 31.5% de su facturación total a las finanzas públicas de su país, mientras que Royal Dutch Shell Group pagó 25%.



En los últimos lugares, como las menos explotadas por el fisco, se ubicaron Petróleos de Venezuela, China Petroleum, la española Repsol y Brithis Petroleum.

*Entre las principales empresas petroleras del mundo, Pemex es la que más aporta al fisco.

IMPUESTOS PAGADOS (Porcentaje de sus ventas totales)



NOTA: Datos 2003, excepto PDVSA con datos al tercer trimestre y Petrobras con cifras al cierre del 2002.

FUENTE: Informes financieros de las empresas.

Figura II.4 Aportación al fisco de las principales empresas petroleras del mundo.



II.6 EL NUEVO RÉGIMEN FISCAL PARA PETRÓLEOS MEXICANOS

El nuevo régimen fiscal representa uno de los pasos más importantes encaminados a convertir a PEMEX en una empresa de clase mundial.

Por eso, el pasado 28 de junio de 2005, se aprobó ese nuevo régimen. Además de los logros en cuanto a determinación de volumen y destino de la renta petrolera, hay avances de principio que bien conviene resaltar.

Cabe hacer mención que elemento importante para promover la actividad petrolera en cualquier país, es que exista un balance adecuado entre la apropiación de la renta económica del país respectivo y el retorno de la inversión que obtengan las empresas productoras por desarrollar el hidrocarburo en su territorio; en este sentido las empresas deben obtener un retorno razonable sobre sus inversiones para cubrir el monto de la deuda en que incurren para llevar a cabo esta actividad; el caso de México no es la excepción, ya que la nación debe quedarse con los rendimientos extraordinarios asociados a la renta económica y Petróleos Mexicanos debe obtener un retorno razonable sobre sus inversiones que le permitan cubrir la deuda en la que ha incurrido para desarrollar estas actividades. Cualquier régimen fiscal aplicable a Petróleos Mexicanos debe diferenciar claramente la renta económica perteneciente a la nación del retorno a la inversión que obtenga la empresa, de manera que le permita tener una situación financiera sustentable. En ese sentido, el régimen fiscal para Petróleos Mexicanos aprobado por el Congreso^{2.15} se considera que debe de cumplir con estas expectativas.

^{2.15} Aprobación del nuevo Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos el 28 de junio de 2005, entrando en vigor el primero de enero de 2006.



II.6.1 CARACTERÍSTICAS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL.

A. Nuevo régimen fiscal para Pemex Exploración y Producción (PEP):

El nuevo régimen fiscal se compone principalmente por tres derechos: el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH), el Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DSHFE) y el Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo (DEEP).

- ✓ El más importante de ellos es el DOH, el cual se calcula como una tasa sobre utilidades netas, es decir ingresos menos gastos y costos, dentro de los cuales es posible incluir los gastos de operación y administración, la inversión en exploración, desarrollo, ductos, mantenimiento no capitalizable, recuperación secundaria e inversión de años anteriores, así como, las cantidades efectivamente pagadas por el DSHFE y DEEP. En el caso de existir remanentes no deducidos se tendrá un periodo de 7 años para incluirlos en el costo a deducir. Para los primeros 4 años, la tasa para aplicar está en función del precio observado de la mezcla y del año de que se trate, a partir del 2010 la tasa será constante de 79%, independientemente del precio.
- ✓ El DSHFE será el resultado de aplicar una tasa que depende del precio de exportación sobre el valor anual del total de la extracción de petróleo crudo. Esta tasa varía de 1% cuando el precio de la mezcla mexicana alcance 22 dólares por barril a 10% cuando el precio alcance o supere los 31 dólares por barril. El destino será el Fondo de Estabilización para los Ingresos Petroleros.
- ✓ Finalmente, el DEEP se calculará como el 13.1% de la diferencia entre el precio de exportación y precio establecido en la Ley de



Ingresos por el volumen de crudo exportado, siempre y cuando la diferencia resulte positiva. El destino será el Fondo de Estabilización para los Ingresos de la Entidades Federativas y será acreditable contra el DSHFE.

B. Para los Organismos industriales y el Corporativo:

- ✓ Derivado de la eliminación de la RED y de la entrada en vigor de un régimen fiscal aplicable únicamente a Pemex Exploración y Producción (PEP), los Organismos Subsidiarios y el Corporativo pagarán el Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP) aplicado sobre ingresos menos gastos. Este régimen es similar al que aplica para cualquier empresa en México.

II.6.2 BENEFICIOS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

En el nuevo régimen fiscal tiene varios beneficios para Petróleos Mexicanos, entre los que destacan:

Establece un mecanismo que permite una transición gradual entre el régimen fiscal actual y una menor carga fiscal para la empresa.

Debido a que la recaudación se encuentra asociada directamente a la producción y esta a su vez, al nivel de inversión que Pemex ejerza, la disponibilidad adicional de recursos propios del Régimen Fiscal se reflejará en mayores niveles de inversión que a su vez se traducirá en una mayor producción de hidrocarburos y en mayor recaudación.

Lejos de generar una disminución en la recaudación incentiva a la empresa a realizar inversiones en proyectos que permitan aumentar la plataforma de producción, con el consecuente incremento en las aportaciones de Pemex a las finanzas públicas, en condiciones de viabilidad económica y financiera sustentable.



Es un régimen fiscal competitivo con los regímenes fiscales de países con características geológicas, de costos de desarrollo y de producción similares a los de México que permite deducir del pago de impuestos, los costos de exploración de crudo y gas, lo cual se traducirá en una mayor actividad de exploración y producción que habrá de traducirse en una mayor incorporación de reservas y producción de hidrocarburos.

Asimismo, promueve un mantenimiento adecuado de las instalaciones petroleras al hacer deducibles de impuestos los costos relacionados con estas actividades y permite a PEP alcanzar las metas comprometidas de producción y restitución de reservas de manera gradual y económicamente viable.

Finalmente, es destacable el hecho de que elimina las distorsiones económicas en la toma de decisiones de inversión, de operación y de comercialización de productos generadas por el actual régimen fiscal y contribuye a mejorar la situación financiera de la empresa ya que la deuda en que se incurre para financiar los proyectos de inversión disminuirá en los próximos años en un monto similar al de los impuestos ahorrados entre el actual régimen fiscal y el aprobado.

Cabe mencionar que durante el presente sexenio Petróleos Mexicanos ha realizado las inversiones más altas en su historia, las cuales si bien han logrado revertir la tendencia decreciente de la producción e incluso alcanzar máximos históricos en la producción de crudo y gas; más del 50% de estos recursos se han generado a través de endeudamiento y no con recursos propios, lo que ha deteriorado su situación financiera. Para poner en contexto esta cifra la inversión promedio de los últimos 4 años ha sido de 8.7 miles de millones de dólares con un endeudamiento promedio de 4.4 miles de millones de dólares. Asimismo, las pérdidas en



los resultados de la empresa han sido de 3.1 miles de millones de dólares promedio anual en los últimos 4 años, es decir, los ahorros de impuestos se traducirán en que Petróleos Mexicanos reducirá paulatinamente las perdidas permitiendo su capitalización. Con la entrada del nuevo régimen fiscal, se estima que la empresa dispondrá de recursos adicionales entre 2 y 4 mil millones de dólares anuales que se estima se incrementará a 5 mil millones de dólares en 2010, lo que permitirá mantener los niveles actuales de inversión, con un nivel de endeudamiento decreciente e incluso negativo, reflejándose lo anterior en una recuperación paulatina de la situación financiera de Petróleos Mexicanos.



II.7 CONCLUSIÓN.

El nuevo régimen fiscal:

- ✓ Permite a PEP operar como cualquier compañía petrolera en el mundo.
- ✓ Es competitivo, desde el punto de vista fiscal.
- ✓ Establece un mecanismo que permite una transición gradual entre el régimen fiscal actual y una menor carga fiscal para la empresa.
- ✓ Elimina distorsiones en las decisiones de inversión, generadas por el actual régimen fiscal.
- ✓ Deja fijo el límite máximo para deducir costos.
- ✓ Permite a Petróleos Mexicanos que el presupuesto que le autoriza el Congreso de la Unión pueda ser financiado con un mayor porcentaje de recursos propios y no con deuda. Esto no garantiza que la empresa obtenga los recursos presupuestales suficientes para llevar a cabo las inversiones que requiere; sin embargo, la solución a este problema es darle a Petróleos Mexicanos la responsabilidad de determinar su programa de inversiones. Para que la empresa pueda tener esta responsabilidad es imprescindible que salga del presupuesto federal lo cual no podrá llevarse a cabo sin que Petróleos Mexicanos opere en un marco de transparencia y rendición de cuentas. Los cambios en Ley Orgánica que pueden permitir esto están incluidos en varias iniciativas del Congreso. Estos cambios que están en discusión en las dos cámaras permitirán a la empresa cumplir con su responsabilidad de velar por el patrimonio petrolero que la nación le ha encomendado administrar.

Pero -siempre un pero- termino con una pregunta. ¿Quién o quiénes aportarán al fisco los dólares que ya no aporte Pemex? Esto nos remite



a la necesidad de una reforma fiscal integral. Este nuevo régimen de Pemex -que, evidentemente, se puede mejorar- apenas es un punto de partida. Importante, pero radicalmente insuficiente. ¡Sin duda!.



SISTEMAS FISCALES PETROLEROS INTERNACIONALES

3

III.1 INTRODUCCIÓN

La industria petrolera internacional se está transformando rápidamente. Muestra de ello son las fusiones de grandes compañías transnacionales durante los últimos años y los novedosos esquemas de asociación.

Los cambios en la industria petrolera están asociados, entre otras cosas, a la forma en que se ha modificado el sector energético. La intensa desregulación de los mercados eléctricos y de gas natural en muchos países del mundo tienen impactos directos e indirectos sobre las decisiones de las compañías petroleras internacionales.

Así es, que a nivel mundial se han desarrollado una tendencia hacia la apertura económica y la industria petrolera no es la excepción.

Con esta tendencia de apertura petrolera, donde se han roto las barreras a la entrada de empresas petroleras extranjeras a cualquier otro país, los gobiernos de los distintos países para apropiarse de la mayor renta petrolera han adaptado desde hace varias décadas una gran diversidad de sistemas fiscales entre empresas particulares y gobierno.

Por lo que este capítulo se explica de forma breve el funcionamiento de los sistemas fiscales petroleros más frecuentes en el mundo.



III.2 ELEMENTOS BÁSICOS EN LOS SISTEMAS FISCALES PETROLEROS

Los elementos básicos de los sistemas fiscales son aspectos de la relación del gobierno - contratista, donde algunos son normalmente determinados por la legislación y otros deben negociarse donde regularmente son los elementos que no se legislan. Se exige la flexibilidad para compensar las diferencias por ambas partes.

III.2.1 RENTA ECONÓMICA

Es importante entender el concepto de renta en la industria petrolera, ya que la colocación de un sistema impositivo sobre una empresa petrolera tiene como objetivo apropiarse de la mayor cantidad de dicha renta mediante impuestos y derechos sin dañar el crecimiento de la industria.

La teoría de la renta económica se enfoca en el producto de la tierra derivado de la fuerza laboral y del capital. Además analiza la forma y establece que las ganancias de una empresa sean repartidas entre los factores de producción. A los trabajadores se les retribuye con los salarios, a los propietarios del capital les corresponde cierta utilidad o ganancia; y a los propietarios de la tierra o los recursos, les corresponde la renta económica.

Para efectos de la industria petrolera, la renta económica es aquella parte de la ganancia que el Estado retiene como propietario de los recursos petroleros. Este principio es universal y funciona para cualquier estado. *Renta petrolera económica es la diferencia entre el valor de la producción y los costos implícitos en su extracción, éstos costos*



consideran la exploración, el desarrollo, la operación del campo y una adecuada ganancia para la empresa.

En un contexto dinámico, la renta petrolera es el valor presente (esperado) de la producción después de que todos los costos mínimos necesarios para hacer sostenible la exploración, el desarrollo de nuevos campos y la producción en campos existentes han sido deducidos, así como una participación en las ganancias para la industria petrolera. *La renta es un excedente. Renta económica es sinónimo de utilidades excedentes.*

En la **Figura III.1** se muestra la asignación de ingresos por concepto de producción de hidrocarburos, así como la división de costos y ganancias. Las ganancias del gobierno son iguales a la utilidad bruta menos los costos totales (exploración, desarrollo, operación y participación del contratista). También muestra como el gobierno y el contratista comparten tanto los costos como las ganancias. Los costos de exploración, de desarrollo y operación corren a cargo del contratista los cuales recupera hasta que exista la producción. El remanente de la ganancia total es la renta económica correspondiente al gobierno, siempre que el sistema sea eficiente.

Por lo tanto, la recaudación de la renta petrolera tiene entonces que ser la máxima posible, de tal manera que la parte restante, el remanente de operación, alcance justamente para cubrir las necesidades de inversión en nuevos proyectos de exploración y desarrollo de campos en producción y, al mismo tiempo, los impuestos no generen distorsiones. A este óptimo se le llama "el primer mejor". Sin embargo, en la realidad sólo se puede generar aproximaciones a él.





* Desde el punto de vista del gobierno

Figura III.1. Origen de la Renta Económica.

Así es que los gobiernos buscan capturar el máximo de renta económica posible mediante impuestos, regalías, bonos, etc. Pero sabemos que las compañías tienen experiencia en el manejo de los sistemas fiscales, por lo que, también intentan obtener las mayores ganancias posibles y reducir los impuestos.

En este sentido, el objetivo de los gobiernos es diseñar un sistema fiscal en el que, cuando existe competencia, los derechos de exploración y desarrollo sean adquiridos por aquellas compañías que les asignen un mayor valor. En la ausencia de competencia, los incentivos de eficiencia deben generarse en los sistemas fiscales, lo que no es una tarea fácil.

Por lo que gobiernos y empresas están constantemente diseñando y promoviendo cambios en los regímenes fiscales con la finalidad de



estimular apropiadamente las actividades de exploración y producción, y beneficiar al país en su conjunto.

De acuerdo a la definición anterior de renta petrolera tenemos lo siguiente:

$$RP = Y - C - G$$

donde :

RP = Renta Petrolera

Y = Ingresos brutos totales por venta de bienes y servicios

$$Y = P * Q$$

P = Precio internacional de la mezcla del crudo

Q = Volumen total de ventas de hidrocarburos

C = Costos totales

G = Ganancias de la empresa

Cuando se incrementan los precios de los hidrocarburos aumenta la renta petrolera y cuando disminuyen también disminuye la renta.

Si los inversionistas de la industria petrolera tienen costos altos la renta será menor y lo mismo ocurre con la participación del inversionista en los ingresos brutos. Lo mismo ocurre con los volúmenes de producción, entre más barriles venda un país se apropiará de una mayor renta. Pero los gobiernos controlan la renta petrolera que se apropia el Estado colocando límites a los costos deducibles de impuestos y controlando los porcentajes de ingresos exigidos a las empresas petroleras.



III.2.1.1 GANANCIA DEL CONTRATISTA

La ganancia del contratista esta basada en un porcentaje, incluidas en los derechos del contrato. Y la ganancia del gobierno es el complemento de esto.

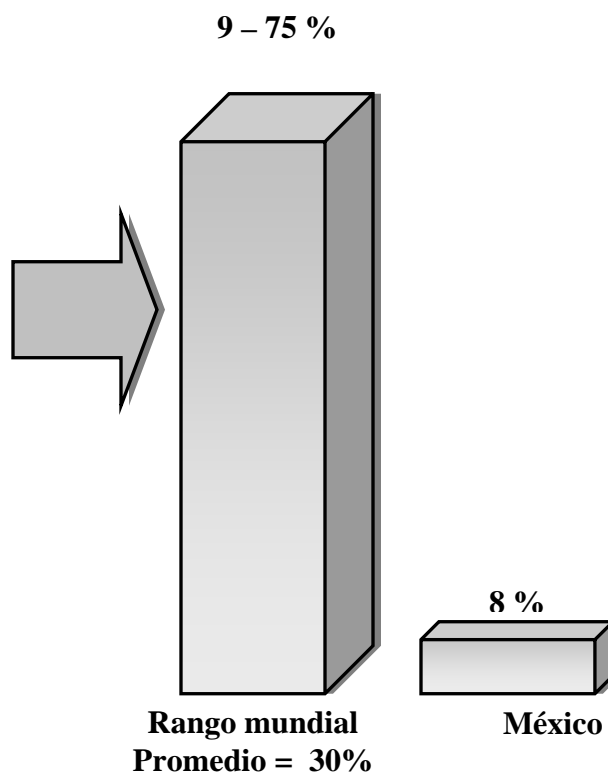
La ganancia del contratista proporciona una comparación importante entre un sistema fiscal y otro. Se enfoca exclusivamente en la división de ganancias y correlaciona directamente los valores de las reservas, el tamaño del campo, numero de pozos y otras medidas económicas. Por ejemplo, en Abu Dhabi, las empresas obtienen una ganancia que varía entre 9 y 12 % del total. En Estados Unidos éstas varían entre 42 y el 53 %, y existen otros países como Irlanda y España, donde las empresas obtienen ganancias muy arriba del 50 %. **Figura III.2**

Naturalmente que las ganancias varían de país a país, ya sea por utilizar distinto régimen fiscal o por utilizar diversas bases o tasas impositivas.

El monto de la ganancia depende de gran medida del grado de estímulo que el gobierno quiera darle a determinada fase de la industria petrolera. En el caso de los países fuertemente productores y escasamente consumidores, los gobiernos capturan de campos en desarrollo la máxima cantidad de ganancia, pero estimulan con exenciones fiscales la inversión en la exploración y en campos marginales. También se observa que en los países fuertemente consumidores y escasamente productores, la fiscalidad tiende a favorecer fuertemente la exploración del subsuelo nacional y a desalentar el consumo de combustibles.



País	Ganancia del inversionista (%)	Participación máxima del gobierno (%)
Abu Dhabi	9-12	0
Albania	20-25	0
Angola	20	50
Australia	40-45	0
Camerún	14-16	50
China	38-41	51
Colombia	30-37	51
Congo	30-35	50
Egipto	24-28	50
España	60	0
E. U.	42-53	0
Filipinas	44-47	0
Gabón	20-25	10
India	30-42	30
Indonesia	11-13	15
Irlanda	75	0
Korea	36-40	0
Malasia	14-19	15
Marruecos	40-44	0
Nva Zelanda	47-51	0
Nigeria	10-18	?
Noruega	18	?
Siria	18-22	0
Thailandia	30-44	?
Vietnam	30	0



Fuente: Nuevo Régimen Fiscal Petrolero para México. Antonio Narváz Ramírez. Publicación CIPM. 2001. Página 52.

Figura III.2. Ganancias para las empresas por países.

III.2.2 NEGOCIACIONES

Los gobiernos cuentan con diferentes formas de obtener la mejor renta económica del sector petrolero, algunos son bien diseñados y eficientes, sin embargo, no todos son funcionales, el problema fundamental es que en ocasiones las características específicas de la exploración, explotación y/o desarrollo se encuentran dentro de las condiciones de un régimen fiscal.



La estructuración de un sistema fiscal apropiado bajo una gran variedad de circunstancias es casi imposible.

El propósito de una estructuración fiscal e impuestos, es capturar toda la renta económica. Esto es consistente, para dar a la industria una razonable repartición de las ganancias. Sin embargo el nivel de las ganancias en la industria considerado ser justo y razonable es discutible.

El problema de la división de las ganancias es el verdadero asunto a tratar en las negociaciones entre el gobierno y la compañía petrolera, donde el gobierno puede establecer las condiciones de participación mediante su esquema fiscal y las compañías interesadas deberán a pegarse y negociar lo que el gobierno considere pertinente.

III.2.2.1 OBJETIVOS DEL GOBIERNO

El objetivo de los gobiernos es maximizar la obtención de riqueza de sus recursos naturales, fomentando los niveles adecuados de exploración, desarrollo y producción. Para ello, deben diseñar sistemas fiscales que:

- Permitan una adecuada tasa de retorno, tanto para el Estado como para la industria.
- Desincentiven la especulación.
- Mantengan al mínimo la complejidad administrativa.
- Proporcionen flexibilidad.
- Crear una competencia sana y eficiente mercado.

El diseño de un sistema fiscal eficiente debe tomar en consideración tanto los riesgos políticos y geológicos como los beneficios potenciales.



III.2.2.2 OBJETIVOS DE LA COMPAÑÍA PETROLERA

Los objetivos de las compañías petroleras es realizar operaciones y maximizar la producción de reservas de gas y aceite a bajo costo para obtener las mayores ganancias posibles. Para las compañías lo ideal sería realizar sus operaciones básicamente en grandes yacimientos, desafortunadamente, los grandes yacimientos se encuentran bajo los enormes términos fiscales.

Los aspectos económicos primarios en las negociaciones del contrato, son la obligación en el trabajo y términos fiscales, a veces estos son referidos colectivamente, como " términos comerciales ".

III.2.2.3 LOS PAGOS EXTRAORDINARIOS

Se pagan las gratificaciones extraordinarias cuando la producción de una área del contrato dada o campo alcanza un nivel específico-normalmente algún múltiplo de 1,000 bpd.

A veces los pagos en efectivo se hacen en la finalización de las negociaciones o en la firma del contrato, de ahí al terminó de la misma. Aunque los pagos del dinero en efectivo son muy comunes, la paga extraordinaria puede consistir en equipo o tecnología.

III.2.2.4 REGALÍAS

Las regalías son un concepto fundamental, y el tratamiento es similar en la mayoría de todos los sistemas fiscales. Se toman las regalías por encima del ingreso total. Algunos sistemas permitirán un respaldo de costos de transportación. Esto ocurre cuando hay una diferencia entre el punto de valoración para el cálculo de regalías propuesto y el punto de venta.



Una regalía es una proporción específica que se cobra de una cantidad fija por barril o tonelada. Este tipo de regalía es relativamente poco conocido, pero también puede pasar por otro nombre, tal como "arancel de la exportación", así encontrado en la antigua Unión Soviética.

Las escalas de regalías tienen un rango de cero a 20%. Donde arriba del 15% es excesivo. Es ineficiente y contraproducente tener las regalías altas.

III.2.2.5 ESCALA DE PORCENTAJES

Un rasgo encontrado en muchos sistemas fiscales petroleros es una escala de porcentaje de ganancias utilizada para establecer las regalías, impuestos, y otras especificaciones. Dicha escala se basa en la producción diaria, la cual debe escogerse cuidadosamente. Si las proporciones son demasiado altas, entonces el sistema no tiene una escala de porcentajes flexible eficaz.

III.2.2.6 RECUPERACIÓN DE LOS COSTOS

La recuperación de los costos es un concepto antiguo. Y son los medios por el cual el contratista se compensa de sus costos de exploración, desarrollo, y funcionamiento. El mecanismo de recuperación de costo es uno de los rasgos más comunes de los sistemas fiscales.

A veces el rango de recuperación del costo puede representar una diferencia en los cálculos de flujo de dinero en efectivo. Esto es particularmente el caso si ciertos artículos de recuperación de costo están sujetos a impuestos. Si la recuperación del costo es grande, entonces el gobierno puede terminar con sólo un porcentaje pequeño de la producción, dependiendo en la estructura contractual - fiscal.



III.2.2.7 COMERCIALIZACIÓN

Un aspecto importante de la exploración internacional es el problema de comercialización.

Algunos regímenes simplemente le permitirán al contratista decidir si para o sigue las operaciones de desarrollo. Otros sistemas tienen un requerimiento de comercialidad. Este requerimiento pone esencialmente la carga de prueba sobre el contratista acerca del desarrollo o no, o de un descubrimiento si es económicamente beneficioso para el contratista y el gobierno. Los sistemas con importantes límites en el acceso del contratista para acumular los réditos tienen la pequeña necesidad por un requerimiento de comercialidad. Pero los países que no tienen ninguna recuperación del costo limitan y las bajas regalías se protegen a menudo con una cláusula de comercialidad.



III.3 SISTEMAS O RÉGIMENES PETROLEROS MÁS FRECUENTES

En todo el mundo existen una gran variedad de sistemas o regímenes fiscales aplicados a las empresas de la industria petrolera. Cada país maneja diferentes tipos de sistemas fiscales según la etapa de producción, distribución o comercialización de hidrocarburos y otras características, por lo que se dice que existen más sistemas fiscales que países.

Un **sistema o régimen fiscal petrolero** son los términos y las condiciones establecidos en un contrato de común acuerdo entre la compañía petrolera local (del país) y la compañía petrolera internacional, se compone de pagos realizados por concepto de impuestos y derechos que tiene una empresa petrolera nacional o extranjera con el Estado en donde se realiza sus operaciones y que implica obligaciones de ambas partes, tales como el otorgamiento de información y el volumen de producción determinado.

Un **impuesto** es una aportación, prestación, extracción o contribución expresada en la ley que grava a los individuos, propiedades, consumo, ventas, legados, etc. Son de carácter obligatorio. Y un **derecho** es un pago que se hace por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la nación. Los derechos se clasifican dentro de los ingresos no tributarios.

Para diseñar un sistema o régimen fiscal petrolero los países consideran el marco legal relacionado con los recursos petroleros, las estrategias de desarrollo, las actividades a estimular, la tradición y las experiencias obtenidas, por lo que cada régimen posee características que lo



diferencian del resto. El diseño de un sistema fiscal eficiente debe tomar en consideración tanto los riesgos políticos y geológicos como los beneficios potenciales.

En general los sistemas fiscales petroleros se dividen en dos grupos básicos:

a) Sistema o Régimen de Concesiones.

b) Sistema o Régimen de Contratos.

La diferencia fundamental radica en la forma de considerar la propiedad de los recursos petroleros. En la **Figura III.3** muestra los dos sistemas básicos de sistemas petroleros, los cuales son: los sistemas de concesiones y sistemas de contrato o contractuales, estos se subdividen en Contratos de Servicio (CS), Contratos de Producción Compartida (CPC) y de Avanzada. A su vez los contratos de servicio se subdividen en Contratos de Servicio Puro ó Contrato Puro (CP) y Contratos de Servicio de Riesgo o simplemente Contratos de Riesgo. (CR).



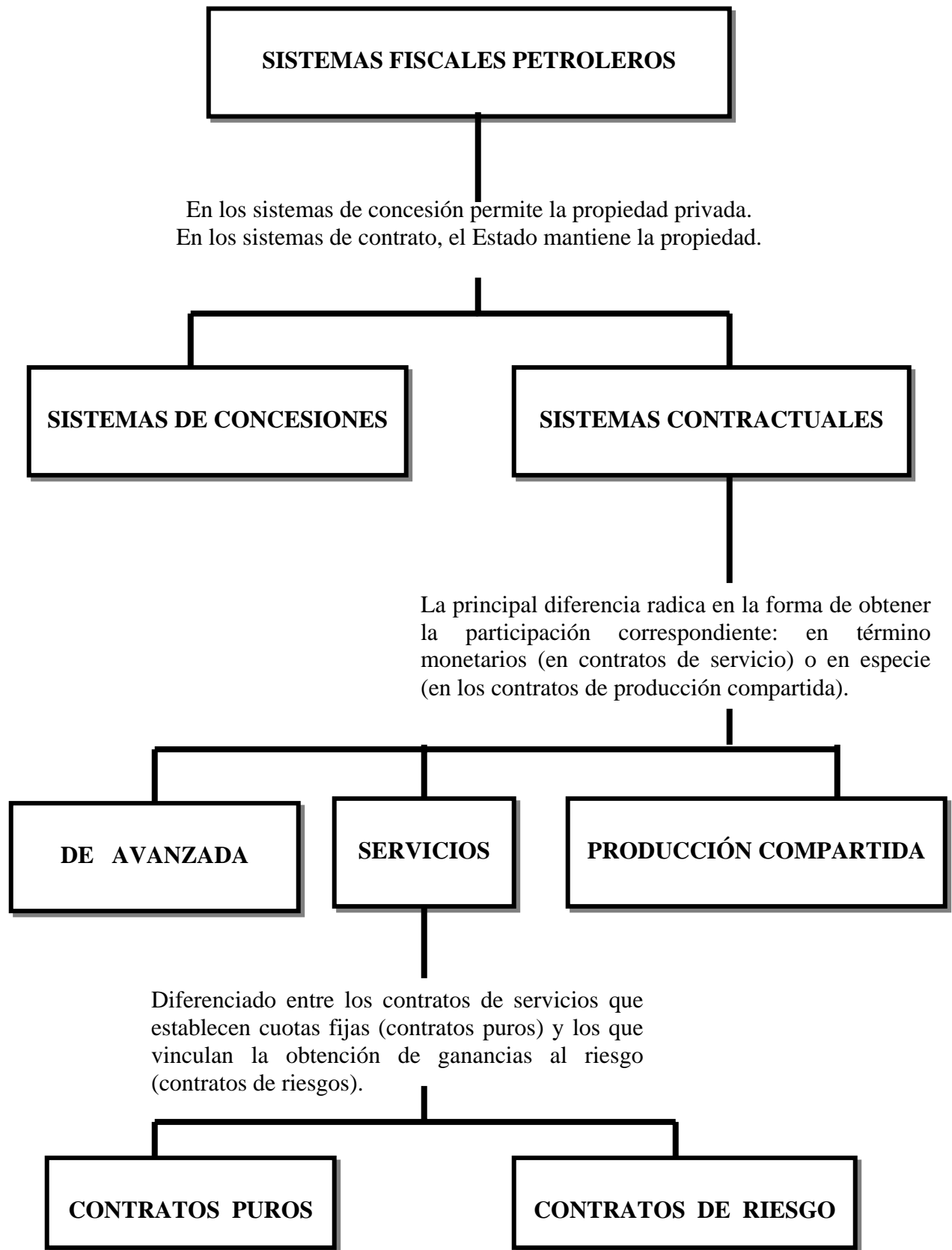


Figura III.3 Tipos de Sistemas Fiscales Petroleros.



Los sistemas suelen usar una combinación de los siguientes instrumentos fiscales:

- Bonos a la firma.
- Bonos a la producción.
- Regalías.
- Impuesto sobre la renta.
- Contratos de producción compartida.
- Reparto de utilidades e impuestos especiales.
- Impuesto al valor agregado.
- Derechos de importación, impuestos a las ventas—facturación—
- Impuesto a la propiedad.
- Impuesto sobre consumo.

Un solo país puede tener diferentes tipos de sistemas fiscales. Por ejemplo, en Nueva Guinea se aplican las concesiones, los contratos de producción compartida, así como los contratos de riesgo; en Argentina varios tipos de contratos pero no concesiones; en Venezuela utiliza contratos de riesgo y de repartición de la producción. De la misma forma muchos países utilizan uno o varios sistemas a la vez, como se observa en la **Tabla III.1**



CONTRATOS DE PRODUCCIÓN		
CONCESIÓN	PRODUCCIÓN COMPARTIDA	CONTRATOS DE RIESGO
Abu Dhabi Algeria Brunel Estados Unidos Francia Holanda Inglaterra Moroco Noruega Nueva Zelanda Pakistan Papua Nueva Guinea Tunez	Algeria Angola Argentina Bolivia China (gas) China (aceite) China (offshare) China (onshare) Egipto Gabon Guínea Malasia Malta Moroco Nigeria (offshare) Nigeria (onshare) Siria Venezuela	Filipinas Algeria Argentina Bolivia Brasil Colombia Congo Chile España Ghana Guínea Moroco Peru Tailandia Venezuela

Fuente: Nuevo Régimen Fiscal Petrolero para México. Antonio Narváez Ramírez. Publicación CIPM.2001

Tabla III.1 Países y sus Sistemas Fiscales.

Hay tres principales razones por las cuales existen una gran diversidad de sistemas fiscales^{3.1}:

- 1.- Capturar la máxima renta económica estimulando la inversión privada y sin afectar las inversiones de las empresas petroleras de gobierno.
- 2.- Considerar los riesgos de la industria petrolera para diseñar su régimen, principalmente en la exploración y producción, con lo que permiten operar con rentabilidad campos marginales.

^{3.1} Nuevo Régimen Fiscal Petrolero para México. Antonio Narváez Ramírez. Publicación CIPM.2001



3.- A los gobiernos les conviene tener un marco legal lo suficientemente flexible para asegurar negociaciones que maximicen el valor económico de los recursos petroleros.

Así con la finalidad de obtener la máxima renta económica recientemente los países han adoptado otros sistemas fiscales. Entre ellos podemos mencionar:

- Contratos de tasa de retorno (Return of Rate –ROR-). Sistemas basados en el porcentaje de ganancias que se espera obtener.
- Contratos con factor R o de rentabilidad acumulada. Éstos utilizan una escala impositiva en función de la producción obtenida.
- Joint Ventures. Asociaciones donde regularmente la compañía extranjera asume los costos.
- Contratos de asistencia técnica (Technical Assistance Contracts – TAC's -). Este tipo de contratos tienen la finalidad de mejorar campos menos atendidos.

Todos estos contratos o sistemas son menos frecuentes en la industria petrolera y son llamados " Sistemas de Avanzada". Éstos, nacen como respuesta a la necesidad del país de aprovechar ciertos recursos naturales que bajo los esquemas tradicionales resultaban riesgosos o financieramente poco atractivos.

III.3.1 SISTEMA DE CONCESIÓN

En el sistema de concesión (concessionary system) como lo indica su nombre, conceden o permiten la propiedad privada de los recursos petroleros. En la mayoría de los países que adoptan este sistema, el gobierno posee todos los recursos petroleros; pero bajo la concesión, éstos se transferirán a quien hace las inversiones para aprovecharlos. El



ejemplo más claro de este tipo de sistema es Estados Unidos, donde los individuos pueden poseer los derechos para el aprovechamiento de los recursos petroleros.

Estos tipos de sistemas son los más antiguos a nivel mundial y en los años noventa fueron los más generalizados aunque no para los países productores de petróleo más grandes.

Los acuerdos concesionarios iniciaron en los años sesenta ya que las concesiones eran consideradas como la norma general de contratación petrolera entre un país y otro. Para esta década, casi hasta 1973 las compañías fijaban el precio y asignaban una pequeña parte de la renta a los propietarios territoriales.

III.3.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CONCESIÓN

- Permiten la propiedad privada de los recursos minerales.
- Su origen se encuentra en el derecho anglosajón.
- El gobierno que ostenta los derechos de propiedad de los recursos de hidrocarburos puede transferir su titularidad a una compañía para su producción.
- Bajo este esquema, la compañía que recibe concesión se sujeta al pago de regalías e impuestos.

Las concesiones iniciaron con la aplicación de un pequeño royalty. Un **royalty o regalía** es el pago que tienen que realizar las empresas petroleras al gobierno por el uso de la tierra. Actualmente, los sistemas concesionarios utilizan más herramientas como el impuesto sobre la renta.



En la **Figura III.4** se muestra la distribución de costos y ganancias bajo un sistema de concesión simple. En este ejemplo se calcula la parte que le corresponde a la empresa contratista y la que le corresponde al Estado.

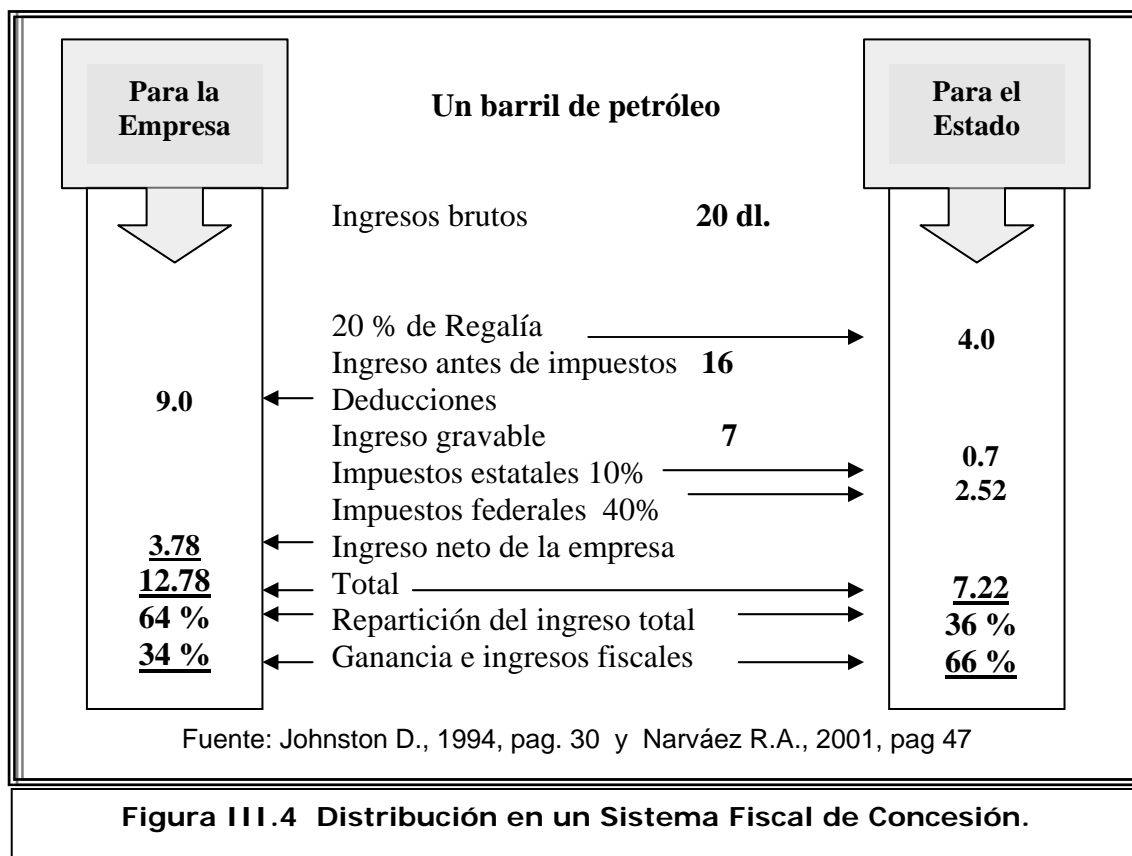
Consideremos el ejemplo tomando en cuenta un barril de petróleo cuyo precio es de 20 dólares y aplicando una regalía del 20 % sobre los ingresos brutos por parte del gobierno, por lo que la deducción es de 4 dólares dando como resultado una renta de 16 dólares .

A la empresa se le permite deducir sus costos de recuperación (costo de operación, depreciación, amortización, agotamiento y costos de perforación) y costos intangibles de perforación, dando la suma de dichas deducciones de 9 dólares. Al restarle a los ingresos brutos la regalía y las deducciones se obtiene el ingreso gravable, para este caso es de 7 dólares.

Continuando se aplica una tasa impositiva, en este caso se tienen dos; una estatal y otra federal, siendo la primera del 10 % que equivale a 0.7 dólares y la segunda de 40 % que equivale a 2.52 dólares, sumando el impuesto total da un 46% equivalente a 3.22 dólares.

De tal manera que al final el gobierno se quedó con 7.22 dólares representando el 36 % y la empresa se quedó con 12.78 dólares representando el 64% del total. Sin embargo, después de descontar los costos la empresa se queda con 3.78 dólares representando un 18.9% y correspondiéndole al estado 16.22 dólares representando un 81.1 %. Es decir, que bajo este régimen de concesión y las características iniciales el Estado resulta beneficiado.





Este régimen puede aplicarse fácilmente mientras las leyes permitan la propiedad privada de los hidrocarburos. En cuanto al porcentaje de regalía, éste es el resultado de negociaciones previas entre el gobierno y el inversionista, ya que una regalía elevada representa una limitante para un buen régimen y para los recursos necesarios para el crecimiento de la empresa petrolera. También en la negociación se tienen que definir muy bien de forma clara cuales son las variables deducibles a considerar para el cálculo, es decir conocer los costos y gastos que se restarán antes del pago de impuestos de lo contrario habrían desacuerdos y cada parte tratará de manejarlo a su conveniencia.



ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Cuando se adopta un sistema fiscal se pretende alcanzar dos objetivos principales: obtener la máxima renta petrolera para el gobierno e incentivar la inversión en campos petroleros, es decir que tanto el gobierno como el inversionista obtengan beneficios.

Por lo que para cada tipo de régimen se debe evaluar la sensibilidad de los ingresos fiscales y de la ganancia para la empresa respecto a los ingresos brutos y a los costos, teniendo:

** Variación de los ingresos fiscales respecto a los ingresos de la empresa debe ser positiva, esto es, conforme se incrementan los ingresos brutos ya sea por incremento de precios o mayores cantidades vendidas, la renta debe aumentar y, por ende los ingresos fiscales.*

** Variación de las ganancias de la empresa con respecto a los costos debe ser negativa, esto es, cuando el inversionista sea competitivo (con costos bajos) su rentabilidad será mayor y existirá un incentivo a incrementar la eficiencia de la empresa.*

Además, para que un sistema sea progresivo cuando incrementan los costos debe de aumentar la participación de la empresa en el producto de tal forma, que exista un incentivo para invertir en los campos marginales, cuyos costos son muy elevados.

Por lo tanto, *en un régimen concesionario hay transferencias de propiedad, los ingresos fiscales son muy sensibles a cambios en los precios, incentiva la competitividad de los inversionistas pero no la inversión en los proyectos petroleros más costosos.*



III.3.2 SISTEMA DE CONTRATOS

En este tipo de sistema, se caracteriza porque el gobierno no permite la propiedad de los recursos petroleros, es decir, el Estado mantiene la propiedad de los recursos y las empresas, sean éstas estatales o privadas, reciben una parte de las utilidades o de la producción, de acuerdo al contrato previamente establecido.

En los sistemas de contrato se encuentran los llamados Contratos de Servicio (Service Contracts), y los Contratos de Producción Compartida (Production Sharing Contracts – PSC -)

III.3.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE CONTRATOS

- El Estado mantiene la propiedad de los recursos.
- Las empresas petroleras tienen derecho a recibir participación de la producción o de las ganancias de la venta de crudo y el gas, según lo estipulado en un contrato de producción compartida o de servicios.
- Este esquema está basado en el derecho francés de la era napoleónica, en el que la propiedad de los recursos minerales corresponden al Estado de manera inalienable.

III.3.2.2 CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA

Otro tipo de régimen fiscal que existe en distintos países del mundo es el de contratos de producción compartida (CPC) (Production Sharing Contracts – PSC -). En este tipo de régimen no hay transferencia de propiedad de los recursos petroleros, el pago a la empresa se hace otorgando un porcentaje negociado de la producción por los servicios efectuados y la totalidad de la inversión de riesgo tanto financiero como técnico la efectúa el contratista. Y los costos del contratista son



reembolsados hasta el momento que se tiene producción y la producción remanente se reparte entre el Estado y el contratista, bajo condiciones negociados previamente.

Con los eventos geopolíticos de las décadas de los sesenta e inicios de los setenta, que se caracterizaban a favor de las nacionalización, los beneficios de las actividades petroleras estuvieron a favor de los propietarios del subsuelo y ya no de las compañías extranjeras. Desde aquí las "nuevas fórmulas utilizadas se materializaron los postulados de las rentas diferenciales o absolutas por parte del propietario territorial y la compensación al nivel de la rentabilidad normal para el capital" tiempo en que surgen los CPC.

Existen CPC que utilizan el pago de una regalía y otros que no^{3.2}. El rango de regalías es de un 0 % hasta un 20 %, aunque se considera que una regalía mayor de 15 % se considera excesiva. El pago de la regalía puede estar o no en función de los niveles de producción, esto es, a mayor producción mayor regalía.

La diferencia principal que tiene con los regímenes concesionarios es que los CPC frecuentemente tienen un *límite en los costos de recuperación*^{3.3} y las concesiones no. Este límite regularmente se encuentra en un rango del 30 % al 60 %^{3.4}. Si los costos sobrepasan el límite establecido, la cantidad restante se deducirá en los siguientes

^{3.2} Un ejemplo es Indonesia, país que utiliza CPC sin aplicación de regalía.

^{3.3} El costo de recuperación es aquel que le permite al inversionista recuperar los costos de exploración, desarrollo y operación fuera de las ventas brutas.

Los regímenes de Perú (1971 y 1978) y de Trinidad y Tobago (1975) no tenían límites en los costos de recuperación. También existen regímenes en los cuales el gobierno cubre una parte de los costos de y el inversionista otra.

^{3.4} El 75 % de los sistemas fiscales tienen un rango de 40 % al 60 %. (Jonhston Daniel. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts 1994, pag. 62). El límite de los costos de recuperación puede varias según el tipo de campo o proyecto. Si se trata de un campo marginal bastará con que se coloque un límite pequeño porque éste tendrá un gran impacto, lo que no ocurrirá con un campo muy rentable.



años. Los costos de recuperación son similares a las deducciones en un régimen concesionario.

Otra característica de los CPC son los *bonos*. Estos son pagos en efectivo o en equipo o en tecnología que realiza la empresa al gobierno. Algunos son cubiertos cuando comienza la producción y otros después de acumular un determinado volumen. No todos los CPC contienen bonos. Generalmente se utilizan múltiplos de 1 000 bpd.

El primer CPC surgió en 1996 en Indonesia, mediante un acuerdo entre Pertamina (antes Permina), empresa petrolera indonesia, y una empresa extranjera.

El régimen fiscal indonesio es uno de los más importantes no solo por haber sido el primer CPC desarrollado en el mundo sino por la cantidad de empresas petroleras extranjeras operando y los contratos firmados en Indonesia (para 1994 operaban aproximadamente 50 compañías extranjeras y ya se habían realizado acerca de 100 CPC).

Entre sus características principales se encontraban las siguientes:

- a) La propiedad de los hidrocarburos era única y exclusivamente del Estado.
- b) Había una repartición de la producción y no de ganancias.
- c) La empresa extranjera debía de entregar anualmente los programas y presupuestos, así como el financiamiento y tecnología. El equipo que compara ésta sería propiedad de Pertamina (la empresa petrolera nacional).
- d) Los costos de recuperación no deberían de superar el 40% de la producción, es decir, que existía un límite del 40% en los costos deducibles.



- e) La producción después de recuperar costos se repartía en un 65% / 35% a favor de Pertamina.

Los actuales CPC aún mantienen características similares al primer CPC.

En la **Figura III.5** se muestra la distribución de ganancias y costos, para ilustrar los actuales CPC empleados en muchos países se supone lo siguiente:

Un barril de petróleo	= 20 dls
Regalía	= 10% (sobre ingresos brutos)
Límite de costos de recuperación	= 40%
Repartición de la producción	= 60% / 40 % a favor del gobierno
Tasa impositiva	= 40%

Después del pago de la regalía y de descontar el 40% de los costos, los ingresos restantes son de 10 dls, los cuales se dividen entre la empresa y el gobierno. Quedándose 4 y 6 dls respectivamente. Al final la empresa se queda con el 20% de ganancias y la recaudación fiscal es del 80%. Es decir, que con este sistema, al igual que con el anterior, el Estado es el beneficiado, ya que se obtienen ingresos fiscales mayores.



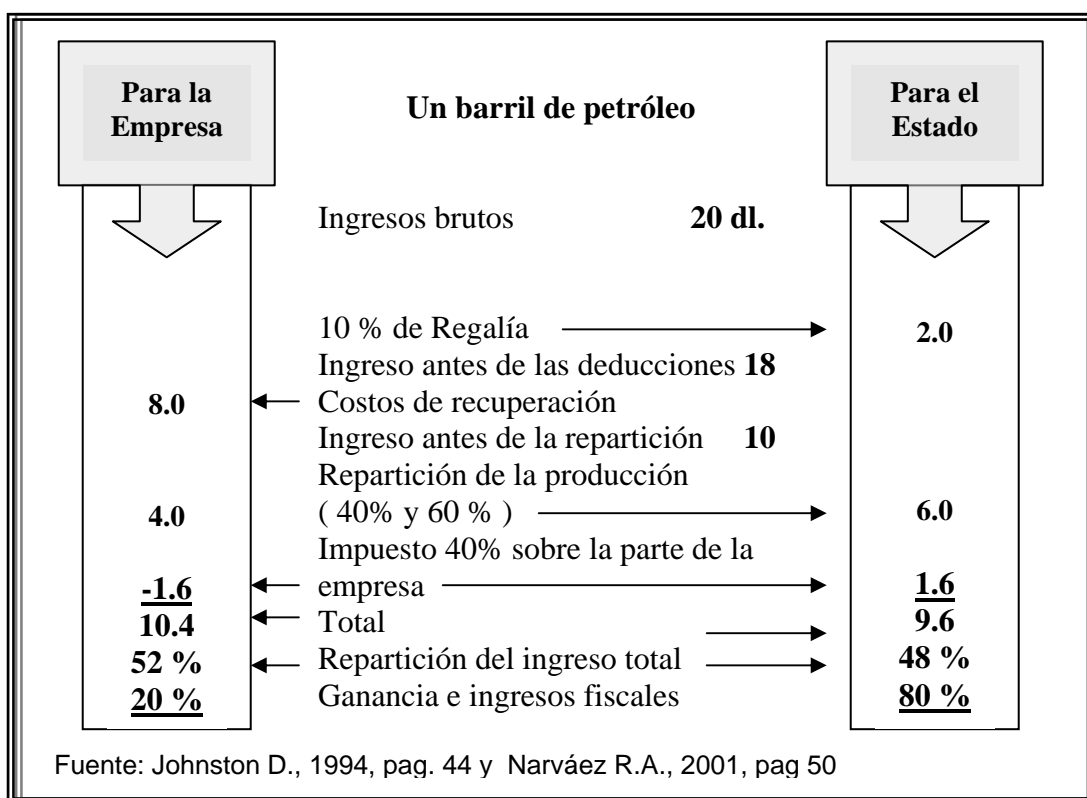


Figura III.5 Régimen de Contratos de Producción Compartida. (CPC).

Los CPC pueden ser adaptados para satisfacer las condiciones y necesidades específicas de un gobierno, las características de dicho contrato dependerá de los trabajos a realizar, condiciones del campo a explotar, tipo de hidrocarburos y el rango de incentivos para condiciones específicas.

Cabe mencionar que en la distribución de costos y ganancias en un CPC, al iniciar el trabajo el contratista se encarga de los costos de exploración, así como la inversión para el desarrollo del campo. Cuando el campo se pone en explotación el contratista debe de recuperar los costos hasta ser cubiertos totalmente. Aquí en adelante comienza la ganancia para ambas partes (gobierno – contratista), dichas ganancias se dividen en tres partes: ganancias del gobierno, ganancias del



contratista y costos de operación. Así se lleva hasta el final de la explotación del campo.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En los Contratos de Producción Compartida un incremento de en los precios elevará los ingresos fiscales y también las ganancias del inversionista. La empresa estará realmente incentivada a disminuir sus costos.

Por lo tanto, con los contratos de producción compartida (CPC) no hay transferencia de propiedad, se obtienen ingresos fiscales altos y éstos son más sensibles a cambios en el precio (en comparación con un sistema de concesión), no existe un gran incentivo en la disminución de costos de los inversionistas y es un sistema regresivo^{3.5}.

Cabe mencionar lo que ocurre cuando se tiene una regalía fija, por ejemplo el cobro de 1 dólar por barril. Esto puede actuar en contra de la empresa porque si bajan demasiado los precios, el royalty puede contribuir a que se tengan pérdidas desde un inicio de la contabilización. Es preferible una escala de regalías en función de la producción. Conforme se incrementa la producción se incrementará la regalía. Por ejemplo, un campo marginal cuya rentabilidad es muy baja y que necesita el 50% de las ventas brutas a lo largo de la vida del proyecto para recuperar el capital. Una regalía de 20% representaría el 40% de las ganancias, por lo tanto, en los primeros años se generarán pérdidas. Una posible solución es la utilización de una escala de regalías como la siguiente:

^{3.5} Se considera un sistema "regresivo", cuando el sistema impositivo que recauda mayor proporción de la renta cuando los precios del petróleo son bajos y/o los costos de producción son altos.



<u>Producción diaria</u>	<u>Regalía</u>
Hasta 10 000 bpd	5%
10 001 a 20 000 bpd	10%
Más de 20 000 bpd	15%

Si utilizamos una escala de regalías los ingresos fiscales se incrementarán conforme se incremente la producción y viceversa.

Generalmente entre más grande sea el campo más grande es la regalía. Sin embargo si la producción supera los 50 000 bpd puede ser demasiado alto o si es de 10 000 bpd puede ser demasiado bajo. La mayoría de los campos producen del 15% al 20% de sus reservas.

También pueden existir los " compromisos de trabajo ", éstos consisten en los kilómetros permitidos para explorar y explotar los hidrocarburos y el número de pozos que puede realizar empresa petrolera. Algunas veces los intereses son considerados como deducciones.

Aunque la totalidad de la inversión la asume el inversionista, existen costos inevitables que el gobierno tiene que asumir en los CPC. Esto es porque al final el Estado es el dueño de todo el equipo, infraestructura, plataformas y tuberías. Los costos inevitables (abandonment costs) son los costos para recuperar solo los costos de exploración, desarrollo y operación. El gobierno los cubre de forma indirecta por que se toman como una deducción, esto puede constituir un incentivo en la industria.



III.3.2.3 CONTRATOS DE SERVICIO

Un **contrato de servicio** (service contracts) es un tipo de régimen fiscal internacional en el cual el pago del gobierno a la empresa se hace en efectivo y no en especie como en el caso de los contratos de producción compartida. En principio básico una empresa petrolera ofrece sus servicios al gobierno desde la exploración de una nueva área petrolífera (contrato de riesgo compartido) hasta áreas de desarrollo y explotación de un campo ya existente.

En el contrato de servicio, el gobierno mantiene los derechos de la propiedad sobre reservas y producción de hidrocarburos, además controla los planes de desarrollo y niveles de inversión.

Mientras que el contratista simplemente es operador de la vida económica del proyecto y pocas veces puede acceder a la producción mediante un contrato de compra – venta de petróleo.

Existen dos tipos de contratos de servicio: **contrato de servicio puro** si el pago que realiza el gobierno a la empresa es fijo y no depende de las ganancias de la empresa y **contratos de servicio de riesgo** o únicamente llamados **contratos de riesgo**, si el pago se hace en efectivo y se calcula en base a las utilidades de la empresa. Los contratos de servicio puro se presentan muy rara vez.

III.3.2.4 CONTRATOS DE SERVICIO DE RIESGO

Los contratos de servicio se basan en una simple formula:

El contratista provee todo el capital necesario para la exploración y desarrollo de recursos petroleros, si en la exploración se tiene éxito el



gobierno permitirá al contratista recuperar sus gastos mediante la venta del crudo o gas y pagar al contratista sus comisiones basado en un porcentaje de los ingresos remanentes.

Ésta comisión muchas veces esta sujeta a impuestos, donde toda la producción le corresponde al gobierno.

La importación de hidrocarburos de países es una causa probable de usar contratos de servicio, pues ellos necesitan el petróleo. En 1994 se comenzaron a usar convenios de servicio en países como: Argentina Brasil, Chile, Ecuador, Perú, Venezuela y Filipinas. En Perú se puede usar un contrato de servicio o una concesión.

Cuando se usa el término *contrato de servicio* se sobreentiende que es un contrato de servicio de riesgo, el término contrato de riesgo es el que siempre se usa, el término servicio de riesgo ampliamente aceptada pero es algo inapropiado.

Las industrias de servicios petroleros difícilmente lo reconocen los contratos de servicio estableciendo ligeramente la terminación de los negocios.

Para referir a un convenio de exploración donde la compañía petrolera pone todo el capital y corre todo el riesgo, se debe agregar el término *riesgo* siendo claramente para los socios del servicio, porque el contratista no adquiere una parte de la producción ni ganancia al menos que los términos sean referidos como un PSC *producción compartida*.

La diferencia entre un PSC y un contrato de servicios de riesgo es mínimo. La naturaleza del pago para los contratos de servicios es el punto de distinción. Otra cosa es que los números o aritmética y la



terminología son demasiado similares, esto es por que convenios de servicio son comúnmente referidos como un PSC.

Los CPC y los contratos de servicio tienen varias diferencias. Los CPC aplican una regalía y los segundos una prima " service fee" , la cual es similar a una regalía negativa, ya que con ésta, en vez de quitarle a la empresa una parte de sus ingresos brutos, se le otorga una suma monetaria como pago por sus servicios.

Además, en los contratos de servicio el inversionista no obtiene una parte de la producción, como en los CPC, sino una parte de las ganancias. Y tanto en los CPC como en los contratos de servicio existe con frecuencia un límite para los costos de recuperación o costos deducibles.

Dentro de estos tipos de contratos, es común utilizar un factor R, que sería un factor promedio de ganancias, variando dependiendo el país, las condiciones del contrato y de la producción. Este factor R solo aplica cuando se presta servicios en la explotación, en caso de exploración sólo se reembolsa los gastos si se tiene éxito en los resultados.

El **contrato de servicios de riesgo Filipino** es el más claro ejemplo, basada en una escala de primas que paga el gobierno al inversionista en función de la participación de la producción total, la cual puede tener como máximo un incentivo del 7.5% cuando la participación Filipina es de un 30% o más.



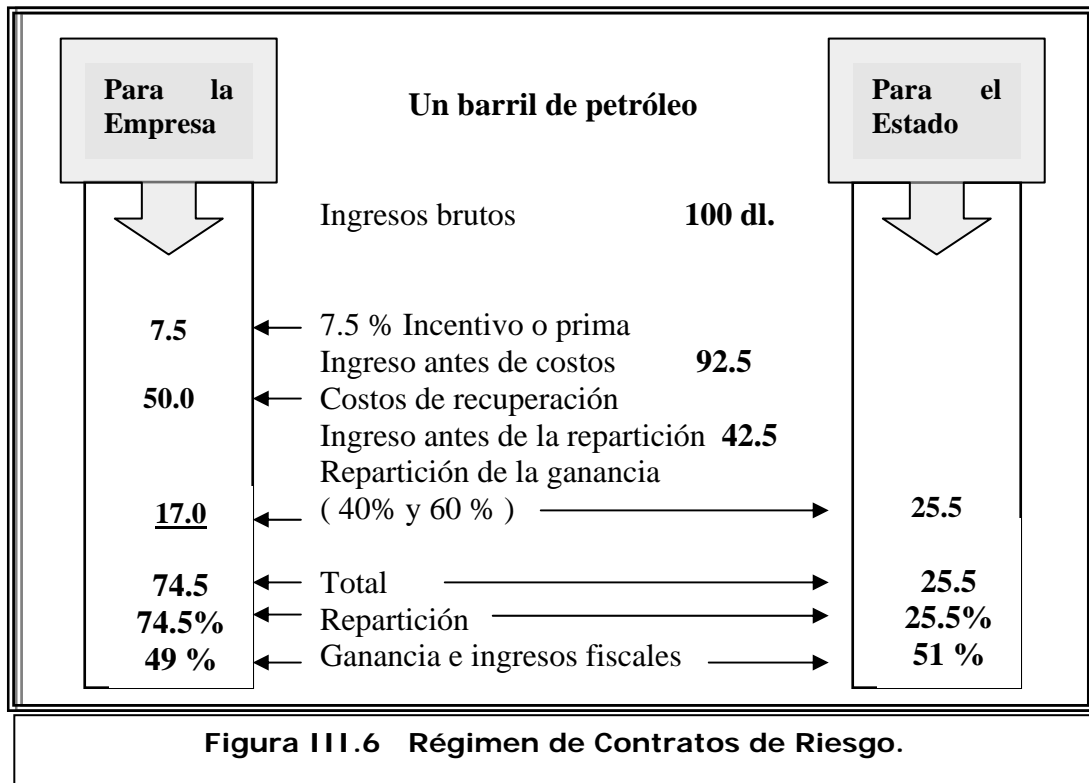
Porcentaje de participación Filipina	Porcentaje de Incentivo
Hasta un 15	0
15 – 17.5	1.5
17.5 – 20	2.5
20 – 22.5	3.5
22.5 – 25	4.5
25 – 27.5	5.5
27.5 – 30	6.5
Más de 30	7.5

El contrato Filipino tuvo un costo limite de recuperación de 70 % y la ganancia compartida corresponde un 60% para el gobierno y un 40% para el contratista la cual no esta sujeta a impuestos. Los impuestos de los contratistas son pagados con ganancias del petróleo del gobierno.

El cálculo de los derechos del contratista en el caso Filipino se basa en las siguientes suposiciones:

Tiene un ingreso total por ventas de 100 mmdm y que ocupa más del 30% de la participación en la producción por lo que se le otorga un incentivo del 7.5% y sus costos suman 50 mmdm. Al realizar los cálculos se tiene que el ingreso antes de descontar los costos que es de 92.5 mmdm y el ingreso antes de la repartición de ganancias es de 42.5 mmdm. Este se divide y el gobierno se apropia de 25.5 mmdm y la empresa de 17 mmdm, que representa el 60% y 40% de los ingresos netos respectivamente. De tal forma que al tomar en cuenta el incentivo, la ganancia para el inversionista es de 49% y la del gobierno es del 51%. **Figura III.6** El gobierno al igual que en el sistema de concesiones y en los contratos de producción compartida, es el beneficiado con un porcentaje mínimo (51% vs 49).





Otro caso es el **contrato de servicio de riesgo en Ecuador** quien también utiliza un factor R en los cálculos para sus contratos de servicio.

El derecho del contratista se basa en costos de recuperación y en el servicio de cuota que son impuestos de un 40 %. Parte del cálculo de cuota consiste en una formula incluyendo un factor R dentro de la una escala de intervalos. Un aspecto inusual del servicio de cuota del Ecuador es que se calcula antes del costo normal de recuperación fundado en un CPC y un acuerdo del servicio. No es tan progresivo como el Filipino, sin embargo lleva la misma tendencia.

La formula para calcular el servicio realizado es la siguiente:

$$TS = PR (INA) + R (P - C) Q$$



donde:

TS= Pago anual por el servicio (dólares)

PR= Prima libre de impuestos fijada en el contrato (fracción decimal)

INA= Costos de desarrollo y producción reembolsados (dólares)

P= Precio promedio internacional del crudo (dólar / barril)

C= Costos de producción (dólar / barril)

Q= Producción anual (millones de barriles)

R= Factor promedio de ganancias (fracción decimal)

$$= [R1 (Q1) + R2 (Q2)] / (Q1 + Q2)$$

El factor **R** se basa en la siguiente escala de intervalos:

Rango de producción (Q) (bpd)	Valores de Factor R
1 - 10 000	0.30 R1*
10 000 – 30 000	0.25 R2
30 000 - 50 000	0.23 R3
50 000 - 70 000	0.20 R4
Más de 70 000	0.18 R5

Un ejemplo de cálculo de las ganancias del contratista se muestra a continuación. Se inicia con el cálculo del contrato por el servicio realizado.

Las suposiciones son:

$$TS = PR (INA) + R (P - C) Q$$

* El factor R para la primera transacción de producción es de 0.25 – 0.35 y los incrementos van disminuyendo de 0.02 – 0.05 dependiendo del contrato.



donde:

$$PR = 10\% (0.10)$$

$$INA = 25 \text{ millones (asumido)}$$

$$Q = 6 \text{ millones de barriles (asumido)} = \text{promedio } 16\,438 \text{ bopd}$$

$$R = [(0.30 * 10\,000) + (0.25 * 6\,438)] / 16\,438 = 0.2804$$

$$P = 16 \text{ dólares / barril}$$

$$C = 10 \text{ millones (asumido)} = 1.67 \text{ dólares / barril}$$

$$\begin{aligned} TS &= 0.10 * 25 \text{ millones} + 0.2804 (16.0 - 1.67) * 6 \text{ millones} \\ &= 2.5 \text{ millones} + 24.114 \text{ millones} \\ &= 26.61 \text{ millones de dólares} \end{aligned}$$

Como se observa, la ganancia del contratista es de 26.61 millones de dólares, estableciendo en el contrato que los costos de recuperación por exploración están libres de impuestos y gravando las ganancias con un 40%, como se muestra a continuación:

26.61 mm dls	Honorarios por el servicio
- 2.5	Prima libre de impuesto
24.11	Ganancias gravables
- 9.64	Impuesto 40%
+ 2.50	(PR * INA)
16.97 mm dls	Honorarios por el servicio después del impuesto
+ 20.0	Se asume costo de recuperación
36.97 mm dls	Derecho total del contratista

De esta manera el ingreso total fue de 96 millones de dólares de los cuales 20 millones de dólares recupera el contratista por concepto de costos, por lo tanto, el ingreso disponible por participación es de 76 millones de dólares (ingreso inicial – costo de recuperación) de donde el contratista obtiene un 22.3 % que equivale a 16.97 millones de



dólares y los ingresos del gobierno corresponden a 57.03 millones de dólares representando un 77.7%.

La escala de porcentajes del factor R es modestamente progresiva por la forma de calcular los honorarios por servicio de la compañía, el gobierno es flexible en el acomodo de las variaciones de perdidas y ganancias para un mejor provecho.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Ante cambios en el precio y los costos, encontramos que el Estado obtiene los beneficios de incrementos en el precio y la empresa se incentiva a minimizar costos. Ante variaciones en los precios del crudo es mayor que la sensibilidad de las ganancias del inversionista, es decir, que el gobierno tiene mayor riesgo recaudatorio.

Y a diferencia de los dos sistemas fiscales vistos anteriormente, los *contratos de riesgo sí son progresivos*. Ante costos mayores, la participación del inversionista es mayor.

Por lo tanto, en los *contratos de riesgo el gobierno otorga una prima o incentivo al inversionista como pago a sus servicios, así como también una parte de las ganancias, pero no de la producción*. En estos contratos el gobierno obtiene un poco más de ingresos que el inversionistas y es muy sensible a cambios en los precios, crea altos incentivos a la inversión y es un sistema progresivo.



III.3.3 VARIANTES DE LOS SISTEMAS FISCALES PETROLEROS.

"Sistemas Fiscales de Avanzada"

Además de los sistemas de concesión y los contratos de producción compartida y de servicio existen los de explotación directa en las que no se realiza ni un contrato ni se transfiere la propiedad, tal es el caso del régimen actual de PEP. Así mismo hay otros tipos de sistemas fiscales en el mundo conocidos como " Sistemas Fiscales de Avanzada". Nacen como respuesta a la necesidad de los países que tienen como propósito seguir obteniendo renta económica en áreas donde sería difícil con los sistemas fiscales tradicionales. O bien con la finalidad de atraer inversión privada a áreas de riesgo (exploración de frontera), campos poco rentables, marginales o de alta inversión y/o tecnología (proyectos de recuperación secundaria y terciaria), algunos países como Indonesia, Guatemala, Rusia, Venezuela, Colombia, Papua Nueva Guinea, Túnez, están aplicando exitosamente este tipo de sistemas. Algunos de ellos son:

- a) Contratos de la tasa de retorno (Return of Rate –ROR-)
- b) Contratos con factor R o de rentabilidad acumulada.
- c) Joint Ventures o contratos de asociaciones.
- d) Contratos de asistencia técnica (Technical Assistance Contracts – TAC's -).

III.3.3.1 CONTRATOS DE TASA RETORNO (RETURN OF RATE – ROR-)

Estos contratos consisten en que la rentabilidad sea función de los ingresos gubernamentales, es decir, que sean adaptables o flexibles. De tal forma que se tomen en cuenta los costos, precios y las tasas de producción.



Estos sistemas se caracterizan por una regalía modesta y un impuesto. El estado no recibe otros fondos hasta que la compañía petrolera ha recuperado su inversión inicial más una determinada tasa de retorno pronosticada (ésta representa la tasa mínima para fomentar la inversión).

Esta clase de contratos tiene muchas ventajas para ambas partes, tanto para el gobierno como para el inversionista, por lo que se considera un contrato estándar.

El método más común que se usa para crear un sistema flexible es utilizando una escala, que indica distintas tasas para distintos niveles de producción. A medida que los niveles de producción se incrementan, el gobierno de una u otra forma también recibe ingresos. Esto teóricamente permite términos equivalentes para el desarrollo de un campo de grandes o pocas dimensiones. Los contratos se pueden ajustar a un sin números de términos basado en la escala

La **Tabla III.2** muestra la diversidad de términos en un contrato que están sujetos a la escala y los factores que provocan un cambio.



<i>Términos flexibles dentro del contrato de tasa de retorno</i>	
Términos sujetos a una escala porcentual	Factores y condiciones que afectan la escala porcentual
<ul style="list-style-type: none"> □ Ganancia dividida del crudo □ Derechos □ Gratificaciones ➤ Límites de costo de recuperación ➤ Porcentajes de impuestos ○ Edificación 	<ul style="list-style-type: none"> □ Porcentajes de producción ➤ Profundidad de agua ➤ Producción acumulativa ➤ Precio del crudo ➤ Edad y profundidad del yacimiento ➤ Tierra vs Costafuera ➤ Factor R ➤ Locaciones lejanas ○ Aceite vs gas ○ Calidad del crudo ○ Período, tiempo (Historia) ○ Distancia desde tierra ○ Tasa de retorno

- Términos más comunes
- Términos menos comunes
- Términos raros

Tabla III.2 Términos flexibles dentro del contrato de tasa de retorno.

Algunos contratos proveen flexibilidad por medio de un porcentaje de impuestos. Otros vinculan mas de una variable de la escala como son la recuperación, ganancia dividida y regalías. También desarrollan impuestos progresivos, adicionales o arreglos compartidos en base a un proyecto bajo el contrato de tasa de retorno (ROR).

La **Figura III.7** ilustra el aspecto de flexibilidad donde se observa como el gobierno incrementa su ganancia cuando el proyecto es rentable utilizando un contrato de tasa de retorno (ROR).



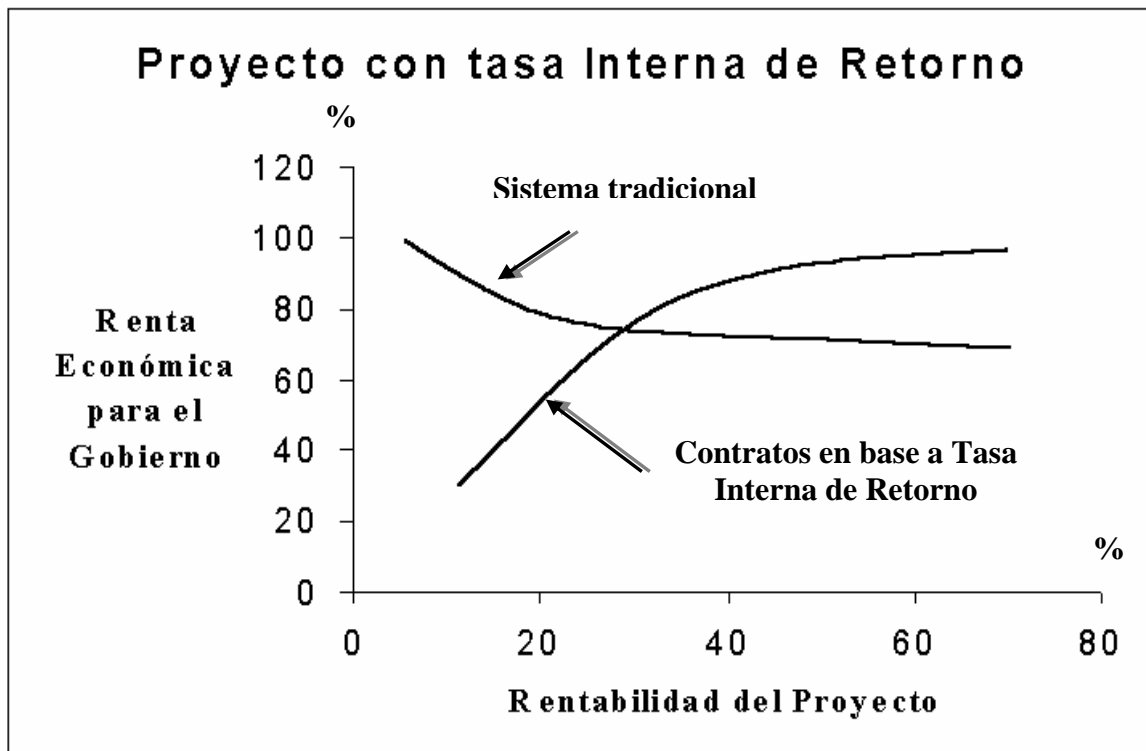


Figura III.7 Proyectos con Tasa Interna de Retorno.

Uno de los contratos insólitos es el de Guatemala de los años ochentas con una escala de intervalos de regalías basada en las variaciones de la calidad del crudo (30 grados API).

El estado no recibe otros recursos hasta que la compañía petrolera ha recuperado su inversión financiera inicial más porcentaje de la tasa de retorno predeterminado, el cual representaría un mínimo porcentaje para alentar la inversión.

La parte correspondiente al gobierno se calcula por el flujo efectivo neto negativo acumulado y los componentes en la entrada hasta que el valor acumulativo se vuelve positivo, cuando esto sucede se le suma el impuesto recaudado, donde el contratista recibe también ganancias del excedente de la tasa de retorno. Estos impuestos adicionales son



referidos con frecuencia como *Impuestos sobre la Renta del Recurso (RRT)*.

El sistema ROR fue empleado por primera vez en **Papua Nueva Guinea (PNG)** aunque también lo utilizan países como Australia, Liberia, Guinea Ecuatorial. Bajo este sistema el gobierno de **Papua Nueva Guinea** recibe 1.25 % de regalías y un 22.5 % de intereses de toda la exploración. Un impuesto básico del petróleo se recauda en un 50 % solo si los contratistas conocen la renta o exceden el 25 % de la inversión inicial. Y además hay un impuesto adicional recaudado en caso de que la tasa de retorno del contratista excede el 27 %. Esto es hecho por los flujos netos efectivos negativo. Una vez que el acumulativo neto se eleva y el flujo efectivo se convierte en positivo, se le adiciona 50 % al RRT, el cual se le llama Impuesto adicional sobre las ganancias (APT o trigger tax). Esto es el distintivo de un sistema ROR, también llamado Impuesto Activo. Alcanzando un mínimo porcentaje de la tasa de retorno del impuesto activo.

Críticos del concepto de la tasa de retorno (ROR) se quejan que estos contratos son también restringidos y por lo tanto no alcanzan su potencial máximo.

El concepto del costo de recuperación que se establece en un PSC o en un sistema de concesión normalmente aplicado es similar al utilizado en un sistema de tasas de retorno. De varias maneras se garantiza el regreso sobre el capital invertido, lo cual constituye un elemento de garantía del retorno de la inversión. Hasta aquí termina la semejanza por que no hay un impuesto adicional una vez que se ha unificado el costo.



III.3.3.2 CONTRATOS CON FACTOR "R" Ó DE RENTABILIDAD ACUMULADA.

Estos tipos de contratos se basan en la exigencia de un pago menor de impuestos conforme el rendimiento a la inversión sea menor. Utilizan lo que es llamado factor R.

$$\text{Factor R} = \text{Ganancia neta acumulada} / \text{Gasto total acumulado}$$

El uso más común de este factor se establece en los **contratos de Túnez y Perú**. En estos contratos las definiciones son virtualmente idénticos: consisten en fijar una tasa impositiva ascendente conforme el rendimiento a la inversión sea mayor, es decir, conforme el factor R crezca.

En Túnez, las regalías de el aceite y el gas, los impuestos y la participación del gobierno se basan todos en el factor R.

El factor R de los contratos tunecinos se calcula de la siguiente forma:

$$R = \frac{X}{Y}$$

donde:

X = Ganancias netas acumuladas.

Y = Gastos totales acumulados.



La escala utilizada es:

Factor R	Impuesto sobre los honorarios (%)
Menor de 1.5	50
1.5 – 2.0	55
2.0 – 2.5	60
2.5 – 3.0	65
3.0 – 3.5	70
Mayor de 3.5	75

En este contrato el factor R se basa en una tasa de retorno sobre la inversión (ROI). Una vez que el contratista ha recibido sus costos más 50 %, o una ROI de 150 %, el porcentaje de impuesto crece de 50 % a 55 %. En algunos aspectos es similar al contrato de tasa de retorno. La tasa de rendimiento utilizada en este tipo de contratos es la tasa interna de retorno (TIR).

FACTOR R COLOMBIANO. En 1994 el gobierno colombiano introduce otra variación sobre el tema del factor R. La formula es relativamente similar, sólo que hay una variación en los factores, porque toma más elementos de rentabilidad, como las ganancias, costos, probabilidad de éxito en la exploración, etc.



Por lo tanto el factor R colombiano es:

$$R = \frac{X}{(ID + A - B + (\alpha C) + GO)}$$

donde:

X = Ganancias acumuladas del inversionista.

ID = 50% de los costos totales de desarrollo acumulados.

A = Costos de exploración exitosa acumulada total.

B = Costos de exploración exitosa acumulada total reembolsado, por ECOPTROL (50% socio)

C = Costos de exploración sin éxito acumulativo total.

α = Proporción de costos de pozo seco reembolsado por ECOPTROL, máximo 50%

GO = Costos de operación netos acumulados del contratista incluyendo pago de impuesto de guerra y impuestos de importación.

La escala porcentual del factor R colombiano es la siguiente:

Factor R	Participación en Porcentaje (%) del Contratista
Menos de 1.0	50
1.0 – 2.0	50 / R
Más de 2.0	25



En la **Figura III.8** se muestra el efecto que el factor R puede tener sobre un proyecto económico. Los costos y los precios son los factores más sensibles. La sensibilidad es mostrada por la inclinación de las líneas. Los resultados del contratista se muestra como una variación de los costos y precios del crudo. El factor R trata con todas las variables que afectan el proyecto económico.

El factor R podría tener un efecto desalentador, sin embargo el potencial del contratista se incrementa si el precio disminuye pero la caída es siempre protegida, de igual manera en los costos. Si éstos son relativamente altos, el factor R mitiga o disminuye el impacto negativo. Si los costos son demasiados bajos el beneficio se refleja tanto en el contratista como en el gobierno.

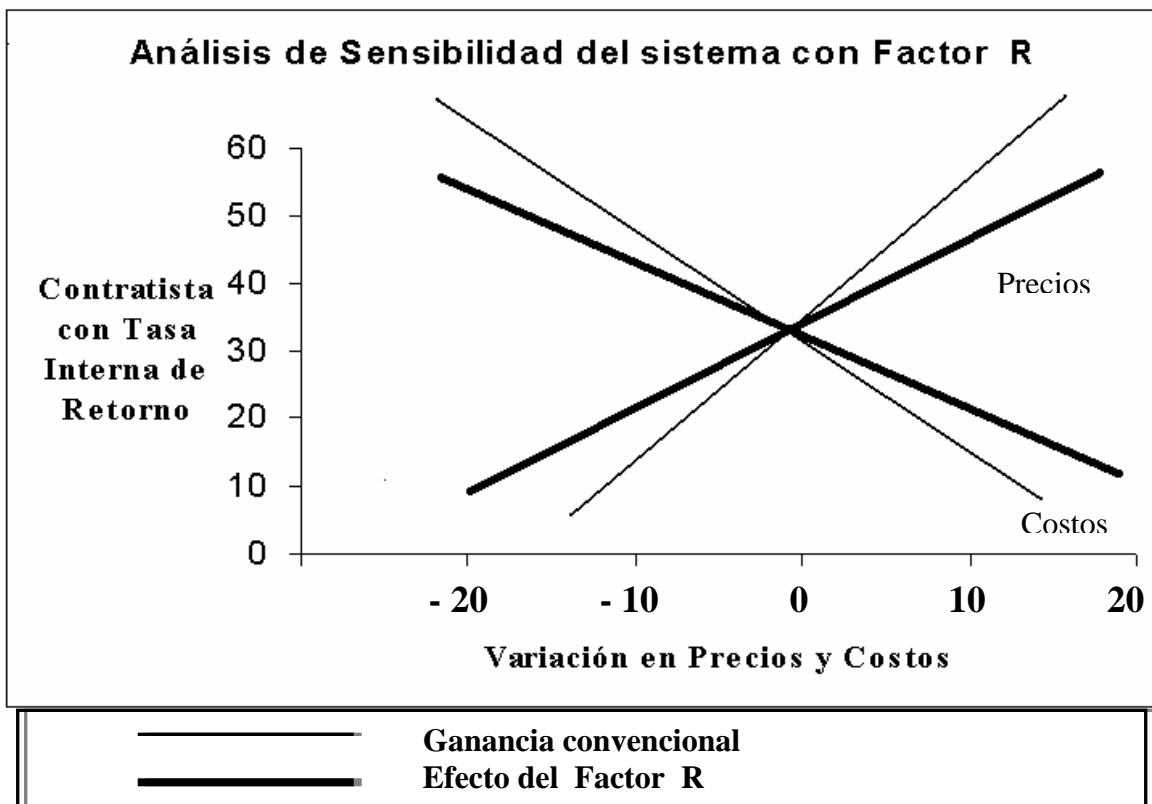


Figura III.8 Análisis de sensibilidad del sistema con factor R.



III.3.3.3 JOINT VENTURES (JV) Ó CONTRATOS DE ASOCIACIONES.

JV es común en la industria del petróleo internacional. la mayoría de las compañías están deseosas de obtener con sus socios grandes éxitos así como asumir los altos riesgos. JV es manera que adoptan las empresas para entrar en los mercados excesivamente protegidos por restricciones o aranceles a las importaciones. Estos funcionamientos entre los socios de la industria difieren de las relaciones del gobierno-contratista que también son JV pero que normalmente son referidas como participación gubernamental.

Los JV tienen la finalidad de incrementar las actividades de exploración por lo que se asocian la empresa petrolera nacional y la empresa extranjera. Generalmente la compañía petrolera asume los costos y riesgos de la exploración pero el gobierno le permite al inversionista recuperar algunos costos. Por ejemplo en Rusia el gobierno permite que el inversionista recupere todos los gastos de desarrollo, mientras que en Mauritania se le permite al inversionista recuperar solo el 50% y el gobierno se queda con el resto.

Algunos propuestas de JV Rusos se caracterizan por llevar los socios un 100 % de la asociación de la producción a través del desarrollo incluyendo costos de operación. Sin embargo la mayoría de los JV rusos tienen que negociar con yacimientos probados y pozos delineados, donde el aspecto de riesgo en la exploración es mínima.

Países, particularmente repúblicas de la anterior Unión Soviética y de Europa oriental, prefieren JV porque ellos cuentan con equipo, infraestructura, asociaciones y personal para realizar operaciones en

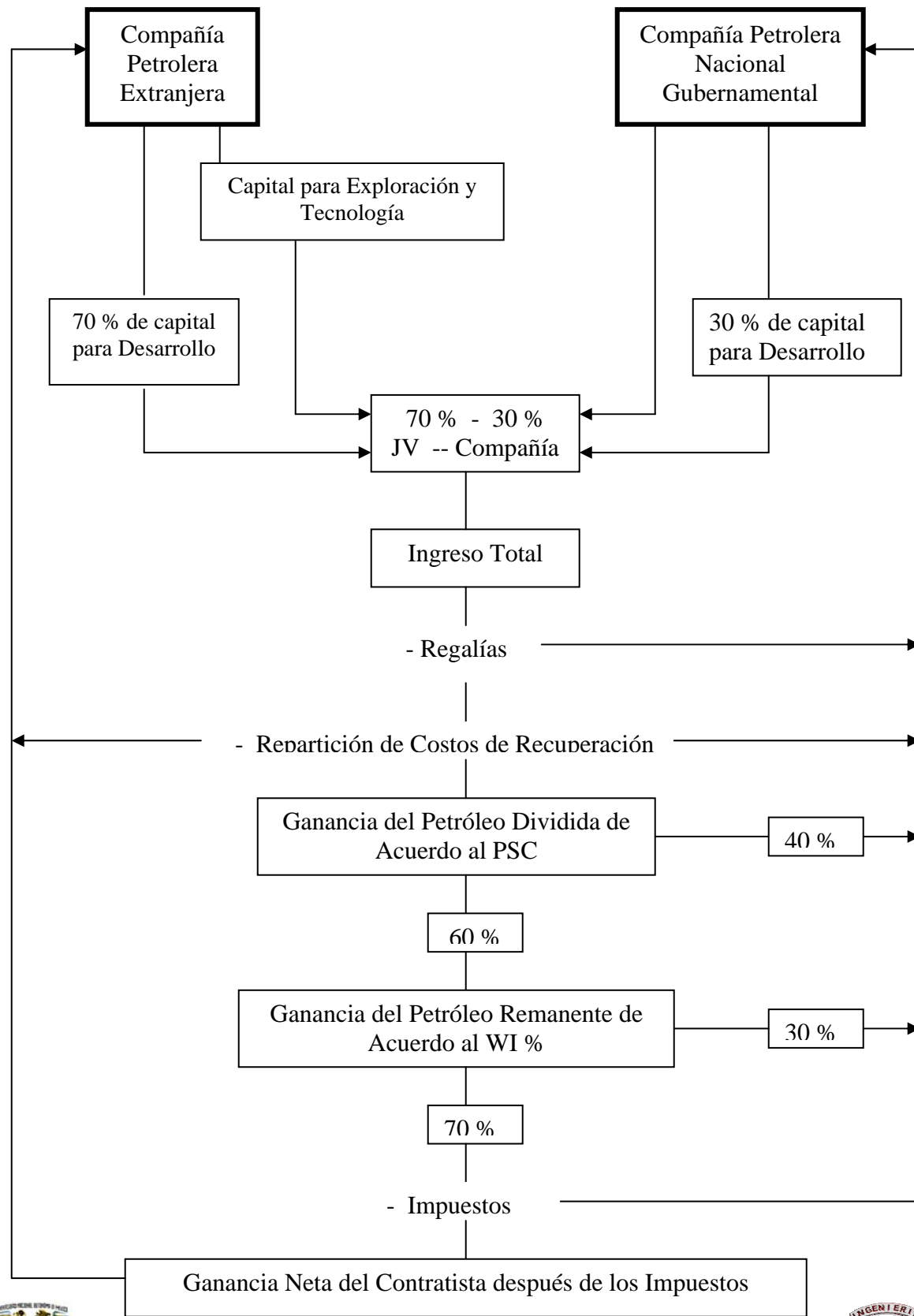


cualquier área con potencial petrolero.

La **Figura III.9** muestra la naturaleza general de un JV gobierno – contratista. Aquí el gobierno (a través de la compañía nacional de petróleo) tiene un 30 % del interés activo. Los beneficios en este ejemplo están sujetos a las condiciones de un contratos de producción compartida (PSC) con un 60 % - 40 % de ganancia del petróleo a favor del grupo contratista. Sin embargo, el grupo contratista incluye al gobierno como socio. Ambos socios reciben su parte proporcional del costo del petróleo. La ganancia neta del petróleo se reparte de acuerdo a los interés trabajados.



Figura III.9 Naturaleza de un JV "Compañía - Gobierno"



En el ejemplo se muestra una ganancia neta del petróleo en base a un CPC y una división adicional dictada por los agremiados de JV. Esto es por qué en la mayoría de veces se toma la participación gubernamental como si se agregará una tasa impositiva de contribuciones. Sin embargo, cuando el gobierno retrocede después del descubrimiento, está sacando provecho eficazmente del valor agregado. Éste elemento gubernamental toma importancia mucho antes de comenzar la producción.

Bajo la mayoría de JV de compañía petrolera – gobierno, la compañía petrolera soporta los costos y los riesgos de la exploración, esto es normal y casi automático, siempre que el porcentaje de participación gubernamental se cite.

En un JV puro, el representante del gobierno y el contratista comparten igualmente los costos y los riesgos. Esto tendría una pequeña aplicación práctica. Sin embargo, existe un amplio rango de JV puro, donde algunas de las empresas puras se encuentran en la anterior Unión Soviética. El ingrediente importante es el valor agregado.

Con la proliferación de tratos negociados es extremadamente difícil caracterizarlos a todos con un solo ejemplo. Sin embargo ésta estructura particular tiene demasiados elementos básicos.

Un JV con 50 % / 50% es una apelación fuerte para los Rusos., bajo un sistema fiscal justamente severo, es probablemente tan severo que apenas puede sobrevivir, por esto muchas veces se establecen las bases con el propósito de iniciar las negociaciones. Dichas bases son elementos como: el ingreso total y el porcentaje de las regalías sin importar el nombre que reciban. El ingreso neto se divide entre socios



de JV en porcentajes de 90 % / 10 % hasta un 70 % / 30% a favor de las compañías extranjeras antes del pago y un 50 % / 50 % después del pago.

Con frecuencia las ganancias son reinvertidas. La parte correspondiente al gobierno es vista por muchos como capas de impuestos. El contratista toma rangos desde un 10 % hasta 20% y el gobierno se queda con el resto.

III.3.3.4 CONTRATOS DE ASISTENCIA TÉCNICA (Technical Assistance Contracts – TAC's -).

Este tipo de contratos están dirigidos a proyectos de recuperación de hidrocarburos, rehabilitación, nuevos desarrollos, etc. Se aplican también en campos marginales.

A través de este sistema se le permite a la compañía realizar operaciones incluyendo equipo y personal en una actividad determinada. La ayuda que se incluye proporcionada por la compañía se basa principalmente en la técnica especial *saber – como*.

Existen compañías que se enfocan a este tipo de proyectos a pesar de los riesgos. Pocos proyectos son viables, es decir, proyectos de rehabilitación no van más allá de la fase de la recuperación primaria. Estados Unidos es uno de los países que tiene campos y yacimientos que están casi vacíos.

Por otra parte Indonesia tiene términos especiales para *campos marginados*, por ejemplo para campos con producción menor a 10 000 BPD se podría una recuperación de 15 a 25 mmbbl de crudo.



Así muchos países intentan ajustarse a los términos fiscales de proyectos de *recuperación mejorada* (EOR) porque se reduce el riesgo. Esto puede observarse en varios contratos ofrecidos por MYANMAR, donde la ganancia neta propuesta por el crudo en los bloques de exploración es de un 65 % / 35 % a favor del gobierno, mientras la ganancia dividida es 70% / 30 % para los bloques de recuperación mejorada del aceite (IOR / EOR).

Desafortunadamente la mayoría de las compañías no están de acuerdo de que los proyectos recuperación mejorada del aceite (EOR) puedan mantener o sostener condiciones fiscales más duros.

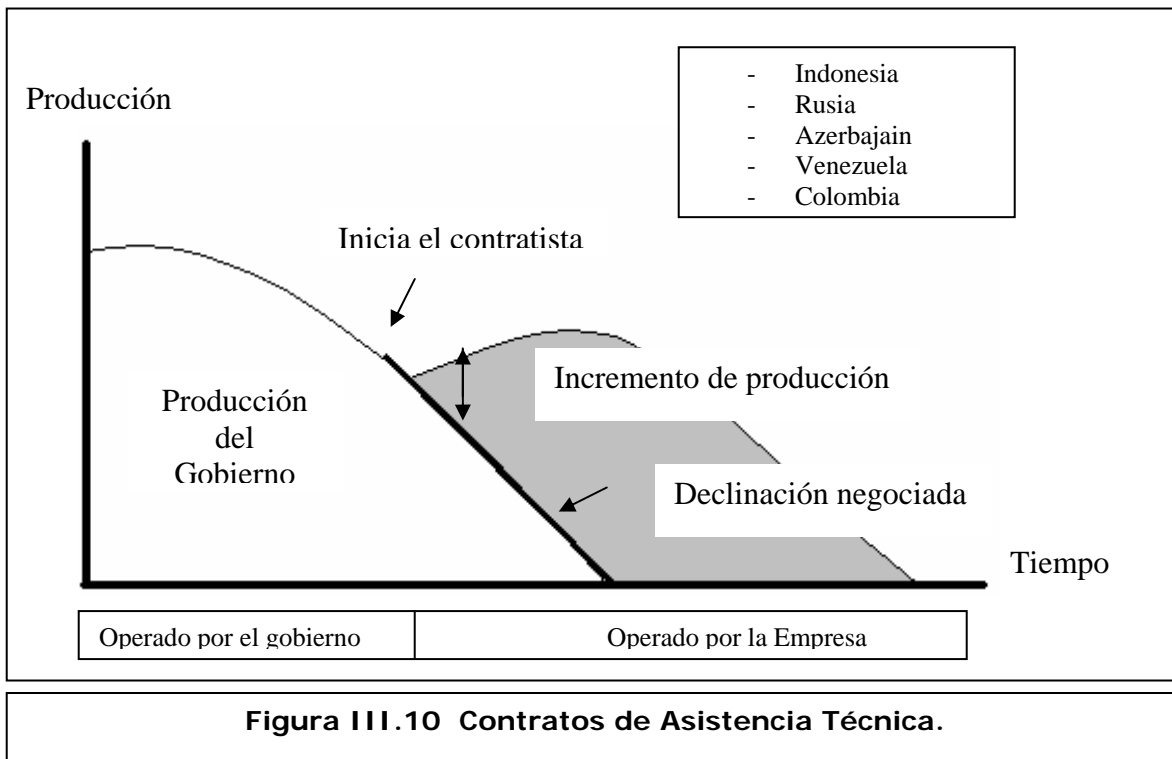
Si las condiciones fiscales están fuera de equilibrio, ninguna especialización técnica salvará un proyecto. Es como una regla, si toman un mínimo de 10 a 30 mmbbl de reservas recuperables para justificar los costos de un proyecto de desarrollo internacional, y si el proyecto es un proyecto de recuperación mejorada (EOR), eso requiere que las condiciones fiscales sean flexibles.

Si existe producción entonces un porcentaje de la explotación o un perfil de la producción se negocia. La producción sobre el porcentaje de negociaciones es la producción incrementada, el cual teóricamente es el resultado del soporte técnico dado por la compañía.

El concepto de recuperación mejorada del aceite dentro del contrato de asistencia técnica se ilustra en la **Figura III.10**. Si un campo tiene producción al momento de entregárselo al contratista, el pronóstico futuro de esta producción debe ser negociada, ya que será propiedad del gobierno. Los incrementos de producción arriba de la producción existente, se repartirán, ya sea a través de contratos de riesgo o de



contratos de producción compartida, aunque los contratos de asistencia técnica se pueden fundar bajo una variedad de sistemas.



Los elementos importantes de estos arreglos son:

- ❑ Necesidad gubernamental de tecnología y capital.
- ❑ Personal asociado.
- ❑ Existencia de reservas probadas.
- ❑ Existencia de infraestructura y equipo.
- ❑ Gerencia de JV.

Los proyectos de rehabilitación con frecuencia son estructurados en tres fases siguiendo una secuencia lógica. Cada fase lleva un programa de trabajo específico y el contratista tiene la opción para hacer proceder cada fase subsecuente. La decisión para ir adelante es basado en los resultados técnicos de cada fase previa.



El perfil de los contratos de asistencia técnica de tres fases es como sigue:

Fase Uno:

Estudio de viabilidad

- Paga extraordinaria (Bonus)
- Compromiso mínimo de trabajo.
- Duración de 6 meses a un año.

Al finalizar el estudio de viabilidad, el contratista tiene la opción de entregar la extensión de tierra y dar por terminado el compromiso de trabajo. O el contratista puede escoger continuar a la fase dos. El gobierno recibe los resultados del estudio de viabilidad y se presenta un perfil del programa de trabajo además del presupuesto para la fase siguiente.

Fase Dos:

Programa Piloto

- Paga extraordinaria (Bonus)
- Compromiso mínimo de trabajo.
- Duración de 2 a 3 años.

El programa piloto consistirá de una pequeña valoración de la prueba de inyección de agua o vapor para determinar si el yacimiento aceptará suficiente fluido. Durante la inyección el contratista supervisará el comportamiento del yacimiento. En la conclusión del programa piloto, si el programa de trabajo se cumple, el contratista tiene la opción de dejar todos los derechos o continuar a la tercera fase, el gobierno recibe los resultados de la segunda fase además del presupuesto para la fase siguiente.



Fase Tres

Desarrollo Comercial

- Paga extraordinaria (Bonus)
- Trabajos extras.
- Perforación
- Escala total de EOR.

Si el contratista entra en la etapa de desarrollo comercial del contrato, la producción se compartirá a través de un PSC gobernado por un sistema de regalías contra impuestos o dividido conforme a un arreglo específico de JV.

En resumen, los sistemas fiscales de avanzada, como los basados en la tasa de retorno y la rentabilidad acumulada, los contratos de asociaciones y de asistencia técnica, pretenden además de obtener la máxima renta petrolera por parte del gobierno, que los ingresos fiscales estén en función de la rentabilidad, esto es, que exista la flexibilidad o adaptabilidad y para esto se han creado una gran diversidad de fórmulas y cálculos que derivan a una gran diversidad de contratos.



III.4 COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS FISCALES

En este capítulo se han explicado los diferentes regímenes fiscales en la industria petrolera internacional. Al conocerlos se tiene un panorama mejor del tema fiscal petrolero, lo que amplía nuestra visión sobre el tema. Sin embargo no se sugiere que se adopte uno específico, sino que se conozca lo mejor posible y adoptar elementos que contribuyan a la creación de un sistema fiscal de acuerdo a las necesidades de Petróleos Mexicanos para su progreso.

Las diferencias que tienen los sistemas fiscales son:

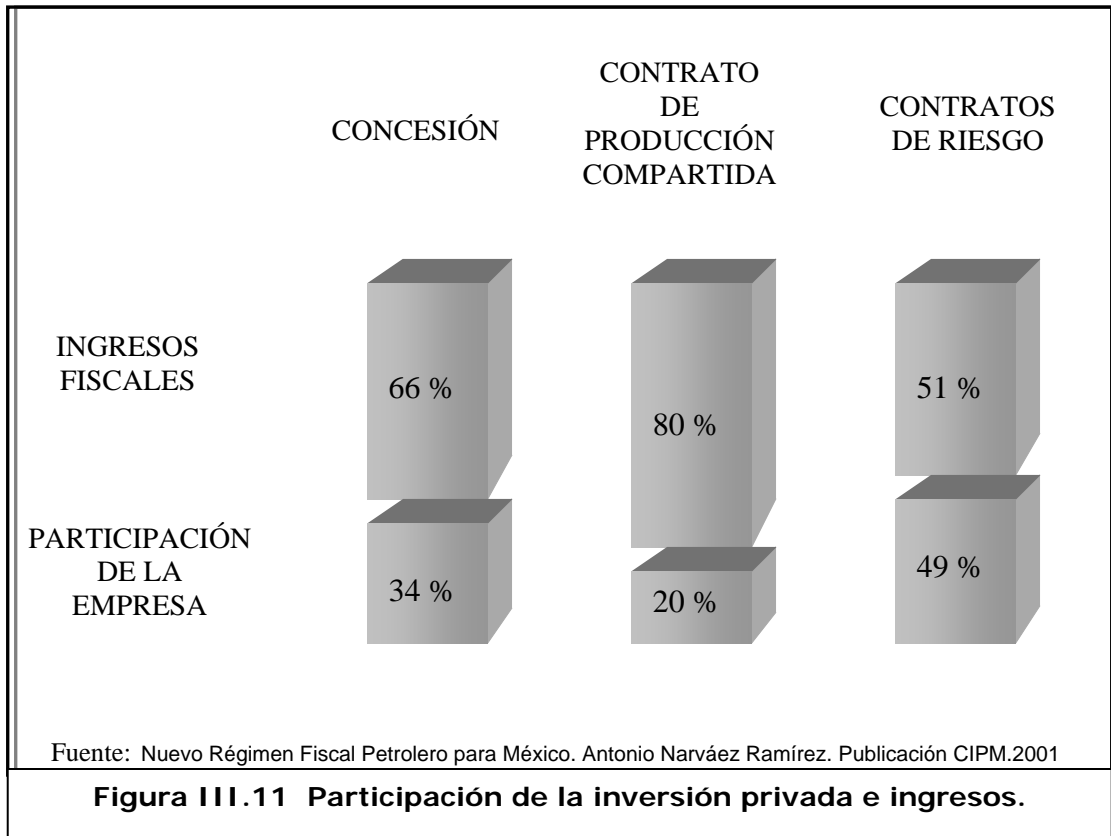
Los regímenes concesionados se caracterizan principalmente por que se concede la propiedad privada al que realiza las inversiones para la exploración y producción de los hidrocarburos, lo que no ocurre con los regímenes de contratos. Los regímenes concesionados como los contratos de producción compartida y los contratos de riesgo se adaptan a las variaciones de la rentabilidad de un proyecto, garantizando al inversionista un monto de ganancia independiente de sus obligaciones con el gobierno. La participación promedio de la participación de las empresas que se dedican a actividades de exploración y producción es del 30%. Para la participación de las empresas dentro de los contratos el porcentaje es de 20 a 49% independientes del pago fiscal, esto aunado a la flexibilidad del sistema.

Un sistema es progresivo cuando la participación de la empresa es mayor para un campo que requiere mayores costos, solo los contratos de riesgo son progresivos. Sin embargo esto no indica que el resto de los sistemas no sean una buena opción fiscal. Además en base a la variación de los precios del crudo y en los costos, se tienen que ante un



incremento del precio, tanto el gobierno como el inversionista incrementan sus beneficios y ante una disminución en el costo la ganancia del inversionista aumentaba. Así, los tres tipos de regímenes contienen por si mismos un incentivo para que las empresas sean competitivas en costos y para que los gobiernos otorguen incentivos a esta competitividad.

Comparando los tres regímenes, Concesión, CR y CPC, los contratos de producción compartida son los que generan los mayores ingresos fiscales (80%) y los sistemas concesionados los menores ingresos fiscales (51%). **Figura III.11**



En cuanto a los sistemas llamados de avanzada, los contratos basados en la tasa de retorno (ROR) y los basados en un factor R, son los



contratos más adaptables a los rendimientos de los proyectos por que utilizan escalas de pagos en función de los volúmenes de producción, ganancias, etc. y, además, estos sistemas garantizan la recuperación de la inversión inicial, lo cual lo hace atractivo.

Los Joint Venture y los contratos de asistencia técnica contribuyen en gran medida a invertir en gran medida en actividades y campos específicos. **Tabla III.3**

Por lo tanto, cada sistema tiene características propias y pueden utilizarse varios de ellos a la vez, siempre y cuando lo permitan las leyes y reglamentos del país.

En México, Pemex implementará una modalidad de contratos llamados Contratos de Servicios Múltiples (CSM), con la finalidad de incrementar la producción de gas y agrupar en un solo contrato todos los servicios que siempre ha requerido. Éstos se verán en el capítulo quinto.



Sistema fiscal	Respecto a la Propiedad privada	Participación de la empresa (%)	Ingresos fiscales (participación del gobierno) (%)	Características
Sistema concesionario	Hay transferencia de la propiedad privada	34 %	66 %	-Regresivo -Incentiva la inversión -Ligeramente adaptable
Contrato de Producción Compartida	No hay transferencia de la propiedad privada, pero hay repartición de las ganancias	20 %	80 %	-Regresivo -Incentiva la inversión -Ligeramente adaptable
Contrato de Riesgo	No hay transferencia de la propiedad privada, pero hay repartición de las ganancias	49 %	51 %	-Progresivo -Incentiva la inversión -Ligeramente adaptable
Contrato con tasa de retorno	No hay transferencia de la propiedad privada	TIR 27 % (Papua Nueva Guinea)		-Garantiza la recuperación de la inversión -Fuertemente adaptable
Contratos con el factor R	No hay transferencia de la propiedad privada	50 % (Túnez y Perú)	50 % (Túnez y Perú)	-Garantiza la recuperación de la inversión -Fuertemente adaptable
Joint Ventures o contratos de asociación	No hay transferencia de la propiedad privada	10 – 20 % (Rusia)	80 – 90 % (Rusia)	-Incentiva la inversión en exploración -Permite recuperar parte de los costos
Contratos de asistencia técnica	No hay transferencia de la propiedad privada y puede repartirse las ganancias o el producto	Similar al CR o CPC	Similar al CR o CPC	-Fomenta la inversión en campos marginales

Tabla III.3 Comparación entre sistemas fiscales del mundo.



III.5 CONCLUSIÓN.

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

Dicha transformación ha consistido en avances tecnológicos notables en exploración y explotación de hidrocarburos, explotación de yacimientos maduros y en la búsqueda de nuevas reservas petroleras, actividades que se deben realizar en menor tiempo y mayor eficacia.

Como parte de la reestructuración de la industria, se han desarrollado también nuevos instrumentos de inversión y cobertura de riesgos. La creciente competencia ha producido fusiones y adquisiciones, así como alianzas para realizar actividades específicas y temporales.

Existe una tendencia a la apertura petrolera en la que cada vez un mayor número de empresas petroleras extranjeras operan en una gran cantidad de países, tanto en el ramo upstream como en el resto de las actividades de la industria, por lo que los gobiernos se han visto en la necesidad de crear acuerdos donde se establezca la distribución de los ingresos de hidrocarburos y, al mismo tiempo, se contribuya al mejoramiento de la industria.

Estos acuerdos están formados por la gran diversidad de sistemas fiscales internacionales. Pueden dividirse en dos grandes grupos: concesiones y contratos. En los primeros hay transferencia de la propiedad y en los segundos no. Dentro de los contratos encontramos los contratos de producción compartida (CPC), en los que hay



repartición del producto obtenido y los contratos de riesgo (CR), donde se dividen las ganancias. En las concesiones y en los CPC, el inversionista paga una regalía y en los CR el gobierno le otorga una prima o incentivo como pago a sus servicios realizados, lo que hace el sistema sea progresiva. Los contratos de servicios múltiples (CSM) propuestos por PEMEX se calcula de forma similar que los contratos de riesgo con un reparto de ganancias.

Hay otros tipos de sistemas, que suelen combinarse con los anteriores y tienen la finalidad de otorgar una mayor flexibilidad de la carga fiscal respecto a la rentabilidad de los proyectos, como los sistemas basados en la tasa de retorno (ROR) y en el factor de rentabilidad R. U otros que se centran en las inversiones de campos menos rentables como son los contratos de asistencia técnica (TAC's), y en las actividades exploratorias como el objetivo de los Joint Ventures.

Todos estos sistemas muestran el gran avance que existen en materia fiscal petrolera a nivel mundial. No es posible que en nuestro país con la gran importancia que tienen la industria petrolera para el desarrollo nacional, no exista un régimen fiscal que no reconozca la rentabilidad de la empresa, que influya en las decisiones de inversión, que no genere incentivos para invertir en campos marginales, entre muchos problemas más. Y, que además, se requiere de un avance en materia fiscal del ramo petrolero, el cuál comenzará una nueva etapa para la industria petrolera así como para permanecer dentro de los estándares mundiales.

En resumen se puede decir que en la búsqueda de mayor, productividad, las grandes empresas actualmente están efectuando una cuidadosa revisión de sus metas y objetivos trazados a mediano y largo



plazo, mostrando políticas que hagan frente a los tiempos que requiere la industria petrolera en términos de exploración, producción y comercialización. El acceso a la participación de capital privado y los recortes operativos y de producción son los esquemas característicos de los países productores.

Con respecto a México, después de haber realizado un análisis sobre los diversos regímenes fiscales en el mundo, podemos decir que México ocupa uno de los últimos lugares respecto a tres criterios:

- ✓ **Primero**, incluso para prototipos de proyectos altamente rentables antes de impuestos, la aplicación de la fórmula fiscal de Pemex los conduciría a la pérdida. En muy pocos países se presenta este caso. así, el régimen mexicano dista mucho de ser neutral; es decir, en un contexto de mercado, tendería a modificar radicalmente la decisión original de los inversionistas, con la consecuente pérdida neta de valor para el país.
- ✓ En **segundo lugar**, de los casos examinados, el de Pemex es uno de los más regresivos; mientras más rentable es un proyecto, menores la proporción de flujo neto absorbido por los impuestos.
- ✓ En **tercer lugar**, el índice de riesgo por el inversionista, derivado del sistema tributario, es también de los mayores del mundo. por el contrario, para el gobierno es escaso el riesgo.



Si se tomara la decisión de permitir la inversión privada en Pemex creo que se debería considerar que en el ámbito mundial el tipo de régimen depende de la fase del proceso de exploración -producción en que se encuentre la cuenca, el play, el prospecto, el proyecto o el campo.

Así, a manera de ejemplo tenemos que en la fase de exploración y hasta el descubrimiento, el papel del gobierno es estimular y esto lo haría al aplicar contratos de servicio puro con pagos fijos de bonos y derechos y exenciones fiscales.

En la fase de desarrollo y de explotación, el estado capturaría la máxima cantidad de renta aplicando sistemas fiscales de contratos de repartición de la producción y contratos de riesgo.

Finalmente, cuando los campos ya son marginales o cuando requieren tecnología y fuertes inversiones, aplicaría contratos de asistencia técnica y/o contratos de tasa interna de retorno. es decir, el gobierno vuelve a estimular la actividad.

Hacerlo así, es decir, aplicar varios esquemas fiscales a la vez de manera selectiva e inteligente, de acuerdo al proceso exploración - producción; sería beneficiosa tanto para Pemex como para el gobierno; con estos esquemas por ejemplo, sería factible desarrollar Chicontepec, actualmente con nuestra tradicional forma de invertir y realizar los proyectos, resultó no factible, ya que compite por recursos con otros proyectos mucho más rentables.



**ENFOQUE GLOBAL
DE LAS COMPAÑÍAS
PETROLERAS**

4

IV.1 INTRODUCCIÓN

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

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

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

La transformación ha consistido, básicamente, en que han ingresado a la industria nuevos participantes los cuales simultáneamente han registrado avances tecnológicos notables en exploración y explotación de hidrocarburos, así como, de manera particular, en la explotación de yacimientos maduros y en la búsqueda de nuevas reservas petroleras, actividades que se deben realizar en menor tiempo y mayor eficacia.



Asimismo, la distribución y comercialización de los productos se está efectuando en plazos mucho más cortos que en el pasado.

Como parte de la reestructuración de la industria, se han desarrollado también nuevos instrumentos de inversión y cobertura de riesgos, que han ampliado y profundizado los mercados en lo que corresponde a operaciones spot y de futuros.

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

A este respecto, el elemento jurídico es muy importante, pues los trabajos en la industria, en años recientes, están basados, de manera muy concreta, en los detalles legales que se plasman en los contratos respectivos, los cuales ahora son sumamente complejos.

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

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



IV.2 PRINCIPALES COMPAÑÍAS PETROLERAS

Es importante mencionar las principales compañías petroleras donde prevalece el Estado como propietario de los hidrocarburos y así mismo las compañías privadas que de una u otra forma dominan el ámbito petrolero.

En la **Tabla IV.1.** se enlistan las 15 primeras compañías petroleras de acuerdo con la clasificación internacional que emite Energy Intelligence Group^{4.1}, de acuerdo a criterios basados en una metodología especial^{4.2}.

PRINCIPALES COMPAÑÍAS PETROLERAS DEL MUNDO

<i>Lugar</i>	<i>Compañía</i>	<i>País</i>	<i>Tipo de propiedad</i>
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	Estatal
2	Exxon Mobil	Estados Unidos	Privada
3	National Iranian Oil Co.	Irán	Estatal
4	PDVSA	Venezuela	Estatal
5	BP	Inglaterra	Privada
6	Royal Dutch/Shell	Inglaterra	Privada
7	Chevron Texaco	Estados Unidos	Privada
8	Total Fina Elf	Francia	Privada
9	PEMEX	México	Estatal
10	PetroChina	China	90%Estatal-10%Privado
11	Conoco Phillips	Estados Unidos	Privada
12	Kuwait Petroleum Co.	Kuwait	Estatal
13	Sonatrach	Argelia	Estatal
14	Petrobras	Brasil	32%Estatal-68%Privada
15	Pertamina	Indonesia	Estatal

Fuente: Energy Intelligence Group (PIW) 2003. Ranking the world's "Top Oil Companies".

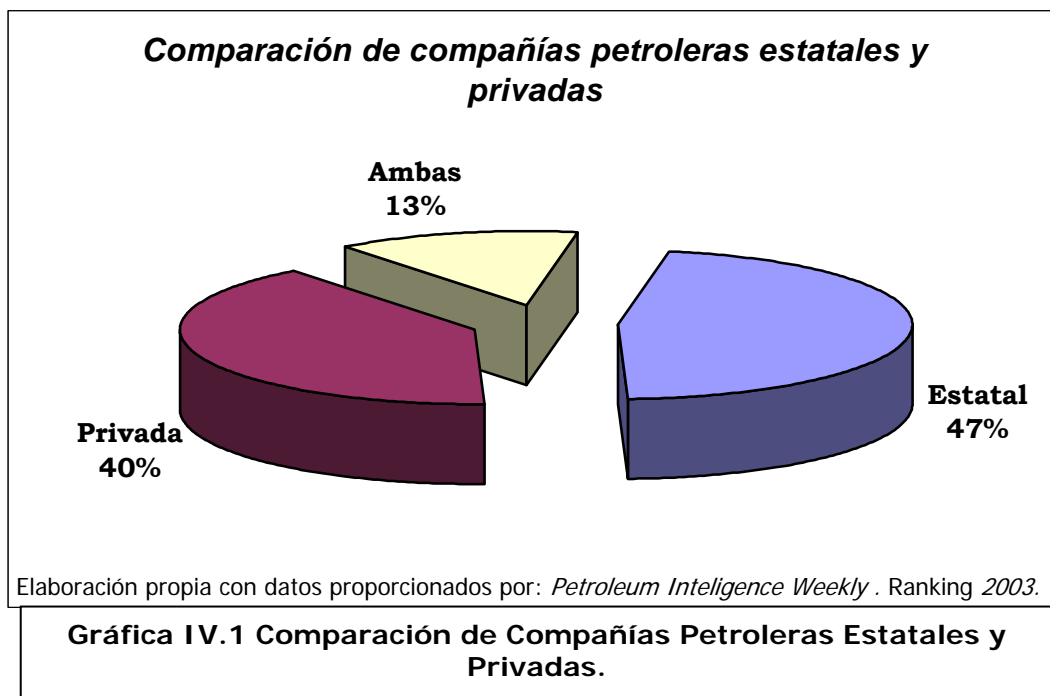
Tabla IV.1 Principales Compañías Petroleras Internacionales

^{4.1} Consultar: Top Oil Companies. Ranking the world's. Energy Intelligence Group, 2003.

^{4.2} La metodología consiste en tomar en cuenta ciertas características como son: estado financiero, producción de crudo-gas natural y condensados, capacidad de refinación, ventas totales, ingresos, beneficios de operación, flujos de efectivo, reservas, etc.



Dentro de las 15 principales compañías petroleras podemos observar que el 47% son empresas de propiedad estatal, 40% son privadas y un 13% representa una participación compartida (estatal-privada), lo cual indica que las compañías estatales siguen siendo de gran importancia a nivel mundial, sin embargo las compañías petroleras privadas van en ascendencia gracias a la apertura total o parcial en las actividades petroleras que requieren las empresas estatales. Lo anterior se muestra en la **Gráfica IV.1.**



IV.2.1 COMPAÑÍAS PRIVADAS

De acuerdo a la tabla IV.1., podemos observar que del total de 15 compañías, 6 son privadas.

Las compañías privadas han llevado un proceso de desarrollo consistente en realizar mega-fusiones estratégicas, con el objeto de ser complementarias según la especialidad o campos de mayor fortaleza



que habían alcanzado, a fin de lograr mayores grados de eficiencia, productividad, capacidad de competencia y rentabilidad.

En general, estas compañías han seguido dos tipos de estrategias: hacia una mayor escala de operaciones y/o hacia un mayor valor de mercado derivado de una mejor percepción de los inversionistas sobre su desempeño.

Así, podemos mencionar algunas alianzas como: Exxon con Mobil, British Petroleum (BP) con Amoco y Arco, Chevron con Texaco, y Shell se ha mantenido como Shell Group, convirtiéndose en compañías de mayor dimensión y con mayor capacidad de desarrollo.

Las empresas que han logrado una mayor escala de operaciones son Exxon/Mobil, Royal Dutch/Shell y BP Amoco/Arco.

IV.2.1.1. EXXON/MOBIL

John D. Rockefeller creó el primer trust petrolero vertical: la Standard Oil. Mediante métodos poco ortodoxos arruinó a sus competidores estadounidenses y organizó la evasión fiscal de sus ingresos. Más tarde, aliándose a sus rivales BP y Shell, constituyó un cártel para dominar el mercado mundial.

La Standard Oil Co. de Nueva York (Socony) y la Standard Oil Co. de Nueva Jersey (jersey Standard)., éstas dos fueron las predecesoras de Mobil y Exxon. Para finales noviembre de ese mismo año, Exxon y Mobil anunciaron su fusión de 77 mil millones de dólares.



Exxon-Mobil, también conocida fuera de Estados Unidos bajo la marca «Esso», es la primera compañía petrolera a nivel mundial (por encima de British Petroleum y Shell) con actividades de exploración, producción, aprovisionamiento, transporte y venta de petróleo y de gas natural así como de sus derivados en cerca de 200 países y territorios.

Mantiene reservas de 22,000 millones de barriles de petróleo en productos equivalentes (incluyendo las arenas bituminosas) y muestra un resultado neto de 14,500 millones de dólares en el año 2003. A título comparativo, el PIB de un país como Malí fue, ese mismo año, de unos 10,000 millones de dólares.

Exxon-Mobil se ha hecho especialmente activa en Kazajstán, donde comparte con las sociedades petroleras ENI (Italia), la Shell (Holanda) y Total (Francia) un contrato firmado con el gobierno para la explotación del yacimiento más grande hasta ahora descubierto, el de Kashagan - que ha destronado de esta manera al también inmenso yacimiento de Prudhoe Bay en Alaska, el cual fue descubierto hace 30 años. Las reservas anunciadas inicialmente son sin embargo objeto de duras controversias y disputas territoriales, sobre todo entre Kazajstán e Irán.

En Indonesia, Exxon-Mobil posee el 35% de la sociedad Pertamina, una importante estructura de producción de gas natural.

En lo que respecta al volumen de negocios, Exxon Mobil facturó 371 mil millones de dólares, es decir, más que el producto interno bruto (PIB) de Arabia Saudita, primer productor mundial de crudo.

El primer grupo petrolero del mundo, Exxon Mobil, superó en 2005 su propio récord, con una ganancia de 10 mil 700 millones de dólares al



cierre del cuarto trimestre del año pasado, con lo cual logró el año más rentable en la historia corporativa de Estados Unidos. Al concluir 2005, la petrolera estadounidense obtuvo rendimientos de poco más de 36 mil millones de dólares.

IV.2.1.2. Royal Dutch/Shell

La formación del Grupo : Para el año de 1903 era obvio que los competidores británicos y holandeses vieron que tendrían mejores resultados si trabajaban juntos, por lo que se fusionaron formando la Compañía Asiática de Petróleo.

La alianza funcionó tan bien, que cuatro años después fue extendida para cubrir operaciones a nivel mundial, con la creación del Grupo de Empresas Royal Dutch/Shell.

Esta asociación continúa hasta la fecha. Las dos empresas madres retienen cada una sus negocios, y son propietarias del Grupo en la siguiente proporción: 60% del Royal Dutch Petroleum y 40% del Shell Transport and Trading Company.

IV.2.1.3. BP Amoco/Arco

La nueva BP tiene una larga historia que se remonta a hace más de un siglo. Es el resultado de la integración de cuatro compañías: British Petroleum, Amoco, ARCO y Castrol. Hoy en día constituyen una única compañía líder en el mundo.

El origen de British Petroleum data de mayo de 1901, cuando un inglés acaudalado llamado William Knox D'Arcy obtuvo del Shah de Persia una



concesión para explorar y desarrollar los recursos petrolíferos de ese país (hoy Irán).

En 1909 William Knox D'Arcy fundó la Anglo-Persian Oil Company para explotar su concesión petrolífera. La compañía adoptó posteriormente el nombre de British Petroleum, que fue abreviado a BP para reflejar su continua expansión en el mundo. Desde entonces BP ha descubierto importantes yacimientos, como los del Mar del Norte, en la costa escocesa, y Prudhoe Bay en Alaska.

IV.2.1.3.1. AMOCO

Amoco comenzó formando parte del potente Standard Oil Trust de John D. Rockefeller.

La Standard Oil de Indiana mantuvo su nombre original hasta abril de 1985, fecha en la que pasó a denominarse Amoco para reflejar su creciente presencia internacional. En agosto de 1998 BP y Amoco anunciaron que habían alcanzado un acuerdo para combinar sus operaciones globales en la que sería la mayor operación de estas características de la historia y convertirse en BP-Amoco^{4.3}.

IV.2.1.3.2. ARCO

Es la más antigua de las cuatro compañías que forman la actual BP, fue fundada en Filadelfia en 1866 bajo el nombre de Atlantic Petroleum Storage Company.

^{4.3} British Petroleum (BP) compró Amoco por 48.000 millones de dólares.



Cuatro años más tarde, Atlantic pasó a formar parte del extenso Standard Oil Trust propiedad de John D. Rockefeller, donde permaneció hasta 1911, fecha en la que el Trust se disolvió por decisión judicial. En 1966, la compañía se fusionó con Ritchfield Oil Company, adoptando la empresa resultante el nombre de Atlantic Ritchfield (ARCO).

Al igual que BP, ARCO descubrió importantes yacimientos en Prudhoe Bay, Alaska, incluyendo el mayor yacimiento encontrado hasta el momento en el hemisferio occidental. En marzo de 2000, BP-Amoco y Arco concluyeron las negociaciones para la combinación de sus actividades.

IV.2.1.3.3. Castrol

Burmah Castrol, como era conocida en un principio, tiene sus raíces en dos compañías fundadas a finales del siglo XIX: Burmah Oil Company Limited, registrada en Edimburgo en 1886, y CC Wakefield & Company, constituida en 1899 y con sede en Londres.

En marzo de 2000 BP-Amoco adquirió la compañía con el objeto de aumentar significativamente el impacto de la marca y el potencial de crecimiento de su negocio mundial de lubricantes.

Otras empresas se han orientado a elevar su valor en el mercado a través de la especialización y la optimización de su desempeño. Entre ellas se encuentran Chevron/Texaco y otras como son Dynergy, Unocal y Phillips, entre las principales.

En la actualidad, más de dos terceras partes de las reservas mundiales de hidrocarburos son de propiedad estatal y, por ello, tradicionalmente han sido explotadas por empresas nacionales en forma exclusiva o, al menos, privilegiada.



En contraposición, en una relación por demás interesante, las principales compañías privadas controlan prácticamente el 75 por ciento de la comercialización mundial de productos petrolíferos.

Esto se debe a que estas empresas dedican sus esfuerzos a la explotación eficiente y acelerada de los yacimientos y a la comercialización de productos petrolíferos utilizando nuevas tecnologías, incluyendo el uso de medios electrónicos.

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

Ahora bien, una desventaja importante de las empresas nacionales con relación a las privadas ha sido que las nacionales han mostrado, generalmente, una menor relación producción/reservas y mercados más limitados, mientras que las privadas usualmente realizan una explotación más agresiva, consiguiendo desarrollos más eficientes y menos costosos y mayores ventajas comerciales.

Es evidente cuál ha sido el camino que han seguido las empresas petroleras privadas: un camino de alianzas, fusiones y adquisiciones, de buscar complementos, de asociar habilidades y ventajas y eliminar lo inconveniente, lo obsoleto, lo improductivo.



IV.2.2 EMPRESAS ESTATALES

Los otros actores en el contexto internacional de los hidrocarburos y sus derivados son las empresas petroleras nacionales, que se mueven en un entorno competitivo totalmente distinto.

Estas empresas presentan algunas similitudes y diferencias con respecto a los grupos petroleros privados.

Las compañías nacionales de petróleo, como PEMEX, se distinguen de las privadas, en mayor o menor grado, dependiendo del caso particular, por las características siguientes:

- ❑ Tienen obligación de satisfacer el mercado interno.
- ❑ Dependen del tamaño del mercado interno.
- ❑ Su valor radica, en buena medida, en el monto de sus reservas.
- ❑ Influye en ellas también el grado en que el país necesita de la renta económica del petróleo y de la aportación fiscal de cada empresa.
- ❑ Enfrentan limitantes derivadas del marco jurídico en que operan.

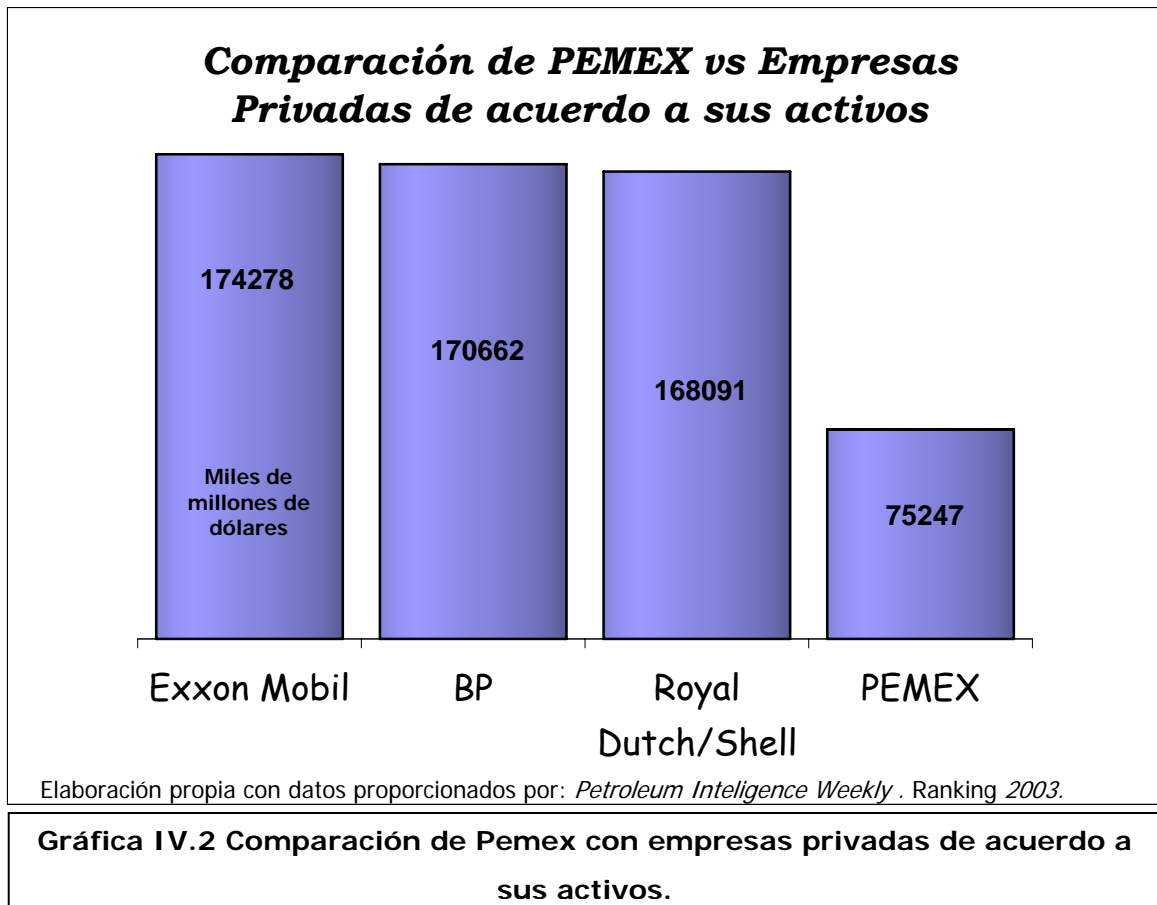
Como se observa en la **Tabla IV.1.**, Saudi Aramco, la empresa estatal de Arabia, controla las mayores reservas del mundo, Su caso es especial, porque frecuentemente actúa como válvula de control, que procura, por un lado, mantener la estabilidad de los precios del crudo de acuerdo a sus propios intereses y, por otro, evitar la sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas. Es el gigante de la industria, por el monto de sus reservas y producción de crudo y por su incidencia en el mercado mundial.



IV.3 SIMILITUDES Y DIFERENCIAS DE PEMEX CON OTRAS EMPRESAS PETROLERAS.

Para buscar las similitudes entre las empresas estatales y las privadas en este caso Pemex, hay que acudir a comparar algunos rubros. Estos se reducen fundamentalmente a montos de inversión, indicadores de operación y, en ciertos casos, a las utilidades.

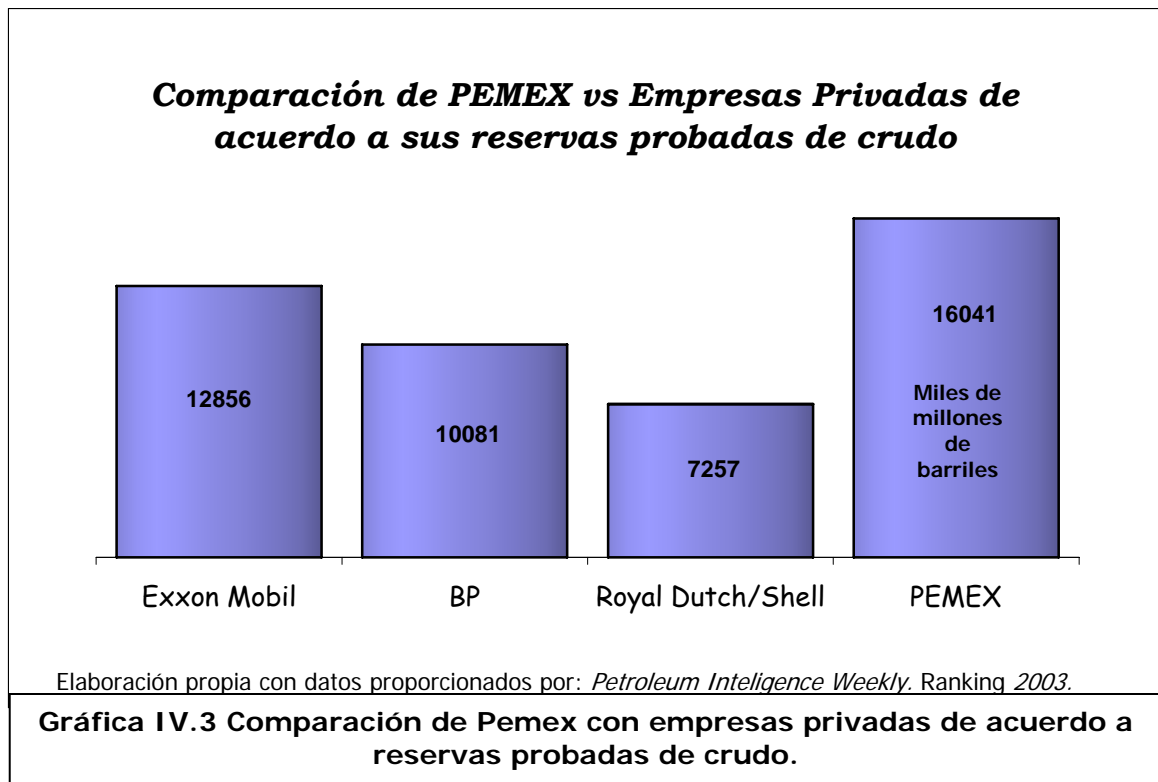
De acuerdo con información de 2003^{4.4} --publicada a fines de 2004-- , en valor de los activos, dentro de las compañías mundiales, la primera es Exxon/Mobil, la segunda Royal Dutch/Shell y la tercera BP/Amoco. Los activos de PEMEX la colocan en un noveno lugar, con valor de casi la tercera parte respecto a los de Exxon/Mobil, como se observa en la **Gráfica IV.2.**



^{4.4} *Petroleum Intelligence Weekly* Ranking 2003,



En disposición directa de reservas probadas de crudo, en cambio, Exxon/Mobil ocupa el lugar número 12, con acceso a menos de la mitad de las de PEMEX, que ocupa un noveno lugar. Royal Dutch/Shell y BP/Amoco se encuentran incluso por debajo de Exxon/Mobil. (Lugar 21 y 17 respectivamente). La comparación se puede observar en la **Gráfica IV.3.**

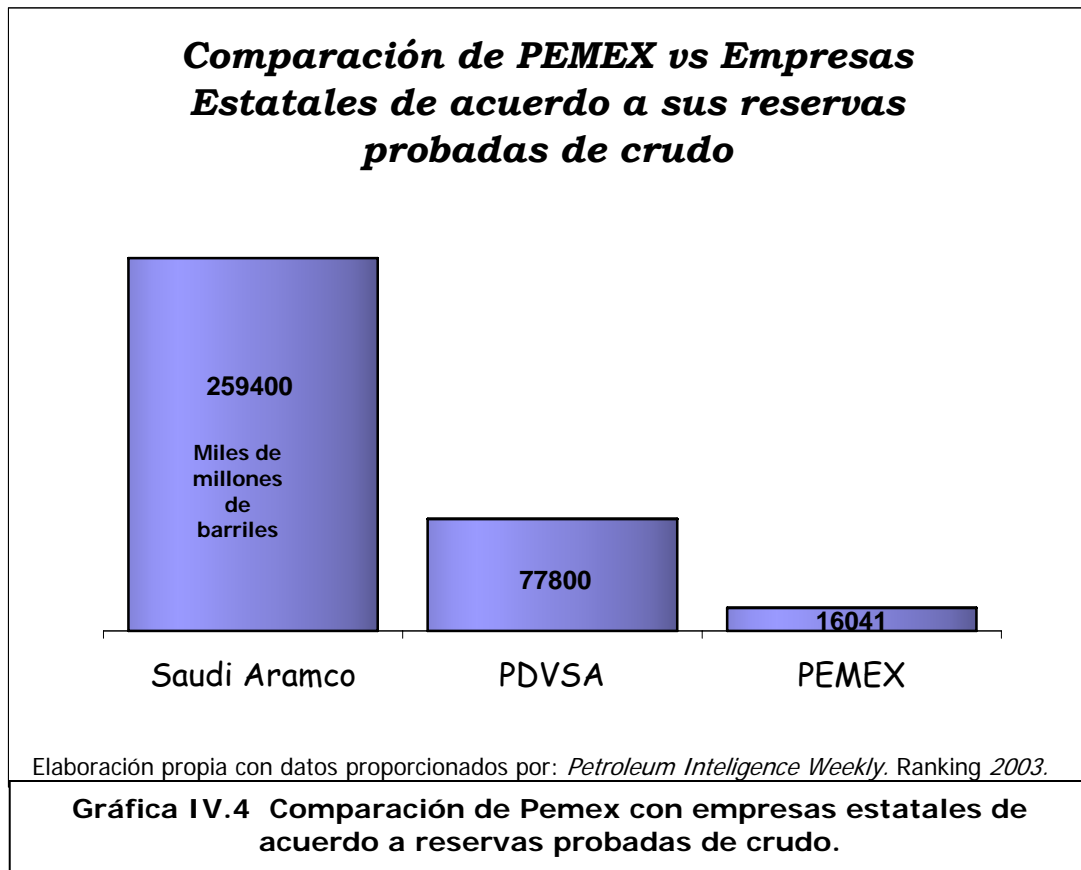


En cambio, en ventas, Exxon/Mobil mantiene su supremacía. Las ventas de PEMEX son un poco más de una quinta parte de las de Exxon/Mobil.

Dentro de las nacionales, destacan las que tienen acceso a mayores yacimientos, como Saudi Aramco, cuyas reservas probadas de crudo superan en por lo menos quince veces a las de nuestro país. En el continente americano, PDVSA, de Venezuela, tiene más que México en



crudo y casi diez veces en gas. Sin embargo, las comparaciones internacionales sobre reservas deben tomarse con cautela, por las diferencias existentes en los métodos de estimación y certificación de las mismas, como se observa en la **Gráfica IV.4**.



Cabe mencionar algunas diferencias fundamentales que hacen distinta a Pemex con el resto de las grandes empresas petroleras del mundo:

- Pemex es una empresa nacional por lo que tiene limitaciones jurídicas que las empresas privadas no enfrentan.
- Pemex cuenta con acceso exclusivo a la explotación de las reservas de hidrocarburos de México. También ha tenido el monopolio en materia de refinación. Pero estas condiciones ya no



son suficientes para impulsar un mayor desarrollo y alcanzar una mayor competitividad. Es por ello que a plazo corto, se debe de contar con nuevos esquemas de trabajo con la inversión privada, tanto en petrolíferos y gas, como para impulsar la petroquímica.

- Pemex tiene el carácter de empresa estatal por lo que tiene implícitas responsabilidades de promoción del desarrollo económico e, incluso, compromisos sociales directos que las empresas privadas no tienen.

A pesar de todo ello, PEMEX podría tener un desarrollo similar al de las grandes empresas privadas en los últimos años, con base en tres enfoques principales:

a) Su base fundamental de actividad son las reservas y su explotación eficiente, por lo tanto sólo podrá crecer a niveles más altos si logra incrementarlas y explorarlas tan eficazmente como sus pares mundiales,

b) En cuanto al aspecto de la comercialización, PEMEX necesita desarrollar un programa en esta actividad más ambicioso y agresivo, consistente con la apertura y la mayor competencia a la que podrá enfrentarse en el futuro, y

c) Sin duda es conveniente realizar asociaciones con otras empresas en todos los aspectos que nuestras leyes permitan. PEMEX ya tiene algunas experiencias a este respecto como la de "Deer Park", en el sur de Texas, con el grupo Shell.

Como puede observarse, PEMEX enfrenta grandes retos para poder impulsar considerablemente su crecimiento y poder maximizar su valor económico.



IV.4 UN RECORRIDO POR LAS FORMAS DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN AMERICA LATINA.

IV.4.1 PANORAMA ACTUAL

Aunque heterogéneas y con formas diferentes, las industrias y empresas petroleras latinoamericanas continúan distinguiéndose por presentar algunas características similares a la industria y empresas petroleras internacionales. Por ejemplo, la industria petrolera latinoamericana se ocupa de explorar-explotar-transportar y comercializar petróleo y/ o los derivados extraídos de su refinación. Desde este punto de vista, esa industria presenta la misma característica que la industria petrolera internacional: es una industria integrada, "desde el pozo hasta la estación de servicio". También lo son las empresas latinoamericanas que manejan esa industria. *Pemex* en México, *PDVSA* en Venezuela, *Petrobras* en Brasil o *Ecopetrol* en Colombia: exploran-explotan-transportan-refinan y comercializan "crudo" y derivados.

Esa industria es además una industria aleatoria. A pesar del enorme desarrollo tecnológico existente, no es posible saber *a priori*, con precisión, dónde se halla el petróleo hasta tanto no se realice un programa mínimo de trabajo que incluya la exploración y la perforación de un cierto número de pozos. Sin embargo, es probable que un programa de éstos, técnicamente consistente, invierta millones de dólares que terminen por hallar yacimientos no explotables comercialmente. Por esta razón, aunque no es la única, la industria petrolera latinoamericana es también una industria integrante de aquellos sectores económicos denominados como de capital intensivo. *PDVSA*, por ejemplo, es de lejos la principal empresa de Venezuela, pero apenas emplea un porcentaje ínfimo de la población económicamente activa ocupada en ese país: menos del 1%.



Por otra parte, algunas empresas petroleras latinoamericanas se han internacionalizado en tiempos recientes. Pemex y PDVSA poseen participaciones importantes en refinerías y sistemas de distribución localizados en países industrializados, Estados Unidos en particular. Petrobras ha celebrado acuerdos internacionales de exploración-producción.

En breve, estas cuatro primeras características de la industria petrolera latinoamericana - integrada, aleatoria, intensiva en capital e internacional - hacen que su naturaleza sea semejante a la de la industria petrolera internacional. Pero, hasta allí las semejanzas.

La industria petrolera latinoamericana está dejando de ser considerada como una industria estratégica por los actores fundamentales que toman decisiones en cada uno de los países. Esta nueva consideración, manifestada en políticas públicas, decisiones organizacionales y cambios institucionales, constituye un verdadero cambio estructural.

Sus indicios son ya evidentes. Su finalidad parece ser adecuar la industria y las empresas petroleras latinoamericanas a *los estándares corrientes de la globalización: desregulación, apertura, privatización,...*

De considerar la industria y las empresas petroleras como uno más de los sectores estratégicos y monopolios reservados a la intervención directa y exclusiva de los estados latinoamericanos, surge la tendencia, cada vez más nítida, a considerarlos como un espacio más de actividad económica.

Dependiendo de los acuerdos políticos que los actores puedan lograr en cada país, se están tomando decisiones en el conjunto de los productores de petróleo latinoamericanos que van desde la privatización



total de la industria y de las empresas; como es el caso de Argentina que decidió privatizar totalmente YPF en 1991, el resto de países latinoamericanos productores de hidrocarburos parecen escoger más bien la vía de la apertura antes que la de la privatización de sus respectivas EPP (Empresas Públicas Petroleras). Progresivamente, algunos países han comenzado a abrir el capital privado, extranjero en su gran mayoría, actividades de exploración-producción, refinación, gas y petroquímica; es decir optan por la apertura a la inversión privada de ciertas actividades (México, Venezuela, Colombia, Ecuador Bolivia y Perú); otros han optado por la vía de la desmonopolización parcial (Perú) o total (Brasil). En algunos casos se ha procedido a reformar la legislación petrolera o la Constitución Nacional (Argentina y Brasil en particular). En otros, se ha optado más bien por la celebración de contratos de exploración-producción para asociar al capital privado extranjero con las correspondientes EPP latinoamericanas (Colombia, Ecuador y Venezuela).

Como sabemos las EPP latinoamericanas está siendo sometida a un proceso de reorganización que persigue en última instancia tratar de adecuarlas para enfrentar con algún grado de éxito a los nuevos competidores, ampliamente dotados en tecnología, capital y flexibilidad operativa. Ese proceso puede asumir diversas y variadas formas: desde la celebración de alianzas estratégicas con algunos de sus competidores privados (tipo PDVSA-Veba Oel, Pemex-Shell), pasando por la capitalización de la empresa (tipo YPFB de Bolivia), hasta la división de la empresa en subsidiarias operativas con otra empresa actuando como "holding" (tipo Pemex). Desde luego, para ser competitivas con las empresas privadas que están entrando de nuevo en América Latina.

Un par de prácticas se han adoptado hasta ahora, sin que su adopción replantee la discusión de ¿qué es una empresa pública?. Por un lado se



adoptan prácticas comerciales típicas de las empresas privadas (contables, gerenciales, costo-beneficio y precios) y, por el otro, se pretende traspasar del Estado (o del Ministerio correspondiente) la administración de los recursos naturales. Esta última práctica se ha materializado sólo en Brasil, pero se ha propuesto también en otros países (Venezuela), a través de la creación reciente de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) y del Conselho Nacional de Política do Petróleo (CNPP). Por supuesto, nada garantiza que esos nuevos organismos que se pretenden crear para administrar las reservas petroleras no corran el riesgo de burocratizarse.

En otras palabras, se puede constatar que el proceso de apertura a la inversión privada, extranjera o nacional, tiene pues ahora en la industria petrolera latinoamericana un conjunto de nuevas oportunidades de negocios que hasta no hace mucho no pasaban de ser meros deseos del espíritu de uno u otro empresario o académico.

En este trabajo se intentarán exponer las características más resaltantes de la industria petrolera latinoamericana que está emergiendo con particular referencia al caso de la industria petrolera mexicana.

IV.4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS DE AMÉRICA LATINA

En un recorrido general por los esquemas de contratación en diversos países de América Latina, presento a continuación síntesis de la actividad y algunas características generales de los principales países productores de petróleo y gas de la región.



IV.4.2.1 VENEZUELA

Venezuela cuenta con reservas aproximadas de 77,8 billones de barriles. El gobierno de este país expidió la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que reemplazó la legislación anterior (la ley expedida en 1943 y la de nacionalización de 1975), y cubre todos los aspectos relacionados con el desarrollo de los hidrocarburos en Venezuela. Con ella se introdujeron las siguientes modificaciones:

Se dispuso regalías petroleras equivalentes a 30% de la producción total (el anterior régimen establecía regalías escalonadas de 1% a 16,66%). Este tema afectó algunos contratos ya firmados (los de la tercera ronda de 2001), los cuales preveían que se aplicaría la regalía vigente al momento de la producción. De igual forma, se contempla el pago de un impuesto superficial anual.

PDVSA participará siempre en 51% de los proyectos petroleros. De esta manera, la nueva ley abandona las tres formas contractuales que existían para desarrollar la industria del *upstream*: campos marginales, acuerdos de asociación estratégica y acuerdos de ganancia compartida. Las futuras licencias se otorgarán mediante un contrato de impuestos y regalías. De igual manera, la comercialización queda en cabeza de PDVSA u otra empresa estatal.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) ascendió a la tercera posición entre las 50 empresas más importantes del mundo, de acuerdo con un análisis realizado por la publicación especializada Petroleum Intelligence Weekly en su edición del 12 de diciembre de 2005.

Esta jerarquización está fundamentada en criterios técnicos como la composición accionaria de las empresas, volúmenes de reservas,



producción de crudos y gas, capacidad de refinación, volúmenes de ventas e ingresos netos, entre otros.

ASPECTOS CONTRACTUALES EN VENEZUELA

- Contratos de servicios (1991, 1993 y 1997). Fue el primer contrato una vez reabierto la posibilidad de que participaran compañías privadas en el sector. Se dividen acuerdos de servicios de operación y contratos de campos marginales.
- Hay cuatro acuerdos de asociaciones estratégicas para crudo pesado.
- Acuerdos de riesgo y ganancia compartida. Las partes privadas asumen el costo inicial de exploración. Si aparece petróleo o gas en volúmenes comerciales, entonces PDVSA retiene la opción de participar en el *Joint Venture* y asume hasta 35% de participación en el proyecto.
- Contrato de impuestos y regalías (2002), introducido por la nueva ley de hidrocarburos.
- En agosto de 2003, según el Ministerio de Energía, fueron transferidos varios de los activos de PDVSA (33 contratos de operación, 4 acuerdos de asociación estratégica y los contratos de exploración a riesgo) a su subsidiaria Corporación Venezolana de Petróleo. Adicionalmente, la CVP estará a cargo de renegociar la participación en Venezuela del sector privado, en línea con la ley de hidrocarburos.



IV.4.2.2 BRASIL

Brasil, por su parte, con reservas aproximadas de 8,5 billones de barriles, es el décimo consumidor de energía en el planeta, y por ello el autoabastecimiento es un reto complicado y difícil de alcanzar; sin embargo, el gobierno ha asumido la meta de autosuficiencia para 2006.

Petrobras, una de las empresas petroleras más grandes del mundo, y la de mejor economía en Latinoamérica se vio fortalecida con una política de impulso para su crecimiento, particularmente en la filosofía de convertirse en una empresa integrada de energía, que responda a los graves problemas de abastecimiento energético de este país con más de 175 millones de habitantes y con un creciente mercado de consumo de hidrocarburos, donde el gas natural se abre camino entre dificultades de precio y volúmenes de mercado, compitiendo con el aceite diesel y la hidrogenación eléctrica.

Los recientes descubrimientos de yacimientos de gas en la región amazónica y costafuera, le han dado a Brasil una mejor posición de negociación con Bolivia, su principal proveedor de gas desde 1999. Antes de concluir el año 2003 ambos países se encontraban negociando el precio del millar de BTU de gas natural, debido al decrecimiento del consumo en Brasil, causado por la alta oferta de energía hidroeléctrica, el principal competidor de la generación termoeléctrica que utiliza gas natural.

A mediados de los noventa, se tomó la decisión de permitir la entrada de inversión privada al sector de hidrocarburos y fue creada la Agencia Nacional del Petróleo, entidad que entró a regular desde todo punto de vista la política petrolera brasileña.



Hasta ese momento, en virtud de la ley del petróleo de 1953, el sector privado no tenía derecho ni posibilidad de participar en la industria, puesto que Petrobras monopolizaba los derechos de explorar, producir y refinar el petróleo en Brasil.

La agencia brasileña instrumentaliza el mecanismo de contratación por medio de una concesión a particulares, mediante licitaciones donde uno de los requisitos que se toman en cuenta para el otorgamiento del área es el pago de un bono a la firma del contrato. Las regalías varían entre 5% y 10%.

Entre tanto, las pretensiones de Petrobras para el 2004 son ambiciosas, particularmente porque se adjudicaron varios de los campos puestos en licitación internacional durante 2003 y en el que destacó la 5ta Ronda, con áreas en la tradicional Cuenca de Campos y áreas nuevas en el noreste. Sin embargo, además de Petrobras, pocos fueron los interesados y esto dejó entrever la necesidad de ajustes por parte de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de Brasil para las licitaciones futuras, particularmente en el capítulo referido a la participación de empresas y la protección laboral vigente en el país, una de las mayores conquistas locales y altamente beneficioso para la economía local.

Pero Petrobras quiere seguir expandiendo sus operaciones internacionales especialmente en Angola y Nigeria donde realiza actividades de exploración y producción en aguas profundas, una de sus mayores fortalezas tecnológicas. Actividades exploratorias en el Golfo de México han dado buenos resultados y eso ha consolidado el potencial tecnológico de la petrolera brasileña.



Petrobras se ha beneficiado claramente con mejores condiciones del mercado y es muy probable que logre el financiamiento para llevar a cabo sus inversiones planeadas a corto plazo. Se espera que el presupuesto de Petrobrás para inversiones de capital en 2004 sea de unos US\$8.000 millones, comparado con US\$7.200 millones en 2003, y será utilizado en programas de exploración y producción, gas y actividades petroquímicas.

ASPECTOS CONTRACTUALES EN BRASIL

- ❑ Por medio de la ley 2004 del 3 de octubre de 1953 fue creada Petrobras, y se le otorgó el monopolio total del up y el downstream petrolero.
- ❑ La reforma constitucional No. 9 del 9 de noviembre de 1995, finalizó el monopolio de la estatal petrolera Petrobras y permitió la entrada del sector privado a invertir en todos los sectores del petróleo y el gas en Brasil.
- ❑ La ley de petróleos de 1997 introduce el contrato de concesión y se crean dos nuevas instituciones: la Agencia Nacional del Petróleo y el Consejo Nacional de Política Energética. Establece que Petrobras continuará bajo el control del gobierno federal y podrá crear subsidiarias para participar en Joint Ventures con privados.
- ❑ En 1998, se publica el primer modelo del contrato de concesión, donde las partes son la agencia y el concesionario, que desarrollará de manera independiente la operación del campo y se compromete a un programa mínimo de exploración (el período de exploración es de 3 años, y 27 años el período de producción).

IV.4.2.3 ECUADOR

Para Ecuador (que cuenta con reservas aproximadas de 4,6 billones de barriles) es sumamente importante el desarrollo de la industria petrolera, pues constituye casi 40% del total de los ingresos



provenientes de exportaciones en este país y un tercio del total del ingreso gubernamental. Los obstáculos en el transporte están saneados gracias a la construcción del segundo oleoducto de crudos pesados.

En materia contractual y legal, el derecho está reservado al Estado, que puede delegar en particulares. Dentro de las modalidades de contratación se observan, principalmente, los contratos de participación, de servicios y los contratos de campos marginales. Petroecuador es socio en varios contratos de servicios y participación.

El crudo ecuatoriano, producido en la región amazónica, bordea una producción de 400 mil ved, de los principales campos operados por la estatal Petroecuador y las operadoras privadas como Occidental, Repsol/YPF o Encana. Este país consume más de 137,000 bpd y el excedente es exportado, sin embargo en el mismo año 2003 a pesar de los planes anunciados de inversión para el incremento de la producción, esta no subió a los niveles deseados.

ASPECTOS CONTRACTUALES EN ECUADOR

- ❑ En 1937 se crea el régimen de concesión.
- ❑ En 1971 se establecen los contratos de asociación, con los cuales se disminuye el terreno contractual. En la etapa de exploración, la estatal podía entrar a participar con 25%.
- ❑ Con el objeto de atraer la inversión, dadas las duras condiciones de asociación, en 1982 se crea el Contrato de Servicios. Se paga una prima de servicios atada a los niveles de producción. Las partes son Petroecuador (que tiene tres subsidiarias) y el inversionista. El período de exploración es de cuatro años (+2) y el de explotación, de 20 (extensión negociable). Solo quedan dos en Ecuador. El inversionista hace toda la inversión. Marginal Government Take



(MGT): 52,74%.

- En 1993 se establece el Contrato de Participación. Las partes son Petroecuador y el inversionista. Proceso licitatorio bajo la supervisión del Comité Estatal de Licitaciones. Seis meses de estudio ambiental, cuatro años exploración (+2), 20 de explotación (petróleo) y 25 (gas) (+5) de extensión en áreas remotas, en gas entre períodos de 5 a 7 años para período de análisis. Anteriores contratos de servicios se han renegociado a contratos de participación. El inversionista hace toda la inversión y la ganancia varía con los niveles de producción. Hay un punto donde el inversionista deja de participar. MGT: 68,13%.
- En 1993. Contratos en campos marginales con incremento de producción. El inversionista participa en éstos campos en un punto determinado, con un contrato que abarca la vida económica del campo.

IV.4.2.4 PERÚ

Perú posee un marco contractual y fiscal muy atractivo; sin embargo, la prospectividad no ha dado los mejores resultados. Principalmente cuenta con dos tipos de contratos: las licencias y el contrato de servicios. El marco legal petrolero de Perú está basado en la ley de hidrocarburos No. 26221 de 1993.

Interesantes estímulos legales a la industria han sido aprobados en los últimos años por parte del gobierno. El 29 de mayo de 2003 se aprobó el [Decreto Supremo 017-2003-EM](#) que adiciona metodologías para determinar la regalía en los contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos.



Se generaron también facilidades como la flexibilización del Programa Mínimo de Trabajo Exploratorio, el establecimiento de una política de transferencia de información a costo cero y, en casos específicamente determinados por la ley, el derecho a la devolución definitiva del Impuesto General a las Ventas y el Impuesto de Promoción Municipal, que se paguen para la ejecución de las actividades directamente vinculadas con la exploración durante la fase de exploración de los contratos y para la ejecución de los convenios de evaluación técnica.

ASPECTOS CONTRACTUALES EN PERÚ

- ❑ El marco legal petrolero de Perú está basado en la ley de hidrocarburos No. 26221 de 1993, actualizado por la ley 27377 de 2000.
- ❑ Con fecha 29 de mayo de 2003 se aprobó [Decreto Supremo 017-2003-EM](#), que adiciona metodologías para determinar la regalía en los contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos al artículo 5° del reglamento aprobado con anterioridad.
- ❑ La ley 27624 dispone la devolución del Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal para la exploración de hidrocarburos.

IV.4.2.5 COLOMBIA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos, que había sido creada en 1948 mediante la Ley 165 de ese año.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.



En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 2931 del 7 de julio de 2003, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá. D.C.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada la ANH ([Agencia Nacional de Hidrocarburos](#)).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.



Finalmente, el caso colombiano muestra las más recientes modificaciones y ajustes en el sector, con un decidido cambio para incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

Colombia posee reservas aproximadas de 1,84 billones de barriles; el petróleo constituye 28% del total de ingresos por exportaciones y 10% del total de ingresos del gobierno nacional.

El gobierno ha manifestado su voluntad de afianzar la confianza del inversionista y de implementar atractivas condiciones contractuales para atraer la inversión en el sector del *upstream* petrolero.

Desde la implementación en Colombia del Contrato de Asociación, las modificaciones gubernamentales en materia de hidrocarburos consistían, básicamente, en alterar de alguna manera el Contrato de Asociación y el régimen de regalías, con el fin de aumentar o aminorar la participación estatal en el desarrollo de proyectos, en los cuales era obligatoria la participación del Estado por intermedio de Ecopetrol. La disminución en la exploración y, lógicamente, en el encuentro de importantes descubrimientos, ha traído obvias consecuencias en los volúmenes actuales de producción, que se encuentran en unos 516.000 bpd, equivalentes a 63% del punto más alto de producción en 1999 (815.000 bpd).

Consciente el gobierno de la necesidad de atraer inversión en este sector, surge el decreto 1760 de 2003, que marcó el comienzo de una nueva política petrolera en Colombia, estableciendo diferencias estructurales en materia de hidrocarburos, derivadas principalmente de la división de funciones y competencia entre Ecopetrol S.A. y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que será el ente administrador del recurso hidrocarburífero y generador de la política petrolera, lo cual



convierte a Ecopetrol en un operador más y un potencial socio de nuevos proyectos petroleros.

Los siguientes constituyen los cambios generales del nuevo contrato:

- La ANH no es socia en la entidad contratante.
- Hay independencia total del contratista en el manejo del campo y este mismo declara la comercialidad del mismo.
- Regalías variables de 5% a 25%, según el producto y la producción.
- Escenarios de participación en la producción por precios altos y prórroga del contrato.
- El contrato se podrá prorrogar hasta la vida útil del yacimiento.

Indudablemente, el nuevo contrato ha generado impacto internacional. Wood Makenzie, banca de inversión en materia petrolera, calificó los nuevos términos fiscales colombianos como los mejores (*Colombia's New Fiscal Terms- Simply the Best*).

Algunos de los ajustes legales en la región siguen la tendencia de separar las funciones de administración de contratos de las de explotación de hidrocarburos. Así mismo, la tendencia de algunos modelos de contratación fortalece e incentiva la exploración mediante una recompensa importante al riesgo de esta actividad, lo cual contribuirá de forma determinante en el desarrollo de la industria, sin perder de vista factores como la flexibilidad, la operatividad y, sobre todo, la estabilidad en las reglas del juego.

Primera empresa del país por exportaciones, ingresos totales y utilidades netas, y la número 35 entre las petroleras del mundo, según



el ranking publicado en diciembre de 2005 por PIW (Petroleum Intelligence Weekly).

ASPECTOS CONTRACTUALES EN COLOMBIA

La historia de la contratación en Colombia se puede dividir en tres grandes momentos:

- ❑ El período de concesión (1905 a 1974), que inicia con la Concesión de Mares y la Concesión Barco, período en el que se destacan la ley 120 de 1919, la ley 37 de 1931, el Código de Petróleos, expedido por decreto 1056 de 1953, la ley 10 de 1961 y la 20 de 1969. Mediante la ley 20 de 1969 quedó solucionada la discusión en el sentido de que todos los yacimientos pertenecen a la Nación y no puede haber explotación privada de los mismos.
- ❑ El período de asociación (1974-2003) comienza con el decreto 2310 de 1974.
- ❑ El actual período de contratación por la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos, a partir del decreto 1760 de 2003.

IV.4.2.6 BOLIVIA

Con reservas de 52,6 trillones de pies cúbicos de gas natural (segundas del continente después de Venezuela), Bolivia buscaba ser incluida en el mapa energético mundial, a través de un gigantesco proyecto de exportación de LNG a México y California, de propiedad de un consorcio internacional formado por Repsol/YPF, BG y BP, hasta que una revuelta social derrocó el gobierno del liberal Gonzalo Sánchez de Lozada. Luego, el país se quedó prácticamente sin proyecto y el nuevo gobierno del presidente Carlos Mesa se quedó sin respuestas.

Sin embargo, paralelamente al proyecto de exportación de gas natural como LNG, importantes compañías como Total, aliada a GTL Bolivia, llevaron adelante serios estudios de factibilidad de dos proyectos de producción de gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés Gas to



Liquids); uno de 10,000 bpd y otro de 75,000 bpd, los mismos que se han convertido en las alternativas ante el fracaso del proyecto de LNG. Otras compañías, incluido el principal socio de Pacific LNG, Repsol/YPF, llevan adelante también estudios de GTL junto a Syntroleum. El GTL, que tiene asegurado su mercado interno, podría convertirse en la llave para la atracción de inversiones y es la mejor alternativa de industrialización del gas natural junto a otras opciones como proyectos de petroquímica y de plantas termoeléctricas en este país.

IV.4.2.7 ARGENTINA

Argentina se ha caracterizado, durante muchos años por la fuerte presencia estatal en materia de hidrocarburos y de energía. Desafortunadamente esa realidad de empresas públicas sobredimensionadas en personal, con bajo nivel de inversiones e incorrecta asignación de sus recursos y la crisis de las finanzas del Estado y de la economía en general, sumadas a un marco ideológico alentado internacionalmente crearon el ambiente propicio para la experiencia de privatizaciones y desregulaciones de la década del noventa.

Los cambios sufridos por la estructura de la industria petrolera y gasífera luego de la desregulación del sector iniciada en el año 1989 y la privatización de YPF y de Gas del Estado en sus diferentes etapas, relacionándolos con las transformaciones que durante el mismo período modificaron la estructura de la industria nacional en su conjunto.

En 1990, inicio la privatización de su sector petroquímico; en 1992 privatizó su principal empresa gasera; y en 1993, su Compañía Petrolera Nacional, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, así como varias centrales eléctricas.



Argentina otorgó a empresas privadas la "concesión temporal de explotación" por 25 años de los yacimientos de hidrocarburos con todas las reservas comprobadas. En ese periodo también privatizó y desreguló fuertemente todo el sector de energía eléctrica, En el proceso de privatización del petróleo (1990-1993) el estado vendió 250 millones de metros cúbicos de reservas "probadas" que pasaron a compañías privadas, el error principal del Argentina no fue sólo privatizar de una forma escandalosa, sino que lo hizo apartando al Estado de sus responsabilidades más elementales. El Estado de los noventa abandonó sus obligaciones inexcusables de control al sector privado, dismanteló las estructuras jurídicas y de recursos humanos para el ejercicio de sus facultades y se negó a asumir el rol de planificador de una política energética.

La situación actual es claramente preocupante tanto en materia de petróleo como de gas. En el primer caso, existe un marcado deterioro de todas las variables; a pesar de la rentabilidad de las empresas, la producción de crudo del año pasado fue la más baja desde 1995.

Es imprescindible que se diseñe una estrategia integral de hidrocarburos y energía. La creación de una empresa estatal nacional, Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), con funciones no muy claramente definidas, y los acuerdos con otros países latinoamericanos son solamente impulsos con réditos mediáticos de corto plazo.

Argentina apenas mantiene en el 2004 el 0,23% de las reservas mundiales que representan el consumo de apenas 9 años. Por tanto no es lógico pensar en nuestro país como un "país petrolero" sino más bien como un "país con petróleo".



IV.4.2.8 MÉXICO

Entre tanto, México, uno de los importantes miembros del club de los poderosos productores mundiales no pertenecientes a la OPEP y dueño de una reputación como uno de los más conservadores países estatistas del continente, por su cerrada oposición a la apertura de su todopoderosa paraestatal Pemex. Donde el nacionalismo por los hidrocarburos desde 1938 es de admirar y sorprenderse al mismo tiempo, se tiene a Pemex que opera casi exclusivamente en toda la cadena, siendo una empresa poco competitiva, politizada, con escasos recursos, protegida y que ciertamente, define y ejecuta las políticas públicas relacionados con el petróleo del país.

Sin embargo en Pemex ha habido cambios en el sector petrolero y gasero (recientemente los Contratos de Servicios Múltiples) que parecen no alejarse mucho de la tendencia mundial aunque sin llegar a permitir contratos entre Pemex y empresas privadas como los contratos de riesgo.

Lo más recientemente a la apertura petrolera fue la aplicación del modelo de Contratos de Servicios Múltiples (CSM), los cuales son motivo del siguiente capítulo. Estos no son otra cosa que una interpretación de la ley de obras publicas, que permite el ingreso de capital, pero a título de contratista únicamente y se convierte automáticamente en un nuevo acreedor del estado a través de Pemex, quien deberá pagar por los servicios, en un modelo que ha sido constantemente criticado por los opositores políticos y que incluso ha llegado a incidir en el poco éxito logrado en las licitaciones lanzadas en 2003, pero que sin embargo atrajeron a pesos pesados como Petrobrás, Repsol/YPF y Tecpetrol.



El Director de Pemex^{4.5} anunció que, además de la Cuenca de Burgos donde se desarrollaron las licitaciones de los CSM, Pemex podía adjudicar nuevos Contratos de Servicios Múltiples para el desarrollo de los proyectos Coatzacoalcos, Gas Terciario y Cuichapa, en los estados Veracruz y Tabasco, tanto en tierra como costafuera, "a fin de dar un impulso a la producción de gas no asociado en México, mediante una participación nacional e internacional".

A corto plazo, Pemex tiene una situación sólida en cuanto a reservas de petróleo y gas, además de una atractiva estructura de costos de producción. Esto hace confiar que podrá generar suficiente producción para satisfacer la creciente demanda interna y de exportación. Para el 2004, el presupuesto de Pemex llegará aproximadamente a US\$11.000 millones, de los cuales 75% estarán destinados a la exploración y producción.

A medio plazo, el panorama de Pemex seguirá siendo influenciado por tres factores claves: su exposición al riesgo político, vulnerabilidad a reorientar el flujo de efectivo, y su aptitud para atraer inversiones privadas en ausencia de reformas para aliviar la carga impositiva de la empresa. Dadas las actuales condiciones de mercado en México es de esperarse que Pemex logre atraer el financiamiento de terceros.

^{4.5} Ing. Luis Ramírez Corzo.



IV.5 CONCLUSIÓN.

Aunque con diferencias y excepciones, las formas de contratación de los países aquí analizados, apuntan a atraer y mantener la presencia de empresas privadas para la exploración y explotación de campos. Aunque se mantiene la dominancia de la empresa estatal de petróleos, los ajustes legales en la región tienden a separar las funciones de administración de contratos de las de explotación de hidrocarburos.

En Latinoamérica se observan recientes movimientos legislativos cuyo objetivo es mejorar las condiciones para atraer inversión destinada a la exploración y explotación de hidrocarburos. Los países afinan sus ofertas contractuales dentro de un ambiente de competencia, en donde las fortalezas y debilidades están siendo balanceadas según las formas contractuales que permitan lograr los escenarios más atractivos. De esta manera, las formas de contratación petrolera constituyen una herramienta de esencial importancia para el desarrollo de la industria.

De cualquier manera, la selección del mecanismo contractual evidentemente constituye parte esencial de la política petrolera de cada país, que adopta alguno de estos tipos, de forma pura o con cambios o combinaciones, que consideran factores como las posibilidades constitucionales y legales, la prospectividad, la política económica local y de abastecimiento, y la situación cambiante del mercado mundial, entre otros. Todos estos factores determinan la propuesta contractual y legal petrolera, que atraerá mayor o menor inversión a cada país.

Como quiera que en el escenario mundial se cuestiona la capacidad de oferta de petróleo frente a la gran demanda exponencial proyectada para el hidrocarburo, así como las potenciales dificultades de obtener el



recurso en otras latitudes, Latinoamérica se presenta como un interesante objetivo de inversión.

Finalmente el proceso de apertura ya esta ocurriendo, como se mencionó arriba en los casos de empresas estatales, las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas de empresas petroleras extranjeras son cada ve más frecuentes, de donde surge la necesidad de llegar a acuerdos entre el gobierno y empresas nacionales y / o extranjeras sobre la repartición del producto y ganancias obtenidas en la industria petrolera. Estos se manifiestan en los distintos sistemas o regímenes fiscales que se explicaron en el capítulo III.



CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES

5

V.1 INTRODUCCIÓN

La industria petrolera internacional se encuentra inmersa en un proceso de transformación.

Las grandes corporaciones petroleras privadas se están fortaleciendo a través de fusiones, adquisiciones y alianzas estratégicas. Existe, asimismo, una tendencia para que las grandes empresas avancen hacia el suministro integral de toda la gama de productos energéticos.

Por su parte, los grupos petroleros estatales están flexibilizando su operación y alejándose de sistemas rígidos de control gubernamental.

En todos los casos, las grandes empresas realizan sus operaciones a lo largo y ancho del planeta, en distintas regiones y diversos mercados. Las empresas estatales, originalmente surgidas con el propósito exclusivo de atender necesidades nacionales, no escapan a esta tendencia.

Dentro del ámbito nacional, se advierten tres tendencias principales:

1. La política energética nacional debe sustentar el desarrollo económico armónico.

En el caso de México la definición de la política energética deberá traducirse en una más adecuada oferta de productos en mejores condiciones de precio, calidad y que tome en cuenta la preservación del



medio ambiente. En síntesis, más oferta de energía y energía mejor balanceada entre sus distintas fuentes equivale a más oportunidades de desarrollo individual y colectivo para los mexicanos.

2. En México, al igual que en el resto del mundo, se habrá de utilizar de manera cada vez más intensiva el gas natural como energético.

Las normas ecológicas que han entrado en vigor en nuestro país, hacen necesario el uso de combustibles más limpios dentro de los procesos productivos industriales. El ejemplo más claro es el gas natural, que recientemente ha desplazado a otros combustibles como insumo dentro de la industria en general y del sector eléctrico en particular, el gas natural tiende a ser cada vez más utilizado en la industria nacional.

Adicionalmente, se espera un repunte importante en la demanda de consumidores privados regionales, gracias a la reciente creación de empresas locales de distribución que habrán de fomentar el consumo de sectores industriales y domésticos.

Petróleos Mexicanos, esta obligado a satisfacer cabalmente los requerimientos de gas natural de la Comisión Federal de Electricidad y de los consumidores privados, por lo que se ha iniciado la construcción de diversos proyectos orientados a ampliar la oferta interna y la capacidad de transporte desde los puntos de oferta, nacional o importada, hasta los centros de consumo.

3. El sector energético se transformará gradualmente, de un monopolio de estado, a empresas que ejerzan control estratégico sobre el sector.

La historia energética de México durante muchas décadas supuso el monopolio del estado. En los últimos años se ha abierto paulatinamente



el sector privado, sobre todo en la petroquímica y la conducción de energéticos. Hoy pensamos que el control estratégico del sector de la energía trae mayores beneficios a los mexicanos y realizan esfuerzos para consolidar la apertura y encontrar nuevas fórmulas de coparticipación con la inversión privada nacional y extranjera.

En México, la intención de convertir a PEMEX en una empresa competitiva que al mejorar su posición internacional pueda apoyar en mayor medida el desarrollo económico y social de nuestro país, responde a la necesidad de ir al ritmo de la transformación que se está dando en las empresas mundiales. Por ello, se ha iniciado un profundo proceso de modernización que permitirá alcanzar dicho objetivo.

Concretar las posibilidades de sostener niveles adecuados de inversión pública, aprovechando las fortalezas de otras empresas, en algunas áreas en que sus capacidades operativas, tecnológicas y financieras son complementarias a las de PEMEX.

Dentro de estas posibilidades, una de las principales es la de los Contratos de Servicios Múltiples para desarrollar la producción de gas no asociado en la cuenca de Burgos, los cuales podrían constituir una ampliación de las formas tradicionales de realizar obra pública en PEMEX.

Los contratos de servicios múltiples son instrumentos que permitirán allegar capacidades adicionales de ejecución y nuevas tecnologías.

La importancia de este tipo de contratos no radica, en primera instancia, en el volumen adicional de inversiones que pueden llegar a representar, ni tampoco en las perspectivas de producción si éstas se evalúan en el contexto de la producción total de la Empresa, sino en la incorporación



gradual de estas capacidades que he mencionado y que son complementarias a las que tiene PEMEX.

Se ha dicho que se sobre estima la demanda futura de gas, pero el hecho es que se tiene un déficit en este combustible y se tienen que hacer importaciones crecientes para complementar la producción y satisfacer la demanda interna. En cualquier circunstancia económica del país, se necesita incrementar la producción de gas natural para reducir la dependencia de las importaciones y, eventualmente, ser autosuficientes.

En el caso de que se tuviera una producción superavitaria, la posibilidad de exportar el excedente abriría para México una excelente oportunidad comercial y sería una forma de mejorar nuestra balanza petrolera.

Para enfrentar el reto de producir mucho más gas natural, Pemex ha promovido una primera ronda de licitaciones de "contratos de servicios múltiples" para el desarrollo de yacimientos de gas natural no asociado en siete bloques de la región gasífera de la Cuenca de Burgos. Estos contratos forman parte de las reformas promovidas por el gobierno federal para crear nuevos espacios para la inversión privada en gas y electricidad.

El objetivo es asignar estos contratos a compañías internacionales, quienes aportarían alrededor de 6 mil millones de dólares de financiamiento para el desarrollo de los siete bloques, ayudando así a complementar las inversiones de Pemex en el desarrollo de campos de gas.



Dichos contratos plantean la acumulación, en un solo contrato, de servicios que Pemex ha contratado, hasta ahora, por medio de 30 ó 40 contratos diferentes. Los servicios a ser contratados incluyen el procesamiento y la interpretación de estudios sísmicos, la modelación geológica, estudios geofísicos, la ingeniería de campo y de producción, la perforación de pozos, el diseño y la construcción de instalaciones, estudios ambientales, la separación y procesamiento de hidrocarburos y el mantenimiento de pozos y de instalaciones.

Estas contrataciones se realizan en medio de una intensa polémica político jurídica, que es atribuible a que los servicios múltiples son una invitación a las grandes empresas petroleras del mundo a regresar a México a explotar hidrocarburos, si bien no se trata del petróleo, sino del gas. Algunos legisladores argumentan que estos contratos suplantán a Pemex en tareas básicas de explotación que le son reservadas constitucionalmente como dominio exclusivo, por lo que no se descarta que esta controversia llegue a ser materia de juicio ante la Suprema Corte de México.

Aún cuando Pemex ha reconocido que los contratos de servicios múltiples no son el esquema ideal que corresponde al apetito natural de las grandes empresas operadoras, éstas han mostrado interés. Pemex espera alcanzar, mediante estos contratos, una producción de 1 Bcfd de gas en el año 2006, adicional a los volúmenes que Pemex producirá con recursos propios. La justificación del proyecto, según Pemex, es la de obtener capital, tecnología y equipo para producir una cantidad importante de gas en poco tiempo.

En los últimos años, Pemex ha desarrollado la Cuenca de Burgos a través de contratos integrados, que son de menor alcance que los CSM y



no generan controversia, ya que las compañías no participan directamente en la fase de explotación. Bajo ese esquema, la compañía canadiense Precision Drilling obtuvo un contrato por 240 pozos en 2001 y un nuevo contrato por 285 pozos adicionales en el 2003.

Pemex ha anunciado planes para gastar este año más de US\$8.000 millones en exploración y producción, como parte de su objetivo de aumentar la producción de crudo en más de 20% y la de gas natural en más de 50% para fines del 2006. Para cumplir esos objetivos, Pemex deberá explotar los campos de la Sonda de Campeche, que típicamente están en lámina de agua de 260 pies, lo que los hace ideales para plataformas autoelevadizas.

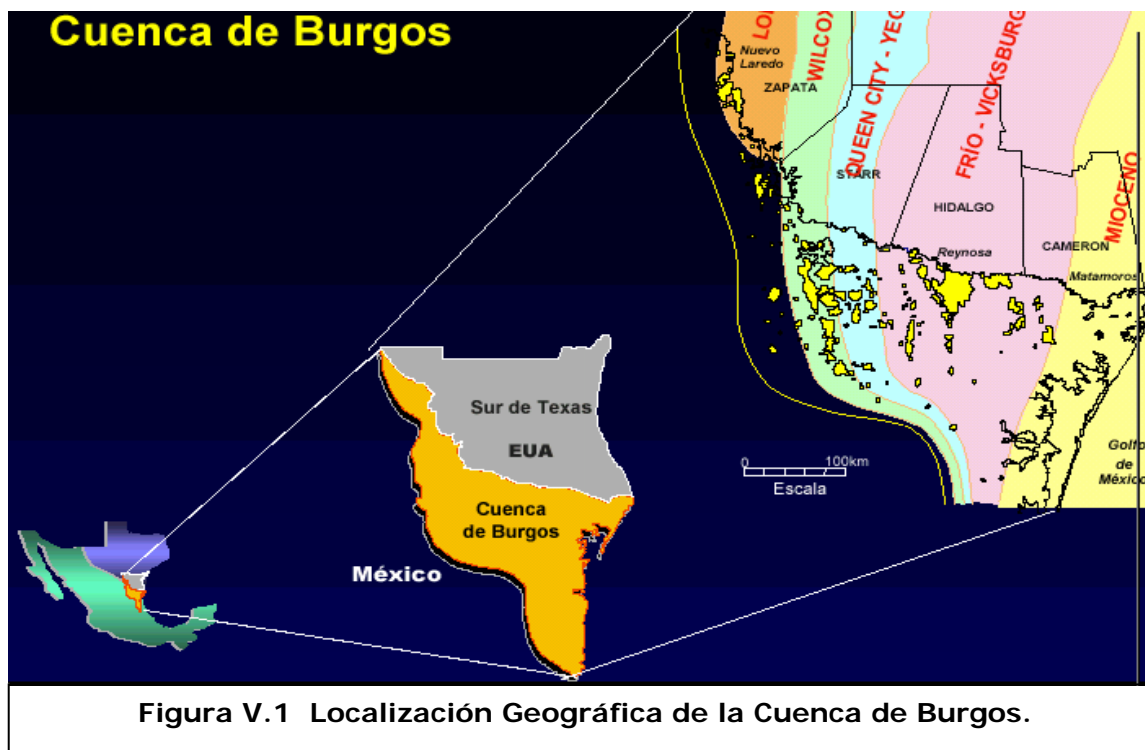
México está obligado a incrementar su producción de gas para reducir las importaciones. Este proceso debe pasar por el éxito de los Contratos de Servicios Múltiples.



V.2 LA CUENCA DE BURGOS Y LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES

V.2.1 CUENCA DE BURGOS.

La **Figura V.1** muestra la Cuenca Terciaria de Burgos, con un área de 50,000 km² en su porción terrestre, incluso, los reportes indican que la zona puede llegar a cubrir 110,000 km² si se toman en cuenta sitios como Sabinas y Piedras Negras, se ubica en la parte noreste de la República Mexicana (México), es la más grande y principal productora de gas no asociado del país, limitada: al norte por el Río Bravo el cual representa el rasgo fisiográfico y frontera con los Estados Unidos de América pero que geológicamente no limita la continuidad de la cuenca hacia el llamado Embahiamiento del Río Grande del Sur de Texas; al oriente por la plataforma continental del Golfo de México; al sur por la Cuenca Tampico-Misantla y al occidente por el contacto aflorante Cretácico-Terciario en las inmediaciones de la Sierra Madre Oriental.



La cuenca de Burgos es la región productora de gas no asociado más importante de México y que cuenta con cerca de una tercera parte de las reservas de gas no asociado del país.

Los campos de gas se encuentran a lo largo de franjas bien definidas que se extienden a ambos lados de la frontera entre los dos países. Están formados por yacimientos arenosos complejos, altamente compartimentalizados, constituidos por un número elevado de bloques independientes de tamaño relativamente pequeño y de muy baja permeabilidad, por lo que la producción inicialmente alta de sus pozos declina rápidamente.

Los descubrimientos más importantes de gas no asociado fueron realizados por Petróleos Mexicanos en 1945, y es a partir de este año cuando propiamente se intensifican los trabajos de exploración y desarrollo de campos, hasta alcanzar una producción máxima de alrededor de 650 MMPCD en junio de 1970.

Posteriormente, una disminución de estas actividades y declinación natural de los campos ocasionó que la producción se abatiera a cerca de 180 MMPCD en 1993.

En 1994 se inicia un nuevo periodo de auge en esta región. La producción creció a ritmo acelerado a la vez que se ampliaron las reservas de gas natural.

En 1997 Pemex suscribió el primero de una serie de contratos de servicios integrados en el área central de Burgos, donde se ubica Arcabuz-Culebra.



En 1998 el ritmo de expansión ascendió a 50 por ciento. Todo el incremento neto de este periodo es atribuible a cuatro campos: Arcabuz-Culebra, Arcos, Cuitláhuac y Corindón-Pandura. El primero aportó más de la mitad del volumen adicional de gas. Estos son los campos más grandes de Burgos, salvo Reynosa y Monterrey, ambos en fase avanzada de agotamiento.

Por otra parte, la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo se intensificó dramáticamente. En 1994 no se perforó un solo pozo exploratorio en la región, pero en 1999 el nivel registrado fue de 24 pozos. Este esfuerzo se enfocó preferentemente a extender campos productivos y no a descubrir nuevos yacimientos. La perforación de desarrollo se amplió de un pozo en 1993 a 159 en 1999. Su productividad aumentó rápidamente y de manera sostenida de 353 mpc de gas por pozo a fines de 1994 a 941 mpcd en 1999.

Pese a que la región posee la misma capacidad productiva que Texas, en Estados Unidos se ha perforado una vigésima parte de los pozos, mientras que en los últimos 60 años, del lado mexicano sólo han explotado una décima parte de lo extraído por los norteamericanos. Con base en estas observaciones, durante la última década Pemex se dio a la tarea de elevar la producción en más de 500%.

Actualmente, mediante la reactivación de la Cuenca usando nuevas metodologías en el desarrollo de campos y utilizando tecnología de punta, la producción de gas ha logrado incrementarse por arriba de los 1,000 MMPCD, cifra equivalente al 80% del total de gas no asociado, y cerca del 25% de la generación de gas del país, la cual ha sido sostenida durante los últimos 4 años.



V.2.2 LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM).

Los Contratos de Servicios Múltiples son vistos por Pemex como un mecanismo que le permitirá captar recursos técnicos, financieros y gerenciales para la exploración y el desarrollo de la cuenca de Burgos, así como reducir la pesada carga administrativa y gerencial. Los CSM se celebran para el desarrollo adicional de la cuenca de Burgos, en paralelo con el programa de inversiones iniciado en 1997.

En esta región, que ya actualmente aporta una producción de alrededor de mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural, equivalentes al 25 por ciento del total nacional, Petróleos Mexicanos realizó en 2001 estudios sísmicos bidimensionales en casi tres mil kilómetros cuadrados, y tridimensionales en mil 600 kilómetros cuadrados, mediante la perforación y terminación de 36 pozos exploratorios y 362 de desarrollo.

De acuerdo con la información geológica y geofísica actual, se estima que la cuenca de Burgos contiene más de 2.1 millones de millones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas, 1.2 millones de millones de pies cúbicos probables y 1.7 millones de millones de pies cúbicos posibles. Además, se calcula que el potencial productivo de las áreas aún no exploradas en esta cuenca podría ser dos o tres veces mayor al de las reservas ya identificadas.

Este potencial no ha sido debidamente aprovechado porque durante años PEMEX concentró sus esfuerzos en la explotación de yacimientos de crudo pesado, que tienen poco gas natural asociado. En consecuencia, la tecnología, los conocimientos y la experiencia de la Empresa para la explotación de yacimientos de gas se fueron rezagando.



El aprovechamiento rentable de las reservas localizadas en la cuenca de Burgos, dadas sus características geológicas, requiere de las últimas tecnologías disponibles en la industria petrolera mundial. Por esta razón, y por la necesidad de contar con recursos financieros complementarios a los que tiene PEMEX, se decide explotar estas reservas contratando las obras y servicios que ofrecen las compañías especializadas.

En Petróleos Mexicanos los Contratos de Servicios otorgarán certidumbre a la relación que se desea establecer con las empresas interesadas. Conociendo de antemano los alcances y limitaciones de una relación contractual, las empresas y los inversionistas saben qué pueden esperar y qué no, qué pueden obtener, cuándo y cómo, a cambio de su participación en las tareas productivas de PEMEX.

La sociedad mexicana, por su parte, también podrá saber con toda precisión hasta dónde llega la participación del capital privado en la explotación de un recurso que es, por mandato Constitucional, patrimonio de todos los mexicanos.

La transparencia de los procedimientos para la asignación y ejecución de estos contratos facilita el escrutinio de la sociedad y brinda un nuevo impulso a la cultura de la legalidad que sé esta promoviendo dentro de la Empresa.

En la cuenca de Burgos, como en todo el territorio nacional, Petróleos Mexicanos habrá de mantener un firme control sobre las operaciones de producción y distribución de hidrocarburos, como lo manda la Constitución, así como vender y comprar bienes y servicios a particulares, dentro y fuera del país, con estricto apego a las leyes mexicanas y a los acuerdos internacionales en la materia.



V.3 PRIMEROS CONTRATOS EN PEMEX

V.3.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS.

Si revisamos la historia de la industria petrolera, desde su inicio en los albores del siglo pasado, podemos advertir una permanente tensión entre la voluntad por una rectoría del Estado y los intereses privados, principalmente extranjeros.

En 1862, el ingeniero de minas Antonio del Castillo llevó a cabo una perforación en un lugar cercano al cerro del Tepeyac, de la cual brotó agua mezclada con petróleo en cantidades abundantes. Un año más tarde, el sacerdote e historiador Manuel Gil y Sáenz, encontró lo que él llamó Mina de Petróleo de San Francisco, cerca de Tepetitlán, en el estado de Tabasco.

En 1865, el emperador Maximiliano otorgó concesiones petroleras a particulares y decretó la reglamentación de sustancias que no eran metales preciosos, en las Reales Ordenanzas para la Minería de la Nueva España. En ellas se mencionaba el betún y el petróleo.

En 1892, Porfirio Díaz derogó el Código de Minas y decretó la nueva ley que estaba dirigida a los inversionistas extranjeros. La explotación, que comprendía combustibles, minerales, aceites y aguas minerales, debía cubrir únicamente el impuesto federal de propiedad.

Cuando Francisco I. Madero ocupó la presidencia, expidió el decreto del 3 de junio de 1912, por el cual se establecía un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera.

Posteriormente, Venustiano Carranza tomó la estafeta de reivindicación de la industria creando en 1915 la Comisión Técnica del Petróleo para



investigarla y reglamentarla en favor de la nación. En 1918, Carranza lanzó el decreto del 27 de febrero, que creaba un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos por los que se arrendaban estos terrenos.

La Constitución de 1917 afianzó, en favor de la nación, la propiedad de la tierra y los recursos naturales; Carranza se atrincheró en el Artículo 27 y con su apoyo sostuvo las fuertes embestidas del poderoso capital extranjero.

En 1938, al decretarse la expropiación, la reanudación de actividades fue con más buenos deseos que conocimientos técnicos o administrativos, ya que al retirarse las compañías sólo dejaron instalaciones incompletas y obsoletas, almacenes vacíos y una falta total de información sobre los yacimientos, los pozos y las instalaciones de producción.

A esto se sumaron dos problemas:

- El primero provocado por las propias compañías que crearon un boicot contra México, por lo que no se podían conseguir equipos, herramientas, materias primas, refacciones, etc.
- Y por otra parte, querían evitar que la posible competencia que el petróleo, ahora mexicano, pudiera hacer al petróleo texano.

Ante estado de cosas, y al amparo de la ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, expedida por el Presidente Manuel Ávila Camacho el 31 de diciembre de 1941, el director general de Petróleos Mexicanos, Antonio J. Bermúdez concertó una serie de convenios para la exploración y explotación de los hidrocarburos con varias compañías, entre 1946 y 1952.



En términos generales, estos convenios permitían la participación de particulares, a quienes se les pagaba con un porcentaje de la producción obtenida, en caso de que los pozos tuvieran éxito. Los primeros convenios fueron causa del boicot por las grandes empresas estadounidenses y no tuvieron el resultado esperado, posteriormente se establecieron las cláusulas básicas de los llamados "contratos de riesgo", situación que fue modificada por la nueva Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, decretada por el Presidente Adolfo Ruiz Cortines, el 29 de noviembre de 1958. en cuyo artículo sexto quedo establecido que en los contratos que PEMEX celebrara con personas físicas o morales, no se podrían fijar las renumeraciones en porcentajes de los productos ni en participación de los resultados de las explotaciones, mismos que tuvieron vigencia hasta 1969, tras una larga serie de controversias de tipo político y legal, cuando el Presidente Díaz Ordaz a través del Lic. Jesús Reyes Heróles, director general de PEMEX, dio por terminado dichos contratos.

A continuación se muestra en la siguiente **Tabla V.1**, una relación de los Primeros Contratos realizados por PEMEX:

PRIMEROS CONVENIOS CON PARTICULARES 1947 -1948
<p>* <i>J. Edward Jones representante de Sugar Oil Field Co.</i> 100 pozos exploratorios, 25 en Poza Rica, 25 en Reynosa y 50 en el Istmo de Tehuantepec (cancelado por incumplimiento)</p>
<p>* <i>Gordon Duke, representante de Southeastern</i> 25 en Reynosa (cancelado por incosteable)</p>
<p>* <i>Compañía Mexicana Inversionista, S.A. Y Petróleos y sus Derivados, S.A.</i> 25 en Reynosa (sustituyendo al anterior)</p>
<p>* <i>Petróleos y sus Derivados, S.A.</i> 20 pozos en Chijol, municipio de Pánuco, Veracruz</p>
<p>* <i>Cities Servicios Co.</i></p>



459 mil hectáreas en Tamaulipas (Sabino Gordo, San José de las Rusias, Buena Vista - Misión) y Veracruz, que no habían quedado incluidas en el decreto de expropiación.

* Carlos y Federico Wiegand

Perforación de 14 pozos en los lotes 1 y 2 de Cacalilao, Veracruz.

CLÁUSULAS TIPO DE UN CONTRATO RIESGO

A El contratista complementarían los trabajos de exploración realizados por PEMEX dentro del área señalada en el contrato y ejecutarían los de perforación procedentes, de acuerdo con la institución, con facultad de ésta última para señalar programas de trabajo y aprobar o desaprobar gastos.

B Todos los gastos serían por cuenta del contratista.

C Si un pozo resultara productivo, PEMEX reembolsaría al contratista los gastos aprobados y le reconocería una compensación por concepto de utilidades y riesgos; pero si el pozo no contenía petróleo, el contratista tampoco tendría derecho a reembolso ni compensación alguna.

D PEMEX haría la explotación de los pozos por su cuenta y el contratista no tendría derecho a título alguno ni sobre los terrenos en que trabajaría, ni sobre el petróleo que los pozos produjeran.

E El plazo para perforar sería de 12 años en tierra y de 15 en el mar, y para fines de reembolso y compensación, 25 años a partir de la fecha de la firma de los contratos.

F El 50% del dinero obtenido por la venta de la producción bruta se usaría para los fines de reembolso y compensación, recibiendo el contratista, libres de gastos e impuestos, un 15% de la producción bruta cuando se tratara de trabajos en tierra, 16.25% en laguna y 18.25% en el mar.

G El contratista se obligaría a adquirir el petróleo; el producto de su venta se destinaría a reembolso y compensación, al precio prevaleciente en los campos de Texas, Louisiana y Arkansas.

H En contrato aparte, PEMEX daría una opción al contratista para comprar, al precio en que se conviniera, el resto del petróleo que se produjera en esas zonas y se destinaría al mercado de exportación.

I No se realizarían exportaciones sino hasta satisfacer el mercado nacional.

Fuente: Fernando González Carrillo. "La Industria Petrolera Conceptos Básicos". Biblioteca de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. Páginas 49 – 51.

Tabla V.1 Primeros Contratos realizados por PEMEX



En 1949, durante el mandato del Presidente Miguel Alemán, PEMEX celebró los primeros contratos riesgo con empresas estadounidenses, las que explorarían y perforarían pozos que, en caso de ser productivos, serían explotados por PEMEX, empresa pública que otorgaría a empresas petroleras americanas una participación del 15 al 18 % del valor del combustible. En la **Tabla V.2**, se mencionan dichos contratos.

CONTRATOS RIESGO FIRMADOS POR PEMEX ENTRE 1949 Y 1952

* *Edwin W. Pauley. Consorcio CIMA (Pauley Petroleum Panamerican Co., Signal Oil y American Independent Oil Co.).*

Tierra sumergida: 5 de marzo de 1949, perforaciones de exploración y de desarrollo en aguas territoriales del Golfo de México y bajo las Lagunas del Carmen, Machona, Mecocacán y Términos.

Tierra firme: 5 de marzo de 1949, 2000 kilómetros cuadrados en los estados de Campeche, Tabasco, Veracruz y Nuevo León. 8 de julio de 1950, 923 kilómetros cuadrados en las áreas de Lomitas, Nogales, Santo Domingo y Treviño, en Tamaulipas en el noreste del país.

* *T. Williams, Ambassador Oil Co.*

Agosto de 1949, perforación de la estructura Los Patitos, a 35 kilómetros de Reynosa Tamaulipas, con una extensión de 350 hectáreas.

* *Sharmex, S.A.*

1 de julio de 1950, 318 kilómetros cuadrados entre Poza Rica y Tamiahua, Veracruz.

* *Bruce Sullivan.*

29 de septiembre de 1950, perforación de pozos en los campos Moloacán, Ixhuatlán y Teapa, al sur de Veracruz. Este último contrato se canceló y se transfirió a la Isthmus Development Co., el 17 de marzo de 1951.

* *Compañía Astra.*

Abril de 1952, perforación de 60 pozos exploratorios y 40 de desarrollo, en las zonas de Ébano, S.L.P. Y Pánuco Veracruz.

* *Edward S. Burt.*

Abril de 1952, perforación de pozos en el área del Salto de Agua, Chiapas, con una superficie de 10 mil hectáreas.

Los contratos más importantes, correspondientes a Cima, Sharmex, Pauley e Isthmus fueron cancelados antes de su terminación, por el Director de PEMEX, Jesús Reyes Heróles, entre junio de 1969 y febrero de 1970.

Fuente: Fernando González Carrillo. "La Industria Petrolera Conceptos Básicos". Biblioteca de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. Páginas 49 – 51.



Tabla V.2 Primeros Contratos Riesgo realizados por PEMEX

FACULTAD DE INGENIERÍA, U.N.A.M.



V.4 EL PROBLEMA DEL GAS Y LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES

El problema del gas radica en las tendencias que se presentan en la producción y el consumo de este combustible, tendencias que son opuestas:

- Por el lado de la producción nacional, ésta ha venido cayendo desde 1998 debido al reducido nivel de inversiones que se le ha asignado a los proyectos de desarrollo de gas, en tanto que los mayores recursos se concentraron en la explotación de crudo pesado.
- Por el lado de la demanda, ésta ha venido creciendo a tasas elevadas y de manera sostenida, a consecuencia del desarrollo económico, el cambio tecnológico y la adopción de medidas ambientales más estrictas, que imponen el uso del gas en sustitución de otros combustibles, especialmente en la generación eléctrica y en el sector industrial.

Como consecuencia de estas tendencias, México enfrenta una creciente dependencia de las importaciones de gas natural, las cuales han llegado a niveles récord. Así, por ejemplo, entre julio de 2001 y julio de 2002, mientras que la demanda de gas creció a una tasa razonable del ocho por ciento, las importaciones se incrementaron en 114 por ciento.

Si se quiere cubrir la demanda y reducir la dependencia de México de las importaciones del energético, se tiene que incrementar la oferta interna de gas natural, es decir, se debe aumentar la producción.

Ante esta situación, al mismo tiempo, se inicia la búsqueda de nuevas posibilidades, sin descartar de antemano la participación privada.



Advirtiendo que en todo el mundo se ha presentado una clara tendencia de apertura a la participación de los particulares en la producción de petróleo y gas. Esta apertura responde, entre otros factores, al apremio de aumentar la capacidad de explotación de los hidrocarburos.

En la actualidad, las compañías privadas cuentan con un mayor acceso a yacimientos y reservas nacionales. En efecto, observamos una tendencia de empresas y reservas de propiedad estatal que tienen ya diferentes grados de apertura a la inversión privada, por ejemplo, Arabia Saudita, Brasil, China, Cuba, India, Indonesia, Irán, Malasia, Rusia y Venezuela.

Avanzar en esta clase de apertura, en México, implicaría modificar nuestro marco legal, partiendo de la misma Constitución.



V.5 PRINCIPALES DETONADORES PARA LOS CSM

- Importaciones costosas de gas natural para el país
- Déficit creciente de gas natural en Canadá-EUA-México
- Capacidades limitadas de ejecución y financiamiento
- Acceso limitado a nueva tecnología
- Marco regulatorio complejo para la ejecución de obra pública
- Gran potencial de producción de gas natural en México

Frente a este escenario, PEMEX diseñó un nuevo esquema contractual para atraer capacidades adicionales de:

- Ejecución
- Tecnología
- Financiamiento



V.6 ¿QUÉ SON LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM)?

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), llamados oficialmente *“Modelo Genérico de Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios”*, en los cuales PEP mantiene tanto la propiedad de los hidrocarburos como de las obras ejecutadas, donde el contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios. Los CSM son un nuevo mecanismo de trabajo para PEMEX, que básicamente tiene dos objetivos primordiales:

- Primeramente como una herramienta encaminada a reducir las importaciones de gas natural mediante acuerdos firmados entre Pemex Exploración y Producción (PEP) con las grandes compañías petroleras internacionales que han probado una trayectoria exitosa, solvencia económica y experiencia técnica, para que éstas realicen actividades en materia de hidrocarburos con lo que se espera sustituir importaciones y satisfacer la demanda de gas en México.
- Y, agrupar únicamente, en un solo contrato, los servicios que PEMEX siempre ha contratado. Desde su creación, Pemex ha contratado obras y servicios para el desarrollo de sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Los Contratos de Servicios Múltiples incorporarán entre 30 y 40 servicios de alta tecnología para que los suministre un solo proveedor en un complejo operativo, los servicios que se requieren incluyen entre otros:



- ❖ Procesamiento e interpretación sísmica.
- ❖ Modelado geológico.
- ❖ Ingeniería de Yacimientos.
- ❖ Ingeniería de Producción.
- ❖ Perforación de Pozos.
- ❖ Terminaciones y Fracturamientos.
- ❖ Registros geofísicos.
- ❖ Análisis de núcleos.
- ❖ Diseño y construcción de instalaciones.
- ❖ Gestión de permisos.
- ❖ Estudios ambientales.
- ❖ Mantenimiento de instalaciones y pozos, y
- ❖ Los servicios de transporte del gas a la subsidiaria, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, entre otros.

Estas oportunidades se materializarán a través de los Contratos de Servicios Múltiples, los cuales serán implantados de acuerdo con el marco constitucional y jurídico de México.



V.7 CONSTITUCIONALIDAD DE LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) no requieren modificación alguna de leyes vigentes, pues han sido diseñados con estricto apego al marco legal actual. En este marco legal destacan los siguientes ordenamientos y leyes:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y su Reglamento.
- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- Ley de Ingresos 2002 y Decreto de PEF 2002.
- Ley General de Deuda Pública.
- Contabilidad y Gasto Público Federal.
- Reglamento de Trabajos Petroleros.
- Normatividad interna del organismo.

Con respecto a la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, es importante señalar que los artículos 25 y 28 Constitucionales no deben ser analizados por separado, ya que estos artículos tienen un estrecho vínculo con el 27, en lo que se refiere a la exclusividad que el Estado tiene sobre la explotación del petróleo y los hidrocarburos.



En este orden de ideas, el artículo 134 de la Carta Magna dispone que las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra que se realicen, se adjudicarán o llevarán a cabo a través de licitaciones mediante convocatoria pública y atenderán a los criterios de economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez que aseguren las mejores condiciones para el Estado.

Por lo tanto tenemos:

Artículo 25 Constitucional párrafo cuarto:

“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.”

Artículo 27 Constitucional, párrafo cuarto:

“ Corresponde a la Nación el dominio directo de... el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos;”

Artículo 27 Constitucional, sexto párrafo:

“... el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones... Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni



contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.”

Artículo 28 Constitucional párrafo cuarto:

“...No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: ... petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica...”

De los artículos 25 y 28 Constitucionales, se desprende que:

Siendo las actividades de petróleo y los demás hidrocarburos y petroquímica básica (lo que incluye gas no asociado) actividades estratégicas del Estado, éstas se encuentran a cargo del sector público de manera exclusiva, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

Artículo 134 Constitucional:

“... las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra que realicen, se adjudicarán o llevarán a cabo a través de licitaciones públicas mediante convocatoria pública para que libremente se presenten proposiciones solventes en sobre cerrado, que será abierto públicamente, a fin de asegurar al Estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes... ”



V.7.1 LEGISLACIÓN SECUNDARIA

La base legal de los Contratos de Servicios Múltiples se encuentran enmarcados en una legislación llamada "secundaria", por el simple hecho que deriva de la Carta Magna y las cuales son legisladas.

Por lo tanto los Contratos de Servicios Múltiples se encuentran enmarcados en la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, teniendo:

- ***Artículo 6 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo:***

"Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales, los contrato de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere.

Las renumeraciones que en dichos contratos se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni en participación en los resultados de las explotaciones".

Otra disposición legal es la *Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas* que indica:

- ***Artículo 3 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas:***

"Para los efectos de esta ley se consideran obras públicas... "



“...Los trabajos de exploración, geotecnia, localización y perforación que tenga por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas que se encuentren en el subsuelo y la plataforma marina... ”

En dichas leyes contiene las disposiciones aplicables, así como los procedimientos de contratación que, en este caso, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios deben cumplir.

Es importante recordar que Petróleos Mexicanos, como organismo público descentralizado del Gobierno Federal, tiene a su cargo la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera estatal. Asimismo, tiene la responsabilidad de integrar y consolidar las actividades de la industria, desde la exploración hasta la comercialización de los hidrocarburos.

Como es de su conocimiento, el organismo Pemex Exploración y Producción, de conformidad con la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, tiene dentro de su objeto la exploración, explotación del petróleo y el gas natural, así como su transporte, almacenamiento y comercialización.

En el marco legal también destacan las siguientes leyes:

Artículo 3 de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios:

“...mismos que tendrán los siguientes objetos: Pemex – Exploración y Producción: Exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización”;



Artículo 60 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas:

“Asimismo, podrán dar por terminados anticipadamente los contratos cuando concurren razones de interés general; existan causas justificadas que le impidan la continuación de los trabajos, y se demuestre que de continuar con las obligaciones pactadas se ocasionaría un daño o perjuicio grave al Estado,...”

Artículo 56 y 57 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas:

56 “... dichos costos, cuando procedan, deberán ser ajustados al procedimiento de ajuste de costos acordado por las partes en el contrato...”

57 “El ajuste de costos podrán llevarse a cabo mediante cualesquiera de los procedimientos establecidos: ...”

- Costos directos;
- Costos indirectos, los que deben ser ajustados al porcentaje de los costos directos;
- Costos financieros, los que deben ser ajustados al porcentaje directo e indirecto de los costos y él;
- Margen de utilidad, el cual debe ser añadido a la suma de los costos anteriores y los
- Costos adicionales, tales como impuestos.



Artículo 38 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas:

"...el contrato se adjudicará de entre los licitantes, a aquél cuya propuesta resulte solvente porque reúne, conforme a los criterios de adjudicación establecidos en las bases de licitación las condiciones legales, técnicas y económicas requeridas por la convocante, y garantice satisfactoriamente el cumplimiento de las obligaciones respectivas"

Artículo 47 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas:

"Los derechos y obligaciones que se deriven de los contratos no podrán cederse en forma parcial o total a favor de cualesquiera otra persona, con excepción de los derechos de cobro sobre las estimaciones por trabajos ejecutados, en cuyo caso se deberá contar con el consentimiento de la dependencia o entidad de que se trate"

Artículo 14 de la Ley de Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios:

"Tratándose de actos jurídicos de carácter internacional, Petróleos Mexicanos, o sus Organismos Subsidiarios podrán convenir la aplicación de derecho extranjero, la jurisdicción de tribunales extranjeros en asuntos mercantiles y celebrar acuerdos arbitrales cuando así convenga al mejor cumplimiento de su objeto".

Todos los preceptos anteriormente mencionados han sido incorporados y reconocidos de manera explícita en el modelo de Contrato.



V.8 PREMISAS DE LOS CSM

- La Nación conservará en todo momento la propiedad de los recursos naturales de conformidad con lo establecido en La Carta Magna, por lo que el esquema contractual cumple con la Constitución y las leyes de México.
- El marco jurídico vigente no limita que un organismo descentralizado, como Pemex-Exploración y Producción celebre Contratos de Obra Pública para la exploración y desarrollo de proyecto de gas natural en nuestro país.
- Los CSM se sustentan legalmente en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
- El CSM es un contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios, en el cual la propiedad de los hidrocarburos y las obras ejecutadas la mantiene siempre PEP.
- Sin importar el nivel de producción, el contratista recibe un pago en efectivo basado en precios unitarios por la ejecución de las obras y en ningún caso se concederán porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.
- Este esquema contractual no es una concesión, ni un contrato de participación de riesgo, de producción o de ganancias compartidas, ni un contrato similar a los anteriores.

Cabe señalar en esta última premisa que los CSM son una modalidad diferente para contratar distintos servicios de empresas privadas para disminuir costos e incrementar la oferta. En la **Tabla V.3** se muestra la diferencia que tienen los CSM con otros tipos de contratos es



fundamentalmente que en los CSM no hay reparto de ganancia, ni del producto.

TIPO DE CONVENIO	DERECHO EXCLUSIVO DE EXPLORAR Y EXPLOTAR	PROPIEDAD DE LA PRODUCCIÓN
Concesión	Compañía privada	Compañía privada
Contrato de Asociación	Compartida	Compartida
Prod. / Riesgo compartido	Compañía del Estado	Compartida
Contrato de Servicios	Compañía del Estado	Compañía del Estado

Tabla V.3 Diferencia entre los CSM con otros tipos de contratos.

Algunos ejemplos son:

- Concesión - Más de 80 países
- Contrato de Asociación - Más de 15 países
- Prod. / Riesgo Compartido - Más de 60 países
- Contrato de Servicios - Irán y Venezuela

En la **Tabla V.4** se analizan los Contratos de Servicio que se aplican en otros países y los CSM propuestos por PEMEX, teniendo:



	Venezuela	Irán	CSM Propuestos
Propiedad de los hidrocarburos	Estado	Estado	Estado
Propiedad de los activos fijos	Estado	Estado	Estado
Participación en los beneficios de la explotación	Estado y Contratista	Estado y Contratista	Estado
Control de las actividades en el área de trabajo	Estado	Estado y Contratista	Estado
Pago de incentivos al contratista	Sí	No	No
Forma de pago	Basado en producción	Basado en producción	Precio unitario de las obras

Tabla V.4 Comparación entre los Contratos de Servicio que se aplican en otros países y los CSM propuestos por Pemex.

La siguiente **Tabla V.5** se muestran las *similitudes* entre los CSM y la forma actual de contratación:



CONCEPTO	FORMA ACTUAL DE CONTRATACIÓN	CSM PROPUESTOS
Servicios Contratados	Los previstos en el artículo 3 de la Ley de Obras Públicas	
Control de las obras	Obras supervisadas totalmente por personal de Pemex	
Propiedad de la producción	Toda la producción es propiedad de Pemex	
Pagos	En efectivo por la ejecución de obras y prestación de servicios	

Tabla V.5 Similitudes entre los CSM y la forma actual de contratación.

De forma similar se muestra en la siguiente **Tabla V.6** las *diferencias* entre la propuesta de CSM y la forma actual de contratación:

CONCEPTO	FORMA ACTUAL DE CONTRATACIÓN	CSM PROPUESTOS
Duración	Típicamente de 1 a 2 años	De 10 a 20 años
Número de contratos (ejemplo Burgos)	Más de 1100 contratos desde 1997	Media docena de contratos en un período
Esfuerzos para administrar contratos	Gran número de técnicos de PEP dedicados a administrar contratos	El contratista coordina a los subcontratistas.

Tabla V.6 Diferencias entre los CSM y la forma actual de contratación.

Lo atractivo de los CSM para los contratistas es:

- Con base en los precios unitarios, establecidos en el contrato de conformidad con la Ley de Obras Públicas, las empresas



contratistas obtienen beneficios por realizar sus trabajos con eficiencia.

- Los trabajos se realizarán en áreas con reservas probadas.
- Requerimientos bajos de inversión por los cortos tiempos de perforación.
- El mercado de gas está integrado al más grande del mundo.

V.8.1 VENTAJAS ECONÓMICAS DE LOS CSM.

En primer término, es más barato producir gas en México que importarlo. México cuenta con yacimientos de gas que, de desarrollarse, le permitirían cubrir la demanda interna a un menor costo del que representa la importación de gas. Actualmente, el costo de producción es cerca de dos terceras partes del de importación, lo cual es suficiente razón para buscar incrementar la explotación nacional del gas.

Dentro de las ventajas económicas que generarán los Contratos de Servicios Múltiples pueden distinguirse:

- Fortalecimiento de la industria del gas natural, afectada por falta de inversión.
- Incremento de la producción de gas natural en cerca de mil millones de pies cúbicos diarios, duplicando la actual producción de Burgos y generando aproximadamente un 30 por ciento del gas que hoy se comercializa en México.
- Ahorro en divisas de entre mil 300 y mil 800 millones de dólares anuales, al reducirse a la mitad las importaciones de gas natural hacia el año 2006.
- Reducción de costos de operación.
- Simplificación de la administración de contratos de obra.



- Captación de recursos fiscales, derivados del pago de derechos por extracción de hidrocarburos y de los impuestos que paguen los contratistas.



V.9 ANTECEDENTES, DISEÑO, DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL BORRADOR DE MODELO GENÉRICO DE CONTRATO

Pemex- Exploración y Producción (PEP) posee las autorizaciones requeridas para licitar, por lo cual llevó a acabo un “estudio de viabilidad” para asegurar que el modelo de Contrato de Servicios Múltiples (CSM) que es en proyecto que forma parte de la política energética del gobierno Federal, pueda ser diseñado de modo que sea adecuado a las normas constitucionales y legales y además sea atractivo tanto para PEP como para los potenciales contratistas.

El estudio de viabilidad realizado por PricewaterhouseCoopers trabajando en conjunto con PEP, dirigido por Ing. Luis Ramírez Corzo^{5.1} y Lic. Luis Sergio Guaso Montoya^{5.2}. Dicho estudio incluyó trabajos de economía petrolera, de ingeniería, legislación y otras disciplinas.

El objetivo de PEP era desarrollar un “Modelo Genérico de Contrato” el cual servirá como base para el modelo de contrato que será objeto de la licitación.

Para el diseño de los CSM, PEMEX trabajó un año y medio en un proceso público, abierto e incluyente, a través de diversos foros y talleres, así como de un sitio de Internet dedicado específicamente al tema.

V.9.1 PRESENTACIÓN DE LA CONVOCATORIA DE LOS CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES ANTE INVERSIONISTAS

La Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos (Pemex) comenzarán la promoción de contratos de servicios múltiples (CSM) entre inversionistas

^{5.1} Director General de Pemex-Exploración y Producción. E –mail: corzo@pep.pemex.com (Antes de asumir la Dirección General de Pemex)

^{5.2} Director Ejecutivo de Contratos de Servicios Múltiples. E –mail: guaso@pep.pemex.com



privados nacionales y extranjeros, mediante los cuales se pretende abrir la exploración y extracción de hidrocarburos en la Cuenca de Burgos. Ambas entidades públicas giraron una invitación a inversionistas para una reunión privada, exclusiva y a puerta cerrada para las 8:30 horas de este jueves, en el hotel Nikko de la ciudad de México. Allí, al selecto grupo de invitados se le hará una presentación de los objetivos, beneficios y alcances de la modalidad mediante la cual se pretende abrir el sector petrolero a la inversión privada.

You Are Kindly Invited to Attend

La Secretaría de Energía (the Mexican Department of Energy) and Petróleos Mexicanos present:

"Multiple Service Contracts to Increment the Natural Gas Supply in Mexico"

Mr. Luis Ramírez Corzo, Director of PEMEX Exploration and Production and program presenter, is pleased to invite you to attend this event which will take place at the Nikko Hotel in Mexico City on Thursday, December 6th, 2001, at 8:30 a.m.

You will find attached the invitation and program for the event. Please confirm your attendance calling (in Mexico City):

52 (55) 52 54 49 18
52 (55) 57 26 13 11

By fax: 57 22 31 80

By e-mail: gdominguez@smx.pep.pemex.com
chalderasj@smx.pep.pemex.com

Upon your confirmed assistance to the event, you will be able to pick up the official invitation and the corresponding admission ticket (free) at the Nikko Hotel on Wednesday, December 5th from 10:00 a.m. to 6:00 p.m., or on Thursday, December 6th, 30 minutes prior to the beginning of the event.

In advance, I appreciate your attention to this event and look forward to seeing you.

Dr. Guillermo Domínguez Vargas
Subdirector of Technology and Professional Development
of PEMEX Production and Exploration



V.9.2 CALENDARIO DE EVENTOS

Desde el primer momento se comunica a la opinión pública y al Poder Legislativo. Paso a paso se informa sobre los avances obtenidos. En este sentido, se hace mención de las principales comunicaciones que se han dirigido al Congreso de la Unión y a diversas autoridades:

- Oficio de fecha 20 de diciembre de 2001, dirigido al Presidente de la Mesa Directiva del Senado de la República, informándole sobre los avances en la elaboración del modelo de contrato de servicios múltiples.
- Copias de diversos contratos de servicios integrales ya celebrados relacionados con la cuenca de Burgos, enviadas al Presidente de la Comisión de Puntos Constitucionales del Senado, mediante oficios de fechas 3 y 5 de abril de 2002.
- Oficio de fecha 23 de abril de 2002, mediante el cual se remite al Secretario de Energía el documento titulado - Respuesta al punto de acuerdo de la Cámara de Senadores del Honorable Congreso de la Unión, en relación con los Contratos de Servicios Múltiples de Pemex -.
- Oficio de fecha 6 de junio de 2002, al Secretario de Gobernación, por medio del cual se le envía la primera versión del modelo genérico del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios, a fin de que se remitiera al Senado de la República.
- Oficio de 12 de julio de 2002 en que se da a conocer a las comisiones legislativas correspondientes de las cámaras de Senadores y Diputados, por conducto de la Secretaría de Gobernación, el contenido genérico de los anexos al modelo de contrato.



- Cuatro oficios de fecha 16 de agosto de 2002, enviados a los presidentes de las comisiones de Energía y de Puntos Constitucionales, de las cámaras de Senadores y Diputados, con la segunda versión del modelo genérico del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios.
- Cuatro oficios de fecha 20 de diciembre de 2002, enviados a los presidentes de las comisiones de Energía y de Puntos Constitucionales, de las cámaras de Senadores y Diputados, con la versión final y los anexos del modelo genérico del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios.
- 24 de julio de 2003 se envió las bases de licitación de la convocatoria publicada el 17 de julio en el Diario Oficial de la Federación.

Este mismo nivel de comunicación se ha tenido con otros sectores involucrados en el proyecto. Entre las principales actividades de promoción, difusión y análisis destacan las siguientes:

- Primera presentación pública del proyecto de los contratos, en diciembre de 2001.
- Sesiones informativas en abril y mayo de 2002.
- Conferencia Internacional - El Sector del Gas en México -, en junio de ese mismo año.
- Taller sobre aspectos económicos de los contratos, en octubre de 2002.
- Foros organizados por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México en Reynosa, Poza Rica, Veracruz, Villahermosa, Ciudad del Carmen y la Ciudad de México.
- Reuniones de análisis en universidades e instituciones de estudios superiores.



- Reunión realizada en Houston, con diversas empresas interesadas en los Contratos de Servicios Múltiples. Se eligió esa ciudad en virtud de que se trata de un centro internacional de negocios del petróleo, en donde tienen su domicilio muchas pequeñas empresas que pueden participar en algunas actividades previstas en el Proyecto de Burgos.

V.9.3 PRIMER BORRADOR

El **primer borrador** del contrato se recibió en el Senado en junio de 2002.

Finalmente Pemex hace público el llamado borrador de los contratos de servicios múltiples. Es un extenso documento de más de 150 páginas, comprende más de 40 cláusulas, adicionalmente se hace referencia a 40 anexos. Se hace hincapié de que se trata de un borrador, asuntos pendientes se encuentran entre corchetes, también presenta espacios en blancos, pendientes de llenar, que se refieren a aspectos tan importantes como los porcentajes que presumiblemente serán negociados con las compañías extranjeras, así como la distribución de las ganancias.

V.9.4 SEGUNDO BORRADOR

El **segundo borrador** se recibió en agosto de 2002.

En éste nuevo borrador contiene varios cambios importantes, entre los cuales se tienen:

- Aclaración de temas de comercialización de gas, la nominación y asuntos de procesamiento.



- PEP se comprometió a recibir al menos 1000 MMPCE / día de gas.
- Se estableció un mecanismo de reducción del Área de Trabajo.
- Se establecieron disposiciones referentes al petróleo crudo.

V.9.5 EL TERCERO Y ÚLTIMO BORRADOR

El 20 de diciembre de 2002 se da a conocer al Honorable Congreso de la Unión, la versión definitiva del *Modelo Genérico del Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios*, lo cual permite la posibilidad de continuar con las actividades de difusión de las bases de licitación, realizar la licitación misma, adjudicar los contratos y suscribirlos y empezar a producir gas adicional en la cuenca de Burgos.

También lo recibieron la Cámara de Diputados y las Secretarías de Energía; Hacienda y Crédito Público; Contraloría y Desarrollo Administrativo; y Gobernación.^{5.3}

Las principales características del *Modelo Genérico del Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios* definitivo (versión enero 2003), que será aplicado no sólo en la Cuenca de Burgos sino en otras cuencas, son las siguientes:^{5.4}

Es un documento con más de 200 páginas, comprende 44 cláusulas las cuales se enlistan en las siguiente **Tabla V.7**:

^{5.3} El documento se encuentra disponible en <http://www.csm.pemex.com>, bajo el nombre de "tercer borrador- versión enero 2003.

^{5.4} El contrato genérico se compone de 44 cláusulas y 23 anexos, expuestos en más de 200 páginas.



CLÁUSULAS DEL MODELO GENÉRICO DEL CONTRATO DE OBRA PÚBLICA
SOBRE LA BASE DE PRECIOS UNITARIOS (versión enero 2003)

Cláusula	Contenido
1	Definiciones.
2	Interpretación.
3	Objeto del contrato.
4	Marco jurídico y manifestaciones.
5	Monto del contrato.
6	Plazo del contrato.
7	Prórroga del plazo.
8	Modificaciones en monto y plazo del contrato.
9	Obras a ser ejecutadas por el contratista.
10	Obligación de trabajo de desarrollo y demás obligaciones relacionadas del contratista.
11	Obligaciones del contratista relacionadas con desarrollo e infraestructura.
12	Obligaciones del contratista relacionadas con mantenimiento.
13	Entrega de gas y condensados.
14	Obligaciones de PEP con respecto a las obras.
15	Recepción de las obras.
16	Subcontratación de obras.
17	Precios unitarios.
18	Precios unitarios ofertados por el contratista.
19	Contraprestación.
20	Formas de pago.
21	Residencia de obra.
22	Director ejecutivo, grupo directivo y personal del contratista.
23	Obligaciones laborales.
24	Seguros, garantías de cumplimiento y otras garantías.
25	Disposiciones ambientales.
26	Propiedad de la información; copias y tecnología; confidencialidad.
27	Caso fortuito o fuerza mayor.
28	Rescisión del contrato y penas convencionales.
29	Terminación anticipada del contrato.
30	Suspensión temporal de la obra.
31	Indemnización.
32	Responsabilidad por daño directo.
33	Cesiones y cambio de control.
34	Financiamiento
35	Ley aplicable, perito independiente, arbitraje y naturaleza de la contratación.
36	Comunicaciones e idioma.
37	Cargas fiscales.
38	Contenido nacional y programas de entrenamiento.
39	Responsabilidad conjunta y solidaria.



40	Modificaciones y renunciaciones.
41	Relaciones con autoridades.
42	Anexos del contrato.
43	Acuerdo total.
44	Autonomía de las disposiciones.

Elaboración propia.

Fuente: Modelo Genérico de Contrato de Obra Pública sobre las Bases de Precios Unitarios.

Versión de enero de 2003. Consultada en www.csm.pemex.com.

Tabla V.7 Cláusulas del modelo genérico del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios (versión enero 2003)



V.10 BENEFICIOS DE LOS CSM

- *Permitirán reducir importaciones, ahorra divisas y asegurar el suministro.*
 - ✓ Reducirán a la mitad las importaciones esperadas al 2006, evitando la salida de 1 300 millones de dólares por importaciones en ese año.
 - ✓ La producción representará alrededor del 17% del total en 2006.
- *Es más barato producir gas que importarlo.*
 - ✓ La producción será 33% más barata que la importada, alrededor de un dólar por millar de pies cúbicos.
- *Se crearán empleos y aumentará la demanda de insumos nacionales.*
 - ✓ Se crearán 2 500 empleos directos.
 - ✓ Se demandarán bienes y servicios nacionales por 3 000 mm por año.
- *Aumentará la recaudación fiscal.*
 - ✓ Los contratistas pagarán un ISR de 32 – 35%.
 - ✓ Adicionalmente, pagarán gravámenes estatales y municipales.
- *Se promoverá el uso y transferencia de tecnología.*
 - ✓ Se invertirá 1.5 millones de dólares en entrenamiento en tecnologías.

V.10.1 BENEFICIOS PARA PEMEX

- *Garantizan utilidades.*
 - ✓ No hay participación de los contratistas en la producción o



en las utilidades.

- ✓ El esquema autofinanciable garantiza utilidades para Pemex en cualquier escenario.
- *Transferencia de tecnología.*
 - ✓ Se empleará tecnología y se entrenará al personal de Pemex.

V.10.2 BENEFICIOS PARA EL NORESTE DE MÉXICO

- Permitirán concentrar recursos humanos en actividades estratégicas en vez de dedicarlos a la administración de contratos.
- Incrementarán la eficiencia y la capacidad de ejecución de los proyectos aplicando procesos de gestión modernos.
- Harán posible duplicar la producción de la Cuenca de Burgos, lo que implica creación de nuevas fuentes de empleos directos e indirectos.



V.11 BASES DE LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL PARA CELEBRAR CONTRATOS DE OBRA PÚBLICA SOBRE LA BASE DE PRECIOS UNITARIOS.

Las bases de licitación (las "Bases") es el documento correspondiente a la Licitación Pública Internacional de cada bloque a ser llevada a cabo bajo la cobertura de los capítulos de Compras del Sector Público de los Tratados de Libre Comercio suscritos por México (la "Licitación") para la celebración de un contrato de obra pública sobre las base de precios unitarios, anunciada mediante una convocatoria publicada por PEMEX – EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP), un organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos en la sección especializada del Diario Oficial de la Federación y en el sistema Electrónico de Contrataciones Gubernamentales (CompraNET), a efecto de convocar a las personas, nacionales o extranjeras, que deseen participar en la licitación y que satisfagan los términos y condiciones de dicha convocatoria y de las bases para la adjudicación de un " Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios " para ejecutar Obras que se escriben en el Modelo de Contrato.

El objeto de la Licitación es adjudicar un contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios para " Ejecutar Obras relacionadas con el desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en cada uno de los bloques.

La autorización de la inversión global para el Proyecto se encuentra comprendida dentro del programa autorizado de inversiones de los *Proyectos de Inversión Productiva de Largo Plazo con Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS)* de PEP y de la aprobación de la



cámara de Diputados conforme al Presupuesto de egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.



V.12 PRIMERA RONDA DE LICITACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS 2003.

Mediante convocatoria 073, publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 17 de julio del año en curso, Pemex-Exploración y Producción por conducto de la Dirección Ejecutiva de Contratos de Servicios Múltiples, publicó las licitaciones internacionales para explotar el gas no asociado en la cuenca de Burgos.

En la primera ronda de licitación de los CSM, PEMEX Exploración y Producción (PEP) tomó la decisión de licitar siete bloques en la Cuenca de Burgos, situada al noreste de México, en los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Al final del proceso licitatorio se adjudicaron cinco de los siete contratos. Se estima que estos cinco contratos generarán importantes beneficios para PEMEX y el país, como son:

- Aprovechar los recursos de gas para beneficio del país.
- Fortalecimiento de la industria del gas natural, afectada por falta de inversión.
- Nuevas inversiones en el país por 4,300 millones de dólares.
- Ahorros a Pemex por 805 millones de dólares respecto a lo programado.
- Producción adicional de gas cercana a 425 mmpcd, con la consecuente disminución en las importaciones.
- La generación de alrededor de 5 mil nuevos empleos.

Adicionalmente, PEP tendrá acceso a tecnología de punta y financiamiento que incrementará sus capacidades de ejecución. PEMEX podrá contratar los servicios que siempre ha contratado de manera más eficiente y menos costosa, gracias a éste esquema innovador.



Para esta primera ronda de licitaciones, PEMEX recibirá ofertas para siete bloques durante octubre y noviembre del 2003, y se espera que los contratos sean firmados antes de fin de año, de conformidad al calendario de la convocatoria publicada en el Diario Oficial.

Por lo tanto, en resumen las bases de licitación para los siguientes bloques son:

BLOQUES
✓ Corindón – Pandura.
✓ Cuervito.
✓ Fronterizo.
✓ Misión.
✓ Olmos.
✓ Reynosa – Monterrey.
✓ Ricos.



PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
DIRECCION EJECUTIVA DE CONTRATOS DE SERVICIOS MULTIPLES
LICITACIONES PUBLICAS INTERNACIONALES
CONVOCATORIA 073

En cumplimiento a lo dispuesto por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su artículo 134, de conformidad con la fracción II, inciso b) y penúltimo párrafo, del artículo 30 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, se convoca a cualquier interesado en participar en las licitaciones públicas internacionales, las cuales se llevarán a cabo bajo la cobertura de los capítulos de compras del sector público, de los tratados de libre comercio suscritos por México, las cuales tendrán por objeto la contratación de la ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos, de conformidad con lo siguiente:

Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Ricos.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-128-03	Costo en ventanilla: \$1'185,310.00 M.N. Costo en compra.NET: \$1'030,704.00 M.N.	9/10/2003	1/09/2003 9:00 horas	4/08/2003 9:00 horas	15/10/2003 9:00 horas	16/10/2003 9:00 horas

Clave FSC (CC.AOP)	Descripción general de la obra		Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Ricos		11/12/2003	7,035	\$335'491,702.00

Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Reynosa-Monterrey.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-129-03	Costo en ventanilla: \$1'354,644.00 M.N. Costo en compra.NET: \$1'177,951.00 M.N.	11/09/2003	18/08/2003 9:00 horas	5/08/2003 9:00 horas	17/09/2003 9:00 horas	18/09/2003 9:00 horas

Clave FSC (CC.AOP)	Descripción general de la obra		Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Reynosa-Monterrey		14/11/2003	7,035	\$444'152,942.00



Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Misión.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-130-03	Costo en ventanilla: \$818,431.00 M.N. Costo an compra N.E.T.: \$711,679.00 M.N.	11/09/2003	19/08/2003 9:00 horas	7/08/2003 13:00 horas	17/09/2003 16:00 horas	18/09/2003 16:00 horas

Clave FSC (CC.AOP)	Descripción general de la obra	Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Misión	14/11/2003	7,035	\$110'437,474.00

Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Corindón-Pandura.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-131-03	Costo en ventanilla: \$1'213,534.00 M.N. Costo an compra N.E.T.: \$1'055,247.00 M.N.	25/09/2003	25/08/2003 9:00 horas	7/08/2003 9:00 horas	17/10/2003 9:00 horas	2/10/2003 9:00 horas

Clave FSC (CC.AOP)	Descripción general de la obra	Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Corindón-Pandura	28/11/2003	7,035	\$735'448,798.00





PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
 DIRECCION EJECUTIVA DE CONTRATOS DE SERVICIOS MULTIPLES
 LICITACIONES PUBLICAS INTERNACIONALES
 CONVOCATORIA 078

En cumplimiento a lo dispuesto por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su artículo 134, de conformidad con la fracción II inciso b) y penúltimo párrafo del artículo 30 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, se convoca a cualquier interesado en participar en las licitaciones públicas internacionales, las cuales se llevarán a cabo bajo la cobertura de los capítulos de compras del sector público, de los tratados de libre comercio suscritos por México, las cuales tendrán por objeto la contratación de la ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos, de conformidad con lo siguiente:

Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Cuervito.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-136-03	Costo en ventanilla: \$83,857.00 M.N. Costo en compraNET: \$71,278.00 M.N.	25/09/2003	26/08/2003 9:00 horas	11/08/2003 9:00 horas	1/10/2003 16:00 horas	2/10/2003 13:00 horas

Clave FSC (CCAOP)	Descripción general de la obra			Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Cuervito			28/11/2003	5,479	\$93'037,510.00

Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Fronterizo.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-137-03	Costo en ventanilla: \$83,857.00 M.N. Costo en compraNET: \$71,278.00 M.N.	9/10/2003	2/09/2003 9:00 horas	12/08/2003 9:00 horas	15/10/2003 13:00 horas	16/10/2003 13:00 horas

Clave FSC (CCAOP)	Descripción general de la obra			Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Fronterizo			11/12/2003	5,479	\$43'569,290.00





Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Olmos.

No. de licitación	Costo de las bases incluye I.V.A.	Fecha límite para adquirir las bases	Junta de aclaraciones	Visita al lugar de los trabajos	Presentación de proposiciones y apertura técnica	Acto de apertura económica
18575008-138-03	Costo en ventanilla: \$139,769.00 M.N. Costo en compraNET: \$118,803.00 M.N.	9/10/2003	3/09/2003 9:00 horas	13/08/2003 9:00 horas	15/10/2003 17:00 horas	16/10/2003 17:00 horas

Clave FSC (CCAOP)	Descripción general de la obra	Fecha de inicio	Plazo de ejecución en días naturales	Capital contable requerido en M.N.
0	Ejecución de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el Bloque Olmos	11/12/2003	5,479	\$53'193,860.00

Información para las tres licitaciones:

- Las bases de licitación estarán disponibles para su consulta y venta en [compraNET](http://www.compranet.gob.mx): <http://www.compranet.gob.mx>, y también podrán comprarse en la Dirección Ejecutiva de Contratos de Servicios Múltiples, avenida Marina Nacional 329, torre ejecutiva, piso 9, colonia Huasteca, código postal 11311, México, D.F., teléfonos (01 555) 2540558 y (01 555) 5316666 en horario de 9:00 a 14:00 horas, de lunes a viernes, excepto días no laborables. Tanto las bases de licitación como la información técnica estarán disponibles para consulta en las oficinas de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Burgos, ubicadas en bulevar Acapulco esquina bulevar Poza Rica sin número, colonia Petrolera, código postal 85000, Reynosa, Tamps., horario de 9:00 a 14:00 horas, de lunes a viernes, excepto días no laborables.
- Debido al volumen, naturaleza y características de la información técnica que forma parte integrante de las bases de licitación, dicha información técnica deberá ser obtenida por los licitantes, previa presentación del recibo de compra respectivo debidamente ~~requerido~~, en la Dirección Ejecutiva de Contratos de Servicios Múltiples, avenida Marina Nacional 329, torre ejecutiva, piso 9, colonia Huasteca, código postal 11311, México, D.F., horario de 9:00 a 14:00 horas, de lunes a viernes, excepto días no laborables.
- P.E.P. proporcionará el paquete de información técnica en medio electrónico, a través de disco de video digital. La información sísmica estará disponible en cartucho DLT en tres formatos: ~~LandMark~~, ~~GeoQuest~~ y ~~SMT Kingdom~~ en un solo formato de los tres mencionados, a elección del licitante; dicha información será entregada en el momento de adquirir las bases de licitación.
- Será requisito previo para la entrega de las bases de licitación presentar junto con el recibo de pago correspondiente, carta compromiso de confidencialidad, suscrita por el representante legal. Acompañada a la carta compromiso, deberá entregar copia simple del poder notarial que acredite la





personalidad del representante legal indicado. La carta compromiso a que se refiere este párrafo, deberá presentarse en el formato disponible en [compraNET](http://compraNET.compraNET).

- La forma de pago de las bases de licitación es, efectivo o cheque certificado o de caja a nombre de Pemex Exploración y Producción.

El lugar de reunión para asistir a la visita al lugar donde se llevarán a cabo los trabajos será: en el caso de los bloques Cuervito y Frontarizo, en las oficinas de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Burgos, ubicadas en el bulevar Acapulco esquina bulevar Poza Rica sin número, colonia Petrolera, código postal 185000, Reynosa, Tamaulipas. En el caso del Bloque Olmos, en el Hotel Fiesta ~~xxx~~, Hacienda Real, Nuevo Laredo, avenida Reforma 5630, colonia Legos, código postal 88290, Nuevo Laredo, Tamaulipas.

- Los actos de junta de aclaraciones se llevarán a cabo a la hora señalada, en el auditorio de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Burgos, ubicado en bulevar Acapulco esquina bulevar Poza Rica sin número, colonia Petrolera, código postal 85000, Reynosa, Tamaulipas.

Los actos de recepción de proposiciones, apertura técnica y apertura económica, se llevarán a cabo en el horario señalado, en el auditorio del edificio Ex ITAM, avenida Marina Nacional 350, planta baja, colonia Huasteca, código postal 11311, México, D.F.

- El contratista no tendrá el derecho a subcontratar la administración y dirección de las obras; salvo por las actividades anteriormente descritas, todas las demás obras podrán ser subcontratadas.

No se otorgarán anticipos.

- Ubicación de las obras: Activo Integral Burgos.

El idioma en que deberán presentarse las proposiciones será: español.

- Las proposiciones deberán cotizarse en dólar, moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

La experiencia, capacidad técnica y financiera que deberán acreditar los interesados, de conformidad con el artículo 26 fracciones III, IV y XII del Reglamento

- de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, se acreditará de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación.

Los requisitos generales que deberán acreditar los interesados son: tratándose de personas físicas, identificación oficial vigente con fotografía y tratándose de personas morales, escrito mediante el cual manifieste que su representante cuenta con facultades suficientes para comprometer a su representante de acuerdo a lo establecido en el artículo 24 fracción V del Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

- Los criterios generales para la adjudicación del contrato serán, con base en el artículo 38 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, los establecidos en las bases de licitación. Una vez hecha la evaluación de las proposiciones, se adjudicará el contrato a la persona que entre los licitantes reúna las condiciones legales, técnicas y económicas requeridas por la institución y que garantice satisfactoriamente el cumplimiento de las obligaciones respectivas. Si resultare que dos o más proposiciones son solventes porque satisfacen la totalidad de los requerimientos solicitados por la convocatoria, el contrato se adjudicará a quien presente la proposición cuyo precio sea el más bajo.

Las condiciones de pago de las obras se detallan en el modelo de contrato anexo a las bases de licitación.

- El presupuesto autorizado para la celebración de esta licitación se rige bajo la modalidad Pídnegas.

No podrán participar las personas que se encuentren en los supuestos del artículo 51 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

- Ninguna de las condiciones establecidas en las bases de licitación, así como las proposiciones presentadas por los licitantes, podrán ser negociadas.

V.13 ADJUDICACIÓN DE CONTRATOS DE LA PRIMERA RONDA EN LA CUENCA DE BURGOS 2003.

Petróleos Mexicanos adjudicó de conformidad con la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, Pemex Exploración y Producción (PEP) dirigió el acto de apertura de propuestas económicas en presencia de un notario público, el testigo social y los representantes del Órgano Interno de Control de este organismo subsidiario, en un marco de absoluta transparencia.

Una vez que se constató que la propuesta técnica cumplió con los requisitos establecidos en las bases de la licitación, se procedió al análisis de la económica, la cual está integrada por los precios de las obras y servicios que se ejecutarán bajo el contrato.

La propuesta económica fue aprobada por Pemex Exploración y Producción, en virtud de que resultó solvente y cumplió con todos los requisitos legales, técnicos y económicos solicitados en las bases de la licitación, por lo que adjudicó los contratos a las empresas ganadoras, teniendo:

- ❖ El bloque **Reynosa-Monterrey** es uno de los más grandes y se adjudicó a la empresa española Repsol YPF, la empresa petrolera más grande de España, mediante un contrato con valor de dos mil 437 millones 196 mil 256 dólares durante todo el periodo de su ejecución.

Con el fallo correspondiente, PEMEX Exploración y Producción y la empresa española Repsol firmarán, a más tardar el próximo 14 de noviembre, el contrato respectivo y se contará con un plazo de



ejecución de siete mil 305 días naturales para la ejecución de las obras acordadas, a partir del 9 de enero de 2004.

El bloque Reynosa-Monterrey está situado en el NE de México, en la frontera con Estados Unidos, al sur del Río Grande. Tiene una superficie de 3.552 km², con 16 campos de gas ya descubiertos y en explotación, cuya producción se trata de incrementar sustancialmente mediante inversiones adicionales de desarrollo.

Las inversiones previstas por Repsol YPF en el bloque mencionado para los próximos tres años ascienden a 170 millones de dólares USA, siendo el presupuesto estimado para el año 2004 de unos 42 millones de dólares.

En 2004 está previsto realizar la adquisición y el procesamiento de 700 km² de sísmica tridimensional, que comenzará en el primer trimestre, y la perforación de 8 nuevos pozos de desarrollo, que se iniciarán inmediatamente después. Se estima que el impacto de esta inversión se verá reflejado en la producción de gas a partir del año 2005.

De acuerdo con el programa previsto, se espera multiplicar por cinco la producción actual de 400 mil metros cúbicos diarios, hasta alcanzar una producción de gas de unos 2 millones de metros cúbicos diarios en el año 2007.

Con este contrato, Repsol YPF se convierte en la primera compañía internacional que consigue participar en las actividades de desarrollo y explotación de hidrocarburos en México, donde la Compañía ya participa, a través de Gas Natural, en la distribución



de gas en México DF, con un millón de clientes, y en las ciudades de Monterrey, Nuevo Laredo, Saltillo, El Bajío y Toluca.

❖ La licitación de los contratos correspondientes a los bloques **Cuervito y Fronterizo** fue ganada por el consorcio integrado por la compañía mexicana D&S Petroleum, una subsidiaria del Grupo Diavaz; 15% del consorcio, la compañía brasileña Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras), 45% del consorcio y la compañía japonesa Teikoku Oil Co. Ltd., 40% del consorcio. El contrato fue por 260 millones 71 mil 938 dólares y 264 millones 977 mil 496 dólares, respectivamente.

- *D&S Petroleum*, es una subsidiaria de la empresa mexicana Grupo Diavaz, la que cuenta con más de 30 años de experiencia brindando servicios técnicos y de ingeniería a la industria energética mundial. Entre sus principales actividades, Grupo Diavaz provee servicios de alta tecnología relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos dirigidos al sector energético nacional e internacional.
- *Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras)*, la principal petrolera del Brasil, es considerada una de las empresas de energía más importantes del mundo. En Brasil, Petrobras opera noventa y tres plataformas de producción, diez refinerías, dieciséis mil kilómetros de ductos y siete mil estaciones de combustibles.
- *Teikoku Oil Co., Ltd.*, es una empresa de energía japonesa especializada en trabajos de exploración y desarrollo de petróleo, gas natural entre otros combustibles energéticos. Asimismo, Teikoku manufactura, vende y renta equipo y maquinaria relacionada con la industria de los hidrocarburos.



El bloque Cuervito se localiza en el estado de Nuevo León, tiene una superficie de 231 kilómetros cuadrados, área en la cual se perforarán más de 100 pozos, durante los 15 años del plazo del contrato, de acuerdo a estimaciones de Pemex.

- ❖ El contrato del bloque **Misión** se adjudicó al consorcio, México-Argentino, integrado por la empresa mexicana Industria Perforadora de Campeche (IPC), por la empresa Techint y su subsidiaria Argentina Tecpetrol, por un mil 35 millones 579 mil 600 de dólares.

El consorcio licitante, lo constituyen la empresa mexicana Industrial Perforadora de Campeche (IPC) y la empresa Tecpetrol de Argentina.

- *Industrial Perforadora de Campeche - IPC* es una compañía cien por ciento mexicana que inició sus actividades en 1985 perforando pozos petroleros, tanto terrestres como marinos. Cuenta con 31 equipos de perforación terrestres y dos semi-sumergibles distribuidos en cuatro bases de operación en el Golfo de México. IPC es subsidiaria del conglomerado mexicano Grupo R.
- *Tecpetrol* es una compañía Argentina de exploración y producción de gas y petróleo, que opera en Argentina, Venezuela, Ecuador y Perú. Tecpetrol es subsidiaria del conglomerado internacional Grupo Techint, cuya filial mexicana es también parte integrante del consorcio licitante.

Este bloque se ubica en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, el cual tiene una superficie de mil 972 kilómetros



cuadrados. Se espera que con las obras ejecutadas por el contratista ganador PEMEX logre incrementar la producción de gas natural del bloque Misión hasta en 91 millones de pies cúbicos diarios en el corto plazo.

- ❖ El último de los contratos licitados, el relativo al bloque **Olmos**, fue adjudicado a la empresa texana Lewis Energy Group. El contrato ofertado en 343 millones 573 mil 500 dólares permitirá ejecutar obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado.
 - *Lewis Energy Group*, es una compañía de exploración y desarrollo integrada verticalmente; uno de los grupos más exitosos de la región del sur de Texas, y una empresa que cuenta con tecnología probada para el desarrollo de campos de gas natural en esta región.

En la actualidad, este grupo lleva a cabo actividades de perforación, terminación, operación y mantenimiento en más de 654 pozos productivos activos y cuenta con dos mil kilómetros de gasoductos.

El bloque Olmos se localiza en el estado de Coahuila y tiene una superficie de 360 kilómetros cuadrados. Se espera que con las obras ejecutadas por el contratista ganador, Pemex alcance una producción de gas natural superior a los 40 millones de pies cúbicos diarios en el corto plazo.



- ❖ Ninguna empresa formalizó una propuesta económica para el bloque **Corindón-Pandura**. La empresa española Repsol, finalista en esta licitación, estimó que el compromiso ya adquirido en el bloque Reynosa-Monterrey le representaba un importante reto financiero y operativo, por lo cual se retiró del concurso. Igual resultado tuvo la licitación del bloque **Ricos**.

La presencia de dos empresas mexicanas -Grupo Diavaz e Industria Perforadora de Campeche- en los consorcios ganadores confirma la competitividad de las compañías nacionales en el proyecto de los CSM y ponen de manifiesto el importante papel que éstas tendrán en el desarrollo del gas natural no asociado en la Cuenca de Burgos y el proyecto de los CSM.

En la siguiente **Tabla V.8** se muestra en forma simplificada la adjudicación de contratos de la primera ronda en la Cuenca de Burgos 2003.

<i>Fecha de adjudicación</i>	<i>Bloque</i>	<i>Contratista</i>	<i>Monto de la inversión (US\$millones)</i>
Octubre 16, 2003	Reynosa - Monterrey	Repsol (España)	dos mil 437 millones 196 mil 256



Octubre 23, 2003	Cuervito	Petrobras (Brasil), Teikoku Oil Co. (Japón), D&S Petroleum(México).	260 millones 71 mil 938
Octubre 30, 2003	Misión	Industria Perforadora de Campeche (México), Techint, Tecpetrol (Argentina)	un mil 35 millones 579 mil 600
Noviembre 19, 2003	Fronterizo	Petrobras (Brasil), Teikoku Oil Co. (Japón), D&S Petroleum(México).	264 millones 977 mil 496
Enero 15, 2004	Olmos	Lewis Energy Group (E.U)	343 millones 573 mil 500

Tabla V.8 Adjudicación de contratos de la primera ronda en la Cuenca de Burgos 2003.



V.13.1 LOGROS ALCANZADOS EN LA PRIMERA RONDA EN LA CUENCA DE BURGOS 2003.

En la primera ronda de licitación de los CSM, PEMEX Exploración y Producción (PEP) tomó la decisión de licitar siete bloques en la Cuenca de Burgos, situada al noreste de México, en los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Al final del proceso licitatorio se adjudicaron cinco de los siete contratos los cuales se muestran en la **Figura V.2**.

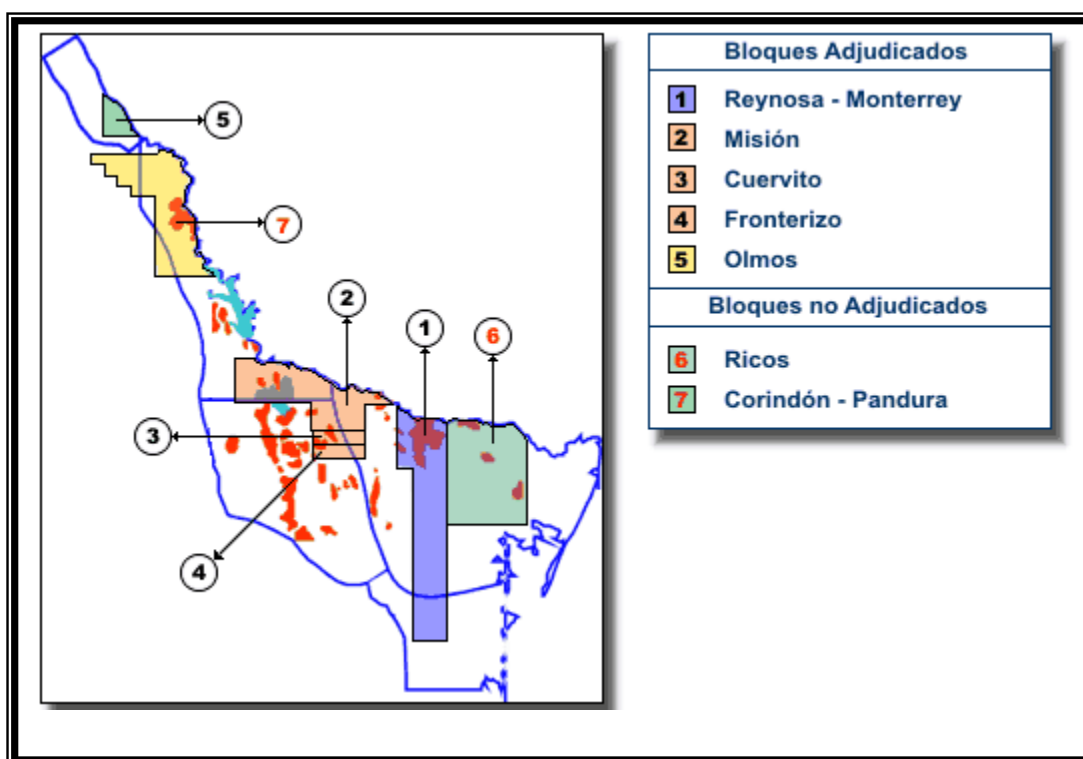


Figura V.2 Localización de los siete bloques licitados en la primera ronda en la Cuenca de Burgos bajo el esquema de CSM.

Estos primeros cinco contratos, aseguran a Petróleos Mexicanos y al país importantes beneficios, como se enlistan a continuación:



LOGROS ALCANZADOS EN LA PRIMERA RONDA BURGOS 2003

- ✓ Fortalecimiento de la industria del gas natural, afectada por falta de inversión.
- ✓ Permitirá la captación de nuevas inversiones para el país por un monto de cuatro mil 300 millones de dólares.
- ✓ Generará ahorros para la empresa por 805 millones de dólares.
- ✓ Aumento en la producción de gas natural nacional cercana a 425 millones de pies cúbicos diarios, con la consecuente disminución en las importaciones.
- ✓ Atraerá tecnología de punta que incrementará las capacidades de ejecución de PEMEX.
- ✓ Generación de alrededor de 5 mil nuevos empleos.

Con la adjudicación de los contratos, Petróleos Mexicanos fortalecerá sus capacidades de ejecución para el desarrollo del Proyecto Integral Cuenca de Burgos encaminado a incrementar la producción de gas natural no asociado en el norte del país, reducir las importaciones y coadyuvar a cubrir la demanda creciente de este energético en México.

Al término de esta ronda de licitación y adjudicación de los CSM, se llevarán a cabo reuniones internas y talleres técnicos con potenciales licitantes para obtener retroalimentación, examinar la información técnica, reevaluar el alcance del programa de trabajo y determinar la conveniencia de una segunda licitación.



V.14 SEGUNDA RONDA DE LICITACIÓN EN LA CUENCA DE BURGOS 2004.

Mediante convocatoria 078, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el día 29 de julio del año en curso, Pemex-Exploración y Producción por conducto de la Dirección Ejecutiva de Contratos de Servicios Múltiples Licitaciones Públicas Internacionales.

PEMEX Exploración y Producción (PEP) busca realizar una segunda ronda de CSM en Burgos que incremente la participación de la industria nacional y con las características siguientes:

- En esta ocasión PEP procurará diseñar un contrato menos complejo.
 - Establecer criterios de calificación que incrementen la participación de las empresas.
 - Proporcionar a los inversionistas herramientas de apoyo para el análisis de los CSM.
-
- Los CSM son un esquema competitivo para atraer capacidades de ejecución e inversión adicionales, a través de un proceso de licitación ordenado, transparente y eficiente.
 - Los CSM son una alternativa eficaz y competitiva para las compañías nacionales, que buscan desarrollar nuevos proyectos en la industria de Exploración y Producción en México.



V.14.1 CALENDARIO 2004.

FECHA	ACTIVIDAD
MAYO	<ul style="list-style-type: none"> • Apertura del cuarto de datos. • Retroalimentación de potenciales licitantes.
JUNIO	<ul style="list-style-type: none"> • Primer borrador de términos y condiciones. • Retroalimentación de potenciales licitantes.
JULIO	<ul style="list-style-type: none"> • El taller segunda ronda. • Retroalimentación de potenciales licitantes. • Publicación de convocatoria: bloques Pandura – Anáhuac y Ricos.
AGOSTO	<ul style="list-style-type: none"> • Publicación de convocatoria: bloques Pirineo y Monclova. • Visita de obras.
SEPTIEMBRE	<ul style="list-style-type: none"> • Juntas de aclaraciones.
OCTUBRE	<ul style="list-style-type: none"> • Inicia la recepción de propuestas y adjudicación.
NOVIEMBRE	<ul style="list-style-type: none"> • Inicia la recepción de propuestas y adjudicación.

V.14.2 BASES DE LICITACIÓN DE LA SEGUNDA RONDA BURGOS 2004.

De acuerdo con el calendario de la segunda ronda, a partir de esas fechas, las bases de licitación, que contienen el contrato y sus anexos, están disponibles y pueden consultarse sin costo en CompraNet (www.compranet.gob.mx). Basta utilizar los números de licitación de cada bloque para acceder con mayor facilidad a las bases de licitación., las cuales son:



Bloque Pandura-Anáhuac No. 18575008-060-04

Licitación Pública Internacional No.:	18575008 – 060 – 04
Convocatoria No.:	078
Descripción de la Obra:	Ejecución de las Obras relacionadas con el Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el bloque identificado como Bloque Pandura – Anáhuac.

Bloque Ricos No. 18575008-061-04

Licitación Pública Internacional No.:	18575008 – 061 – 04
Convocatoria No.:	078
Descripción de la Obra:	Ejecución de las Obras relacionadas con el Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el bloque identificado como Bloque Ricos.

Bloque Monclova No. 18575008-064-04

Licitación Pública Internacional No.:	18575008 – 064 – 04
Convocatoria No.:	078
Descripción de la Obra:	Ejecución de las Obras relacionadas con el Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el bloque identificado como Bloque Monclova .

Bloque Pirineo No. 18575008-065-04

Licitación Pública Internacional No.:	18575008 – 065– 04
Convocatoria No.:	078
Descripción de la Obra:	Ejecución de las Obras relacionadas con el Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento de campos de gas no asociado en la Cuenca de Burgos en el bloque identificado como Bloque Pirineo.



V.15 ADJUDICACIÓN DE CONTRATOS DE LA SEGUNDA RONDA EN LA CUENCA DE BURGOS 2004.

De conformidad con la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, Pemex Exploración y Producción (PEP) dirigió el acto de apertura de propuestas económicas en presencia de un notario público, el testigo social y los representantes de la Contraloría, en un marco de absoluta transparencia.

Una vez evaluada la propuesta económica -la cual está integrada por los precios de las obras y servicios que se ejecutarán bajo el contrato- ésta fue aprobada por Pemex Exploración y Producción, en virtud de que resultó solvente y cumplió con los todos los requisitos legales, técnicos y económicos solicitados en las bases de la licitación. De esta manera, Pemex anunció formalmente la adjudicación de los contratos a las empresas ganadoras, teniendo:

- ❖ El bloque **Pandura - Anáhuac** es el primer Contrato de Servicios Múltiples adjudicado en la segunda ronda, el acuerdo consiste en la ejecución de las obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado de la Cuenca de Burgos. El consorcio ganador lo integran las compañías mexicanas Industrial Perforadora de Campeche, (IPC) y Compañía de Desarrollo de Servicios Petroleros (CDSP). La oferta presentada tuvo un monto de 900 millones 392 mil 220 dólares y cumplió con los requisitos legales y financieros solicitados en la convocatoria y en las bases de licitación.
- *Industrial Perforadora de Campeche - IPC* es una compañía ciento por ciento mexicana que inició sus actividades de



perforación de pozos petroleros, tanto terrestres como marinos, en 1985. Cuenta con 31 equipos de perforación terrestres y dos semi-sumergibles distribuidos en cuatro bases de operación en el Golfo de México. Además forma parte del consorcio que presta servicios en uno de los CSM de la primera ronda. IPC es subsidiaria del conglomerado mexicano Grupo R.

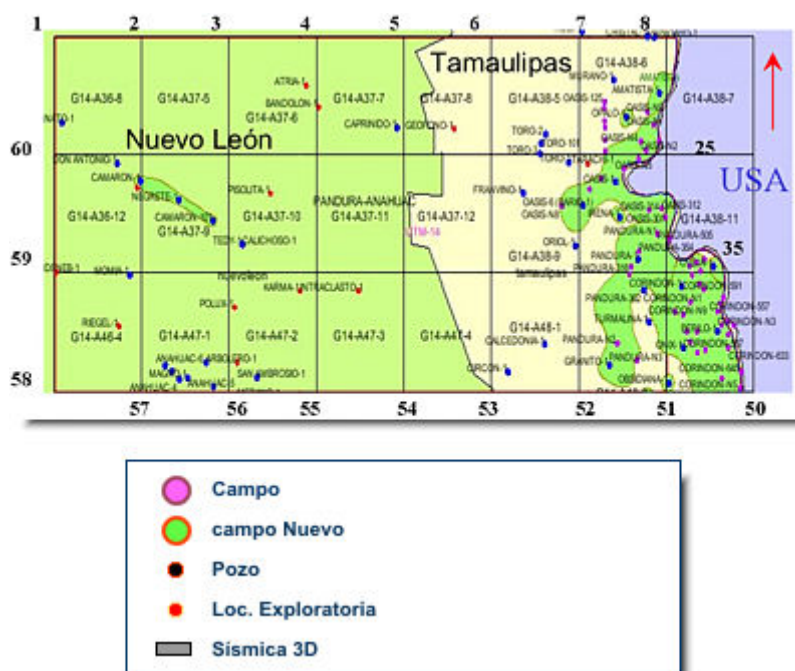
- *Compañía de Desarrollo y Servicios Petroleros*, es una firma de ingeniería de capital ciento por ciento mexicano fundada desde 1989. Cuenta con amplia experiencia en las actividades de exploración y perforación, terrestres y marinas, en la industria petrolera.

En el bloque Pandura-Anáhuac, localizado en los estados de Tamaulipas y Nuevo León, PEMEX estima que se perforarán más de 166 pozos durante los 15 años que dure el contrato para alcanzar una producción adicional de gas natural de 110 millones de pies cúbicos diarios.

Bloque Pandura - Anáhuac.	
Características actuales	
Área del bloque, (km ²)	1,580
Sísmica 3D, (Km ²)	150
Sísmica 2D, (Km)	930
Pozos perforados	145
Pozos productores actuales	52
Producción inicial promedio, (mmpcd)	1 a 4
Reserva 2P (mmpc)	91
Localizaciones de desarrollo	32
Oportunidades exploratorias	7
Recurso medio oportunidades exploratorias, (mmpc)	313
Tipo de hidrocarburos	Gas seco



Formación o plays	Terciario, Cretácico y Jurásico
Profundidad media de formación o plays, (metros)	Terciario 2,000 – 2,500 Cretácico 3,000 - 4,000
Campos productores actuales	6
Producción acumulada, (mmpc), (1 ene. 2004)	243.5
Producción actual, mmpcd	22.3



De acuerdo con el calendario actual de licitaciones de la segunda ronda de CSM^{5.5}, la recepción de propuestas para los tres bloques restantes – Ricos, Monclova y Pirineo- se llevará a cabo en enero del 2005.

Pemex ha buscado incrementar la participación de la industria nacional desde el inicio de esta segunda ronda. Este resultado confirma que las

^{5.5} Todos los eventos oficiales de los CSM se transmiten en tiempo real por Internet en la página www.csm.pemex.com y los videos de estos actos estarán disponibles para consulta en esta misma página.



compañías mexicanas ocupan un lugar esencial en el desarrollo del gas natural no asociado en nuestro país. Continuando con la adjudicación de los bloques en la segunda ronda en la cuenca de Burgos, se tiene:

- ❖ El bloque **Monclova** dentro de la Cuenca de Burgos, es el séptimo CSM que se adjudica. El consorcio ganador está constituido por tres empresas nacionales Hullera Mexicana, Energy Milenium, Andrews Technologies de México, así como por dos compañías estadounidenses Yuma Exploration and Production Inc. y Aries Operating LP. La oferta económica del contrato es por 456 millones 290 mil 100 dólares estadounidenses, para la ejecución de obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado dentro de la Cuenca de Burgos.

Este resultado confirma que las compañías mexicanas ocupan un lugar esencial en el desarrollo del gas natural no asociado en nuestro país.

Bloque Monclova.	
Características actuales	
Área Km ²	3,300
Sísmica 3D actual, Km ²	300
Sísmica 2D Km	720
Reserva 2P, mmpc, (1er jul. 04)	38
Oportunidades Exploratorias	2
Recurso medio, mmpc	103
Tipo de Hidrocarburos	Gas seco
Formación	Cretácico y Jurásico
Profundidad media	(2500 a 4500 m)
Campos productores	2
Producción acumulada mmpc	239.267
Producción actual Ene.-Jun., mmpcd	1.5





De acuerdo con el calendario de licitaciones de la segunda ronda de CSM, la recepción de propuestas para el bloque restante, Pirineo, se llevará a cabo el 22 de febrero del 2005.

- ❖ El bloque **Pirineo** dentro de la Cuenca de Burgos, es el tercer Contrato de Servicios Múltiples (CSM) de la segunda ronda y el octavo dentro de la modalidad. El consorcio ganador está integrado por cuatro empresas mexicanas: Constructora Industrial Monclova, Materiales la Gloria, Alianz Petroleum y Steel Serv.; dos venezolanas, Suelopetrol y NCT, Estudios y Proyectos, y por la compañía colombiana, Petrotesting Colombia. El monto ofertado fue de 645 millones 295 mil 464 dólares estadounidenses.



Bloque Pirineo. Características actuales	
Área Km ²	3,840
Sísmica 3D actual, Km ²	570
Sísmica 2D Km	2,170
Reserva 2P, mmpc	52
Oportunidades Exploratorias	2
Recurso medio, mmpc	184
Tipo de Hidrocarburos	Gas seco
Formación	Cretácico y Jurásico
Profundidad media	(2500 a 4500 m)
Campos productores	1
Producción acumulada mmpc	91.10
Producción actual Enero -Junio, mmpcd	4.76



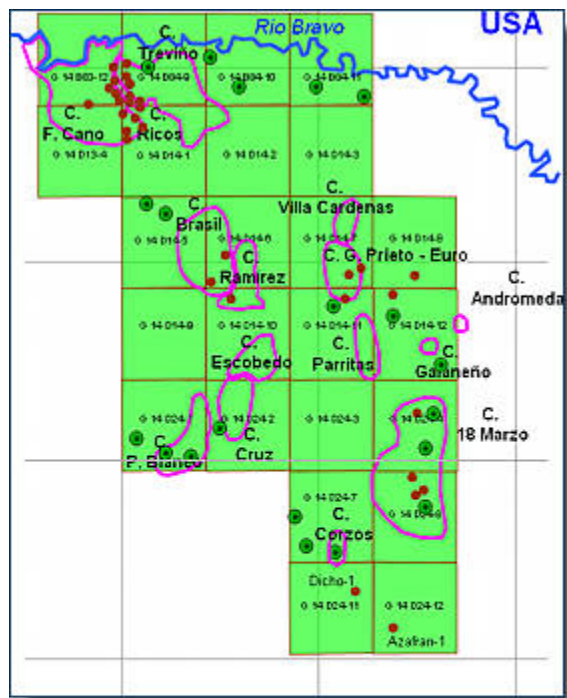
- ❖ Bloque **Ricos**: Petróleos Mexicanos anunció que las cinco empresas que adquirieron bases de licitación para la ejecución de obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de campos de gas no asociado correspondientes al bloque Ricos, en el estado de Tamaulipas, bajo el esquema de Contratos de Servicios Múltiples (CSM), no presentaron propuestas, por lo que el proceso se declaró desierto.

Al término de esta segunda ronda de licitación de los CSM, PEMEX pretende realizar una serie de reuniones internas, así como talleres técnicos con licitantes potenciales, para obtener retroalimentación, examinar la información técnica, reevaluar el alcance del programa de trabajo y determinar la conveniencia de una próxima licitación para el bloque Ricos.

Bloque Ricos.	
Características actuales	
Área del bloque, (km ²)	1,740
Sísmica 3D, (km ²)	1,055
Sísmica 2D, (km)	1,875
Pozos perforados, número	321
Pozos productores actuales, número	17
Producción inicial promedio, mmpcd	3 a 4
Reserva 2P (pnp+probable mmmpc)	82
Localizaciones de desarrollo, número	75
Oportunidades exploratorias, número	20
Recurso medio oportunidades exploratorias, mmmpc	205
Tipo de hidrocarburos	gas, condensado y aceite
Formación ó plays	terc., olig. sup. y med.
Profundidad media de formación ó plays, (m)	3,500 a 4,000
Campos productores actuales, número	6
Producción acumulada, mmmpc, (1er ene.2004)	1,230



Producción actual, mmpcd, (mes de marzo)	3.2
--	-----



V.16 ALCANCE DE LOS PRIMEROS OCHO CSM EN LA CUENCA DE BURGOS

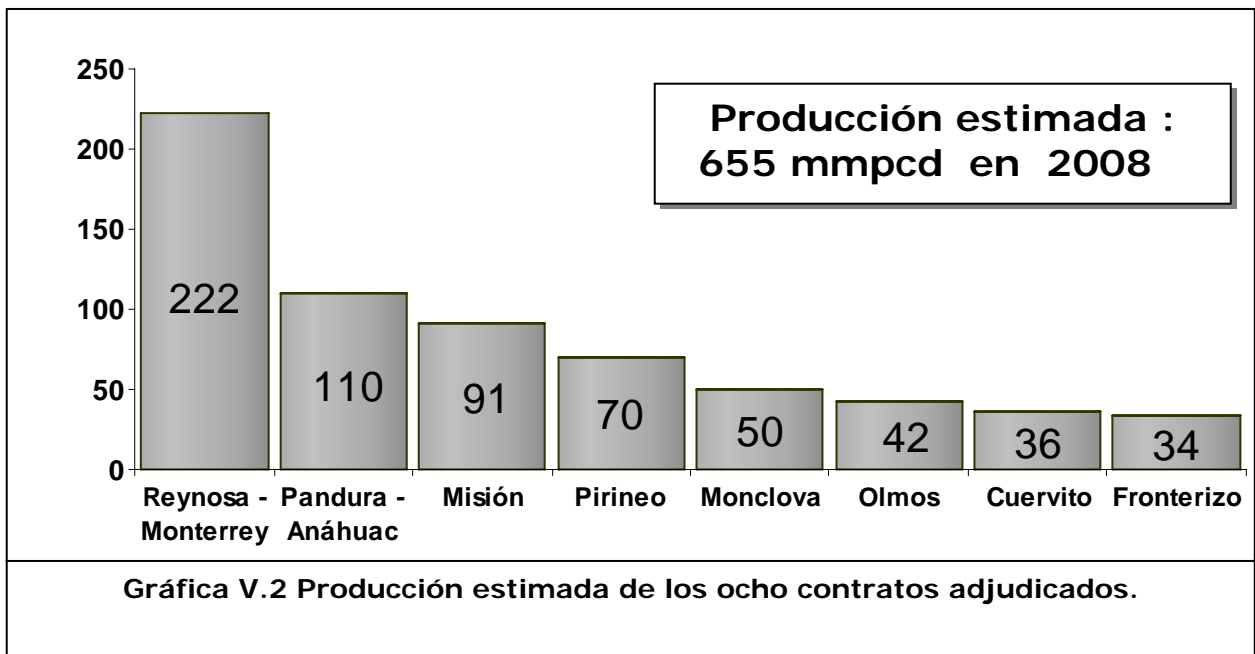
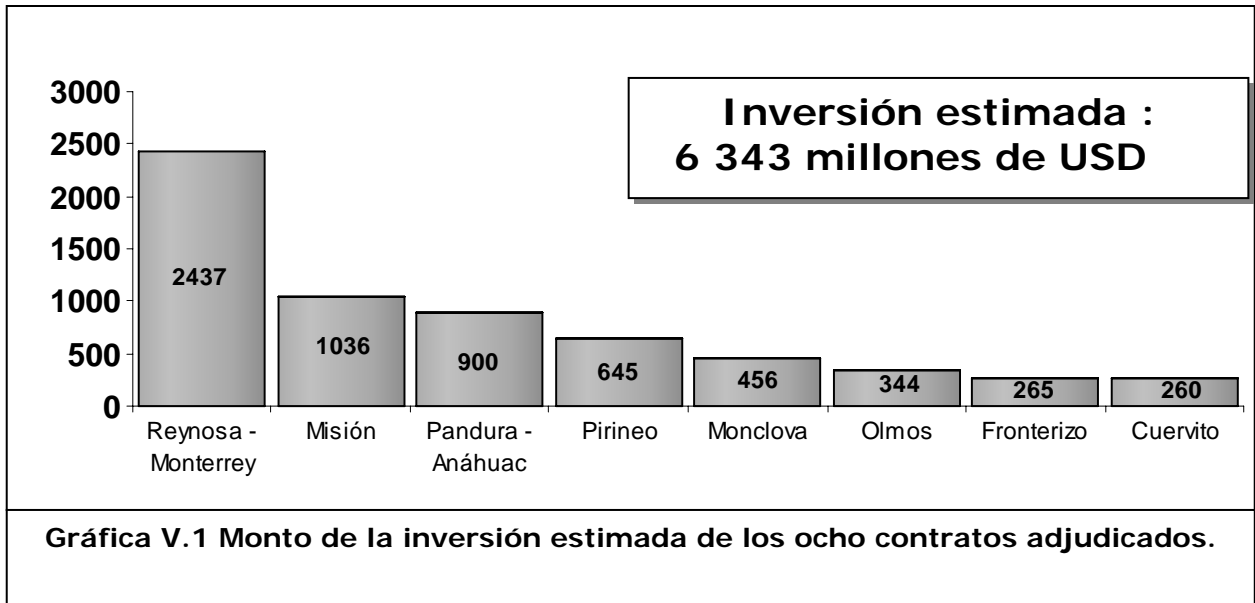
Petróleos Mexicanos (PEMEX) convencidos de la importancia que representa para el país impulsar proyectos de gas natural, que permitan incrementar sustancialmente la oferta interna de dicho hidrocarburo para reducir las importaciones. PEMEX ha diseñado y puesto en marcha el esquema conocido como los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), los cuales permiten a PEMEX complementar esfuerzos para desarrollar proyectos en áreas con potencial prospectivo, proyectos que han sido pospuestos por falta de recursos financieros y tecnológicos, entre otras restricciones.

Con los ocho contratos adjudicados a la fecha, PEMEX podrá captar nuevas inversiones por un monto de seis mil 343 millones de dólares, como se observa en la **Gráfica V.1**; y obtener un aumento en su producción de gas natural nacional de 655 millones de pies cúbicos diarios, mostrados en la **Gráfica V.2**, con la consecuente disminución de las importaciones; así como atraer nuevas tecnologías que incrementarán sus capacidades de ejecución.

México es un país con gran potencial de hidrocarburos y PEMEX esta comprometido a explotar efectiva y eficientemente estos recursos para beneficio de los mexicanos. Por ello, la satisfacción con los primeros logros alcanzados por el proyecto de los CSM y se considera que este esquema representa una herramienta útil para atraer capacidades de ejecución para el desarrollo del Proyecto Integral Cuenca de Burgos encaminado a incrementar la producción de gas natural no asociado en el norte del país, reducir las importaciones y a coadyuvar a cubrir la demanda creciente de este energético en México, mas no suficiente para



atraer la cantidad de inversiones que nuestra empresa requiere para su adecuado desarrollo.



Los resultados alcanzados hasta el momento en la licitación de los Contratos de Servicios Múltiples son satisfactorios por la participación de grupos empresariales mexicanos y el interés de empresas extranjeras.

Los Contratos de Servicios Múltiples están cumpliendo las expectativas que generaron en amplios sectores de la industria y, conforme este instrumento evolucione, sus resultados serán cada vez mejores.

En la **Tabla V.9** se muestra el resumen de los ocho contratos adjudicados por PEP.

Contratos de Servicios Múltiples									
Bloque	Reynosa-Monterrey	Cuervito	Misión	Fronterizo	Olmos	Pandura-Anáhuac	Monclova	Pirineo	Total
Firma de contrato	14-nov-03	21-nov-03	28-nov-03	8-dic-03	09-feb-04	09-nov-04	--	--	
Compañía adjudicada	Repsol	Petrobras Diavaz Teikoku	Tecpetrol IPC Techint	Petrobras Diavaz Teikoku	Lewis Energy	IPC	Hullera Mexicana, Energy Milenium, Andrews Technologies de México, Yuma E&P Inc., Aries Operating LP	Constructora Industrial Monclova, Materiales la Gloria, Alianz Petroleum, Steel Serv, Suelopetrol, NCT, Estudios y Proyectos, Petrotesting Colombia	
Producción esperada ⁽²⁾	222	36	91	34	42	110	50	70	655
Inversión total esperada ⁽¹⁾	2,437	260	1,036	265	344	900	456	645	6,343
Inversión 2004 ⁽¹⁾	44	7	13	7	--	--	--	--	71

(1) Millones de USD

(2) Millones de pies cúbicos diarios

Tabla V.9 Adjudicación de los ocho Contratos de Servicios Múltiples en la Cuenca de Burgos.



V.17 EXTIENDE PEMEX LOS CSM A PETRÓLEO

Como sabemos los CSM fueron autorizados hace tres años por el Congreso de la Unión y los cuales ya se aplicaron dos rondas en la Cuenca de Burgos. Con la experiencia de las licitaciones anteriores Pemex extenderá la tercera licitación de los CSM a la explotación de petróleo crudo en las cuencas de Macuspana y Chicontepec, ubicadas en Veracruz; para ello se flexibilizará en tres aspectos este modelo aplicado: uno en el aspecto administrativo, se deben de ser más ágiles, entendibles y fáciles de administrar. Es decir, reducir el exceso de trámites. El segundo es alinear el interés económico entre contratistas y Pemex, a través de un mecanismo que reduzca la incertidumbre de costos para enfocarse más hacia los resultados y desempeño de las obras. Y tercero, se necesita mejorar la sustancia económica de los bloques; es decir, dar más oportunidades a los inversionistas aumentando el volumen de trabajo.

Además, Pemex analiza cuidadosamente la posibilidad de adjudicar nuevos Contratos de Servicios Múltiples para el desarrollo de los proyectos Coatzacoalcos, Gas Terciario y Cuichapa, en los estados Veracruz y Tabasco, tanto en mar como en tierra, a fin de seguir dando un impulso a la producción de gas no asociado en México, mediante una participación nacional e internacional.

Pedro Van Meurs^{5,6}, reveló que las siguientes rondas de licitaciones no se limitarán a la Cuenca de Burgos ni al gas no asociado; si no que se pretende extender la experiencia a otras cuencas del norte y sur de México y a otros productos como el petróleo crudo.

^{5,6} Presidente de la consultora Van Meurs and Associates Limited, quien asesora en temas fiscales y económicos a Pemex Exploración y Producción (PEP).



Los proyectos en estudio como Amatitlán – Tzapotempa – Vinazco, cuyas reservas certificadas probadas y probables ascienden a 6 mil 599 millones de barriles; tienen autorización de la Cámara de Diputados en el presupuesto bajo este concepto.



V.18 CONCLUSIÓN.

En esta conclusión se pretende dar una explicación general de este nuevo esquema aplicado por PEMEX en la contratación para obras, mediante un sistema de preguntas y respuestas.

✓ ¿Qué son los Contratos de Servicios Múltiples?

Los CSM son contratos de obra pública financiada sobre la base de precios unitarios, bajo los que se agrupan, en un solo contrato, los servicios que PEMEX Exploración y Producción siempre ha contratado. Con estricto apego a la constitución y a las leyes, PEMEX mantiene la propiedad de los hidrocarburos y de las obras ejecutadas, y mantiene en todo momento el control de las operaciones, mientras que el contratista recibe un pago en efectivo basado en precios unitarios. El contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios. No se trata de concesiones ni contratos de participación de riesgo, de producción o de ganancias, ni un contrato similar a los anteriores.

✓ Los CSM son consistentes con el marco legal, porque:

* La Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas permite que Pemex celebre contratos de obra sobre la base de precios unitarios.

* El país conserva en todo momento la propiedad y control del yacimiento y del hidrocarburo, conforme a lo establecido en la Constitución Mexicana.

* Los bienes objeto del contrato (pozos, plantas, equipos y otros activos) serán propiedad de Pemex.



* La ejecución de los trabajos y el desarrollo de las actividades en el área de trabajo siempre quedan bajo el estricto control, aprobación y supervisión de Pemex.

* En estricto apego al artículo 6 de la Ley Reglamentaria del 27, el pago por concepto de las obras y servicios será siempre en efectivo y en ningún caso se conceden porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

* Las obras que Pemex contratará son las que permite la Ley de Obras, es decir, trabajos de exploración, geotecnia, localización y perforación que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas, y todos aquellos de naturaleza análoga.

* Se establece que Pemex contratará entre otras: la construcción y reparación de caminos de acceso; preparación de las localizaciones de pozos; perforación de pozos; construcción e instalación de compresores y medidores, gasoductos; mantenimiento de pozos; mantenimiento ambiental de las obras.

* Los CSM señala que las actividades de exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas constituyen actividades reservadas al Estado Mexicano.

* Pemex no hace entrega de territorio alguno a las empresas contratistas ya que éste no es dueño de tales territorios. Los terrenos en los que se encuentran las reservas cuya exploración y explotación son asignados a Pemex, no son propiedad del organismo.

* Pemex mantiene el control de la planeación, ejecución y operación de las obras que desarrolla el contratista. El contratista propone un



programa de trabajo, el cual está sujeto a la aprobación de Pemex y a la revisión permanente por parte del organismo. Así, Pemex es quien autoriza y, en última instancia, dirige y supervisa las actividades del contratista en el área de trabajo.

* En términos del artículo 6º de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional las remuneraciones que se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

* Pemex es el único propietario de las obras ejecutadas las áreas de trabajo.

✓ ¿Por qué se decidió su implantación?

* Las importaciones de gas natural han alcanzado niveles no registrados en el país.

* En 2000, las importaciones ascendieron a 230 MMPCD y, en este año se han alcanzado los 1,000 MMPCD. De esta forma, en menos de tres años las compras de Pemex al exterior se han crecido en más de 300 por ciento.

* Actualmente, las importaciones que realiza México provienen de los Estados Unidos.

* El alto crecimiento de las importaciones es resultado del fuerte dinamismo de la demanda interna asociado a la puesta en operación de nuevas centrales de generación eléctrica con tecnología de ciclo combinado. La demanda de gas natural del sector eléctrico pasó 465 a 1,510 MMPCD entre 1993 y 2002. En este último año, las importaciones



de gas natural representaron el 72 por ciento de la demanda para generación eléctrica de Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y de los productores independientes.

* La participación de las importaciones dentro del mercado interno nacional se ha elevado en forma preocupante: del 7 por ciento en 1997 a casi 35 por ciento en el 2003. Esto implica un alto nivel de dependencia de fuentes externas de suministro, situación paradójica por las amplias reservas de hidrocarburos en el país.

* A los precios actuales, de alrededor de 5.5 dólares por MPC, la importación de 1,000 MMPCD constituye una salida anual de divisas de 2,000 millones de dólares.

* Considerando que el costo de producción de gas natural en la Cuenca de Burgos es de 2.5 dólares por MPC, el Estado tiene el potencial de capturar un beneficio económico neto de 1,100 millones de dólares, si este volumen de gas se produce en el país.

* Es urgente implantar acciones para evitar la dependencia externa. México no es sólo dependiente de las importaciones de gas natural para satisfacer su demanda interna, sino que además depende de una sola fuente o de un solo mercado, que es el de Estados Unidos.

* Al respecto, debe tomarse en cuenta que México forma parte del bloque de América del Norte junto con Canadá y Estados Unidos. Este bloque registró en su conjunto un déficit neto de 450 MMPCD de gas natural en 2002, el cuál fue cubierto con importaciones a través de la utilización de terminales marítimas de gas natural licuado.

* Se estima que el bloque de América del Norte incrementa su déficit en



los próximos años, tanto por el incremento en la demanda como por la reducción en la producción regional.

* En este contexto, ante la expectativa de que la demanda de gas natural en México se duplique en los próximos seis años, es imprescindible que el país tome acciones urgentes para incrementar la producción interna y reducir la dependencia del exterior.

✓ ¿Por qué en la Cuenca de Burgos?

* Burgos tiene un gran potencial de desarrollo

Burgos tiene las mismas condiciones geológicas que las cuencas geológicas del sur de Texas. Las dos áreas iniciaron su actividad con sólo una diferencia de diez años: el Sur de Texas en 1935 y Burgos en 1945.

La superficie de las dos áreas son similares, de alrededor de 50 mil km², pero con una notable diferencia en el nivel de desarrollo y explotación. Mientras que en el Sur de Texas se han perforado más de 80,000 pozos, en Burgos se han perforado poco más de 4,000. Esta diferencia tiene un impacto directo en el volumen extraído: mientras que en el Sur de Texas se han extraído 66 TCF en Burgos, 7 TCF; este volumen representa el 11 por ciento respecto al Sur de Texas. La producción actual en el Sur de Texas es de casi 4 mil millones de pies cúbicos diarios y en Burgos es de mil millones.

* Con los CSM los técnicos de Pemex se dedicarán a actividades productivas en lugar de administrar cientos de contratos de obra pública. Las prácticas actuales de contratación imponen una fuerte carga administrativa para Pemex. Los CSM son una opción para que Pemex incremente su capacidad de ejecución en proyectos de inversión, con



menores costos administrativos.

* Los CSM son sólo contratos de obras públicas que permiten a Pemex incrementar sustancialmente su capacidad de ejecución. Las oportunidades de la Cuenca de Burgos permiten duplicar la producción para alcanzar 2 mil MMPCD en los próximos años.

*Para duplicar la producción en Burgos es necesario ampliar la capacidad de ejecución de Pemex.

✓ ¿Cómo funcionan los CSM?

1- Trabajos a contratar

* Las obras a contratar se agrupan en tres categorías: Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento.

* En la obras de Desarrollo se incluye la realización de trabajos de sísmica, construcción de caminos de acceso, perforación y reparación de pozos y construcción de líneas de recolección.

* Las obras de infraestructura incluyen la construcción e instalación de compresores, equipo de medición, gasoductos, plantas y equipos para el acondicionamiento del gas y control de puntos de condensación.

* Por su parte, en las obras de mantenimiento, se consideran todas las actividades correspondientes relacionadas con los pozos, las instalaciones superficiales y los ductos.

* Estas obras y servicios son los mismos que Pemex siempre ha contratado en forma separada.



2. Fases de ejecución del proyecto

* El contrato prevé que las obras se realicen en tres fases: de desarrollo, reactivación y recuperación máxima.

✓ ¿Cuáles son los beneficios?

A- Beneficios adicionales para Pemex

El proyecto Integral Cuenca Burgos, que incluye a los CSM, está autorizado como Pidiregas, lo que implica que el proyecto debe generar los recursos suficientes para cubrir sus costos. El esquema de los CSM garantiza que Pemex tenga un flujo de efectivo positivo bajo cualquier escenario.

A diferencia de otros proyectos Pidiregas, con los Contratos de Servicios Múltiples, el financiamiento de las obras lo provee el propio contratista. Así, Pemex no tiene que recurrir a los mercados internacionales para obtener recursos para financiar las obras. Es decir, Pemex no emite deuda, y asume el pasivo sólo al momento de recibir las obras terminadas y productivas, se acuerdo con la normatividad de los proyectos Pidiregas.

B. Beneficios para el país

*Inversión

En la Cuenca de Burgos, durante los próximos 15 años la inversión derivada de los CSM será de 650 millones de dólares anuales. Esta cantidad es igual a la inversión que cada año Pemex ha realizado a través de los mecanismos tradicionales. Por lo tanto, con los CSM se impulsará la industria del gas natural en México, duplicando la inversión



actual para alcanzar 1,300 millones de dólares anuales.

* Producción

A través de los CSM se podrá alcanzar una producción de mil millones de pies cúbicos diarios de gas, en aproximadamente tres años. Esta producción es adicional a la que actualmente se obtiene en la Cuenca de Burgos, por lo que se obtendría una producción de 2,000 millones de pies cúbicos diarios.

Si se considera que hoy en día se producen en el país 4,500 millones de pies cúbicos por día, la producción adicional obtenida con los CSM representa casi una cuarta parte del volumen actual.

* Costo del gas natural

Se estima que, con los CSM, el costo de producir un millar de pies cúbicos de gas será de 2.50 dólares. Actualmente, el precio de importación de gas es superior a 5.30 dólares por millar de pie cúbico. Lo que muestra que producir gas en México es más barato que importarlo.

* Importaciones

México es un país deficitario en gas, actualmente las importaciones de este hidrocarburo son cercanas a mil millones de pies cúbicos diarios. Con la producción obtenida a través de los CSM de 1,000 MMPCD y considerando un precio de 5.50 dólares/mpc, el país ahorraría 2 mil millones de dólares por año en importaciones.



* Finanzas públicas

Considerando una producción de 1,000 MMPCD el Estado tendrá ingresos netos adicionales de 1,100 millones de dólares cada año. Este beneficio es el resultado de la diferencia entre el costo de producción (2.50 dls/mpc) y el de importación del gas (5.50 dls/mpc).

* Empleo

Creación de 10 mil puestos de trabajo directos e indirectos, resultado de emplear mano de obra y personal técnico profesional se generarán 2,500 empleos directos.

* Demanda de bienes y servicios nacionales

Las empresas contratistas adquirirán en el mercado nacional bienes y servicios necesarios. Si se considera una inversión promedio anual de 650 millones de dólares durante los primeros 15 años, los contratistas demandarán bienes y servicios de origen nacional de por lo menos 325 millones de dólares por año.

* Crecimiento económico regional

Resultado de una mayor actividad económica, de la creación de empleos y de una mayor demanda de bienes y servicios mexicanos, se estima que los CSM generen una importante derrama económica, con mayor impacto en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila. A lo largo de la cadena productiva durante los veinte años de duración de los contratos se estima la participación de por lo menos 300 empresas ubicadas en la región. Estas empresas serán proveedoras especialmente de: tubería, válvulas, cemento, productos químicos, lubricantes, y diversos servicios como transporte, ingeniería, instalación



de equipos, telecomunicaciones, avituallamiento, financieros, inmobiliarios y obra civil.

C- Beneficios para las empresas nacionales

Los CSM, por su duración permitirán que las empresas nacionales, ya sean socias, subcontratistas o proveedoras de bienes y servicios, tengan una ventana de largo plazo para desarrollar negocios. Ya que los CSM pueden durar hasta 20 años será posible una mejor planeación y con ello la reducción del riesgo respecto a los contratos corto plazo. Con los CSM, las empresas nacionales tendrán varios clientes potenciales con los cuales podrán alcanzar condiciones más favorables. Tanto la duración de los contratos como la posibilidad de trato entre particulares, permitirán identificar áreas de oportunidad para nuevos negocios. La participación junto con los contratistas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos permitirán que tanto las empresas como los trabajadores y profesionistas mexicanos adquieran conocimientos, experiencia y habilidades que los conviertan en especialistas de estas áreas.

Para finalizar, creo que los CSM representan el esfuerzo más ambicioso de Petróleos Mexicanos para atraer la inversión de compañías privadas a fin de estimular la producción de gas natural desarrollando campos de gas natural no asociado.

Los CSM parecen ser un paso positivo hacia la gradual apertura de la producción de gas no asociado. Sin embargo, la producción que eventualmente de todos los bloques adjudicados, aún siendo un éxito total, probablemente no logre revertir completamente la necesidad que tendrá México de importar.





CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Por principio, debo señalar que aún cuando sus recursos petroleros son cuantiosos, México está lejos de la suficiencia en gas natural y productos refinados y petroquímicos. Por ello, PEMEX necesita entrar en una nueva fase de crecimiento vigoroso y modernizarse en todos los campos, aumentando significativamente su escala de activos y operaciones, así como la eficiencia en su desempeño general. Sólo de esta manera podrá responder adecuadamente a su responsabilidad de garantizar la suficiencia en el abasto de hidrocarburos para el consumo en nuestro país, así como para continuar cumpliendo los compromisos de exportación.

A continuación deseo expresar que el objetivo principal definido inicialmente se cumplió, porque se expresa de manera amplia como nuestra empresa nacional busca adecuar la capacidad de reacción a la dinámica competitiva de la industria petrolera internacional y a sus cambios estructurales, como ya explique en el capítulo II.

Esto sólo será posible acudiendo a diversas formas de financiamiento, desde los recursos generados por la operación de la Empresa y la obra pública financiada, incluyendo la contratación de servicios suministrados por empresas privadas, hasta el acceso a los mercados de capital.



Estoy convencido y a manera personal pienso que para Pemex, este es el momento de intensificar la exploración. Además de que, Pemex también está dando a sus trabajos un enfoque empresarial más moderno, a fin de seguir enfrentando con éxito un entorno nacional cada vez más demandante y un mercado internacional cada vez más competido, desarrollando capacidades de negocio y aprovechando ventajas estructurales, con precios y prácticas comerciales que respondan cada vez más a las condiciones del mercado.

Se busca atraer el interés de empresas nacionales y extranjeras con experiencia y un amplio respaldo financiero, tecnológico y administrativo, para la ejecución de algunos proyectos específicos, como son los Contratos de Servicios Múltiples en la Cuenca de Burgos presentado en este trabajo.

Queda claro de que si no hay cambios inmediatos para abrir el sector petrolero a la inversión privada, en un corto plazo, México tendría que vender sus reservas de hidrocarburos hasta sus activos. **La apertura es para evitar la privatización.** En la industria del petróleo privatizar es tener que vender las reservas de hidrocarburos, lo importante son las reservas, no los fierros. Por lo pronto, se debe mantener el actual nivel de inversión de cerca de mil 500 millones de dólares anuales en exploración y producción.

Con respecto a la privatización, para nadie es desconocido que Petróleos Mexicanos es una empresa que trabaja en números rojos, con menos personal especializado, prácticamente cero equipos de perforación terrestres, cero brigadas de exploración, sindicato dócil, empresa que paga al fisco el 60.8% de sus ventas brutas, instalaciones viejas. Una empresa donde en la actualidad, el sector privado participa en actividades de transporte, almacenamiento, distribución y



comercialización de gas natural, mientras que en petroquímica existe una gran apertura, ya que Pemex sólo tiene la exclusividad en la elaboración de nueve productos básicos y ahora la implementación de los Contratos de Servicios Múltiples en la cuenca de Burgos. Además de los contratos de compañías privadas en varias actividades complementarias a las que realiza Pemex. Con todo esto, ¿qué hace falta privatizar?.

Estos son, en términos muy generales, los espacios que la ley permite a la participación de particulares en la industria petrolera nacional. La privatización no es una condición para avanzar en la modernización de PEMEX, pero la transformación de su estructura actual es una condición para que pueda ser viable en un mercado abierto a la competencia.

Por lo tanto, fortalecer la industria petrolera significa hacer lo necesario para elevar el valor de la producción y de los activos de PEMEX. La posibilidad de hacerlo está más allá de una voluntad aislada, requiere la comprensión y el compromiso de muchos mexicanos dentro y fuera de la empresa. Debido a que el reto es muy grande, sólo juntos podemos hacerle frente.

En síntesis, en una trayectoria para otorgar a PEMEX un nuevo sitio entre las grandes empresas petroleras mundiales, una primera etapa tiene que poner el énfasis en mantener la capacidad productiva y luego en modificar la escala. Consiguiendo una nueva escala, la mayor atención debe otorgarse a la eficiencia operativa y comercial. Con estos elementos el valor de los activos petroleros propiedad de la nación aumentaría sensiblemente.



En estas condiciones Pemex también llegaría a ser un jugador importante en el mercado petrolero internacional. Si bien el valor de las exportaciones seguiría dependiendo de los precios, se podría alcanzar una importante reducción de importaciones de petrolíferos y petroquímicos y, con ello un balance externo mejor a los obtenidos recientemente.

Garantizada la seguridad energética del país, habría muchos más grados de libertad para promover alianzas con otras compañías y apuntalar la suficiencia y la seguridad regionales en el mediano plazo. Nuevas inversiones en almacenamiento y transporte, en aumentar la capacidad de refinación y mejorar la calidad de los petrolíferos y en algunas cadenas de la petroquímica cambiarían sustancialmente la fisonomía de la industria petrolera mexicana. Estaríamos frente a un Pemex distinto, frente a un Pemex más fuerte.

Yo lo veo como una oportunidad para Pemex, de construir una empresa de vanguardia y contribuir a la fortaleza de la nación.

Espero que tengamos la sabiduría y la visión para que nuestro petróleo sea un factor de competitividad de nuestras empresas y un verdadero motor del desarrollo.

Es para el bien de México y los mexicanos. Todo lo que podamos hacer por el bien de Pemex, el Organismo lo compensará noblemente a nuestro país.





RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

El reto central será la fortaleza o debilidad de cada país productor o de cada compañía para ubicarse en un mercado petrolero, cada vez más disputado y en donde se impondrán las reglas de los más fuertes y mejor organizados. Sobrevivirán en este mercado, aquellos productores cuyos costos de producción sean más bajos sean más eficientes. La cuestión de la productividad y de la rentabilidad son y continuarán siendo factores claves para los países las compañías que logren permanecer. Ello determinará su capacidad para hacer frente a las distintas presiones que aparecerán en el mercado.

Hoy, México no está preparado para irrumpir exitosamente, es necesario realizar una cabal reestructuración bajo la perspectiva de una mejor presencia en el mercado exterior de crudo, de una prolongada contracción real de los precios del petróleo y de crecientes costos de producción; tanto por la mayor profundidad de la perforación, por la necesidad de recurrir aún más a la recuperación mejorada por la



dificultad para incorporar nuevos campos con gran potencial de crudo gas.

Permítame decir que la posibilidad del colapso en la industria petrolera nacional es real. Si seguimos haciendo las cosas como hasta ahora, llegaremos a ese escenario.

Por estas razones, en materia energética, lo que se ha hecho en años recientes, lo que se está haciendo ahora y lo que se hará en los próximos dos o tres años marcará el futuro energético de nuestro país por varios decenios. A título personal, creo que es importante subrayar, entonces, los obstáculos estratégicos de Petróleos Mexicanos que se han agudizado recientemente y que de no resolverse agudizarán su ineficiencia así como su vulnerabilidad ante los dinámicos cambios del mercado petrolero y energético internacional.

Después de realizar este trabajo, estoy seguro que, el motivo de enlistar éstas recomendaciones es ir contabilizando algunos de los pendientes que considero de mayor relevancia y las cuales deben de entrar en el debate público sobre el futuro de la industria petrolera en México. Algunas de las cuales exigen una atención urgente.

□ **UN NUEVO GOBIERNO CORPORATIVO EN PETRÓLEOS MEXICANOS.**

Pemex requiere un nuevo esquema de gobierno corporativo. En la actualidad, ni el consejo de administración ni nadie es plenamente responsable del óptimo desempeño de la empresa. Uno de los grandes retos de Pemex sigue siendo el de encontrar la manera en que pueda funcionar como una verdadera empresa.



Petróleos Mexicanos tiene un sistema de gobierno corporativo ineficiente. En consecuencia, tiene un régimen fiscal inadecuado y hasta ha tenido que endeudarse excesivamente para pagar impuestos. De hecho, una de las razones por las que mantiene su calificación de crédito es porque su deuda está íntimamente asociada a la calificación de la deuda soberana. No se puede ver los números de Pemex después de impuestos como si fueran los números de una empresa normal.

El problema es que, en la estructura actual, tú no le puedes exigir resultados a Pemex. Pemex no es dueño de su destino. Ni siquiera el consejo de administración es dueño del destino de Pemex. La Secretaría de Hacienda no es dueño de su destino. La de Energía tampoco. Entonces ¿a quién se le exige resultados? Hay que cambiar la estructura para que se pueda tener a quién pedirle resultados.

▣ **AUTONOMÍA DE GESTIÓN**

Pemex no es administrado con autonomía pues existen multitud de instancias en las distintas áreas de gobierno donde tienen que ventilarse sus autorizaciones presupuestales. La mayoría de las áreas donde se aprueba o donde se realizan los recortes nada tienen que ver con la operación petrolera. La ausencia de un ágil, eficiente y autónomo Consejo de Administración como establece la ley es una de las raíces principales de esa anomalía fundamental.



Es decir, Pemex requiere una mayor autonomía de gestión que le brinde flexibilidad operativa y financiera, al tiempo que opere con transparencia y mejore su rendición de cuentas.

La autonomía de gestión para Pemex, permitiría a los poderes Ejecutivo y Legislativo diseñar y aplicar la política energética y actuar en representación de los mexicanos como dueños de los recursos energéticos del país, mientras que Pemex fungiría como operador eficiente y confiable. Contando con una real Autonomía de Gestión, Pemex dejaría de estar subordinada a las decisiones de política económica de la Secretaría de Hacienda y al capricho de funcionarios públicos. Esto garantizaría un uso más eficiente de los recursos provenientes de la venta y explotación de hidrocarburos.

Pemex pasaría a convertirse en una compañía autónoma, en vez de ser un "organismo descentralizado". Teniendo capital, deuda y efectivo directamente relacionado con sus actividades y salirse del presupuesto federal anual, evitando así la interferencia política. Enfocándose en los proyectos de exploración y producción y su rentabilidad, con visión de largo plazo.



Si se logra la autonomía de gestión y la reestructura de la empresa petrolera, en el mediano plazo la producción podría llegar a los seis millones de barriles diarios; de lo contrario, en ocho años se estará importando petróleo.

En la **Tabla R.1**, se muestra el escenario de la empresa con y sin autonomía de gestión.

ESCENARIOS PARA PEMEX.

SIN AUTONOMÍA DE GESTIÓN

CON AUTONOMÍA DE GESTIÓN

❑ Crecimiento limitado y estancamiento.

❑ Soberanía energética.

❑ Pérdida de capacidad empresarial.

❑ Pemex fortalecido.



<ul style="list-style-type: none"> ❑ Crisis energética. 	<ul style="list-style-type: none"> ❑ México conserva propiedad de los hidrocarburos.
<ul style="list-style-type: none"> ❑ Quiebra. 	<ul style="list-style-type: none"> ❑ México podrá exportar crudo gas.
<ul style="list-style-type: none"> ❑ Aumento de accidentes. 	
<ul style="list-style-type: none"> ❑ Importación masiva de crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos. 	

Tabla R.1 Escenario de Petróleos Mexicanos con y sin autonomía de gestión.

En la **Tabla R.2**, se enlistan las acciones necesarias que a corto plazo debe de realizarse para que Petróleos Mexicanos pueda sobrevivir.

PARA SOBREVIVIR, PEMEX NECESITA:

AUTONOMÍA DE GESTIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO



INVERSIÓN PRIVADA EN:

- ❑ *Explotación de gas no asociado*

- ❑ *Almacenamiento, transporte distribución de hidrocarburos y derivados*

ACTUALIZAR LEGISLACIÓN EN:

- ❑ *Aguas profundas*

- ❑ *Yacimientos transfronterizos*

- ❑ *Campos marginales*

Tabla R.2 Acciones inmediatas que necesita Petróleos Mexicanos para sobrevivir.

❑ **MODIFICACIÓN AL MARCO NORMATIVO – JURÍDICO.**

Otro aspecto del sistema de gobierno ineficiente es que Pemex está impedido para hacer alianzas estratégicas y para firmar contratos de riesgo y otras formas de asociación y contratación que son comunes en la industria petrolera y que son formas de controlar el riesgo y tener acceso al capital para inversiones multimillonarias. Por lo pronto, a nivel de proyectos, se trata de asignar responsabilidades para asegurar que



haya quien vigile los proyectos y que éstos funcionen y tengan el éxito previsto.

Sin embargo, uno de los retos importantes de Pemex es encontrar la manera en que pueda funcionar como una verdadera empresa. Hay ejemplos como Petrobras, Statoil, -también lo fueron Repsol y British Petroleum en su momento- que eran 100 por ciento del gobierno.

Hoy, no lo son y operan exitosamente. En todo caso, si Pemex se mantiene como empresa 100 por ciento estatal, es cuestión de aprovechar los mecanismos de control corporativo de las empresas privadas y exigirlos a la empresa pública. Dentro de este enfoque, es muy importante separar a Pemex del trabajo de gobierno, dejándole el trabajo que le corresponde a la empresa y al gobierno su trabajo de gobierno.

Los grandes retos de Pemex son dos. El más importante es cómo sustituir este sistema de gobierno ineficiente por algo que permita obtener los mejores resultados de la empresa. El otro, más a corto plazo, es producir más crudo porque Pemex se está endeudando para generar los flujos.

Aquí lo que hay que probar es: qué tanto pueden generar de reservas, qué tanto pueden aumentar la producción, qué tanto pueden recuperar la producción a la estimación natural.



Lo importante es seguir invirtiendo. Si Pemex no invierte, la base de producción se deteriora y desaparece la empresa.

Ese es el gran reto. ¿Existe la confianza? Yo creo que sí. Parte de esa confianza es que, con todo, hemos duplicado la deuda de Pemex desde que empezó el sexenio y aun así se ha seguido teniendo acceso importante a los mercados.

□ EL RÉGIMEN FISCAL

El nuevo régimen fiscal de Pemex, es un **paso importante para mejorar la situación financiera de Pemex**, que asigna autonomía técnica y administrativa a la paraestatal para que ésta pueda contar con mayores recursos para su mantenimiento y desarrollo, fue aprobado el pasado 27 de abril por el Senado de la República y entrará en vigencia a partir del 1 de enero de 2006. Petróleos Mexicanos podrá disponer de un régimen fiscal más acorde con las condiciones actuales de los yacimientos mexicanos, que favorezca el saneamiento de sus finanzas y recupere la capacidad de inversión que demanda la modernización de la empresa más importante del país.



Entre los resultados más destacados: Pemex podrá disponer de más dinero debido a que la fiscalidad que grava su actividad extractiva disminuye.

Al considerar que el nuevo régimen fiscal representa uno de los pasos más importantes encaminados a convertir a PEMEX en una empresa de clase mundial, Su aplicación contribuirá a mejorar la situación financiera de la empresa, evitar su descapitalización y reducir su endeudamiento.

Se trata, de un régimen fiscal competitivo similar al de los países con características geológicas, costos de desarrollo y producción de igual proporción a los de México, ya que permitirá deducir del pago de impuestos el valor de la exploración de crudo y gas, lo cual se traducirá en una mayor actividad petrolera, encaminada a incorporar más reservas de hidrocarburos y a aumentar los volúmenes de producción.

Por lo tanto, el objeto de la modificación legal se fundamenta en permitir una transición suave, que no afecte la recaudación por parte del Estado a corto plazo y no genere un impacto negativo en las finanzas públicas.

La empresa tendrá suficientes incentivos para invertir en exploración y explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos, hecho que le permitirá a su vez incrementar las reservas, su plataforma de explotación y mantener el abasto del mercado interno.

De tal forma, con el nuevo régimen fiscal los recursos obtenidos por la explotación de crudo y gas natural, que constituyen parte sustancial de



la recaudación fiscal del Estado, deberán ser eficientes, transparentes, sencillos y plenamente controlables por la autoridad tributaria.

Finalmente, la realidad implica que Pemex es la empresa petrolera más endeudada del mundo, y por ello el nuevo régimen fiscal para la compañía es un paso en la dirección correcta, pero es insuficiente. El nuevo régimen fiscal es de transición, pues no soluciona la problemática financiera de la empresa. Cualquier cambio al Régimen fiscal de Pemex es insuficiente e ineficaz si no se atienden otros aspectos de la problemática petrolera y de la dependencia del Gobierno Federal de los ingresos petroleros, es decir la reforma debe ser integral.

No obstante, la instrumentación del nuevo régimen tributario constituye un primer paso, indispensable y fundamental, para estar en capacidad de implementar en el futuro un régimen fiscal competitivo para Pemex.

- UN REGULADOR INDEPENDIENTE EN LA INDUSTRIA PETROLERA MEXICANA.

Las responsabilidades del gobierno federal para administrar el sector petrolero tienden a generar conflicto entre ellas. El gobierno es propietario de los recursos petroleros, legislador para el sector de hidrocarburos y autoridad fiscal para el cobro de la renta petrolera. En exploración y producción, es inversionista exclusivo, es regulador de las actividades y es operador de los proyectos. México ha vivido décadas de



roles mezclados en hechos y en leyes secundarias. Cada vez más, Pemex ha sido agobiado con controles fiscales y auditorías. Las responsabilidades de su supervisión están divididas entre la Secretaría de Energía (Sener), la Secretaría de Hacienda (SHCP), la Secretaría de la Función Pública (SFP), el Congreso y las propias unidades coordinadoras de Pemex.

Hoy, Pemex define el manejo de los hidrocarburos del país, aunque la Sener tiene las atribuciones legales para ello. En el marco legal, la Sener regula todas las actividades de exploración y producción, mientras que Pemex es el único operador en México. Sin embargo, en los hechos Pemex es una entidad autoregulada que decide qué y cómo hacer, qué reportar y qué publicar. La Sener carece de capacidad técnica para evaluar, controlar y sancionar las actividades de exploración y producción.

No se cuenta con una institución confiable e independiente para evaluar reservas, extracciones, pérdidas operativas, costos e ingresos. Los objetivos relacionados con la extracción de rentas petroleras tienden a estar en desigualdad con las regulaciones técnicas y del medio ambiente. No se cuenta con un marco estandarizado que abarque las actividades petroleras.

SEGUIR EXPERIENCIAS EXITOSAS

ALBERTA, CANADÁ

El sistema de regulación es expedito, justo y confiable y está diseñado para manejar un gran número de permisos y campos, tomando el pozo como la base de los instrumentos regulatorios. Hay total confianza en el



sistema de mercado, así como un enfoque de autorregulación. En caso de incumplimiento, la supervisión es detallada y las penalizaciones son fuertes.

El Ministerio de Energía se adapta a la realidad de la industria y se encarga de la política energética, permisos, sanciones y penalizaciones, derechos de vía, exploración geofísica y regalías.

El Consejo de Energía y Servicios Públicos de Alberta es el brazo técnico del ministerio. Aprueba los planes de desarrollo e instalaciones, operaciones y cumplimiento, así como requerimientos de información, conservación de recursos y tarifas. Por otra parte, en materia de ingresos, hay un sistema fiscal diferenciado. Las asociaciones de la industria petrolera representan los intereses privados. Los procesos de subasta para territorios de la Corona son expeditos y funcionales. Se cuenta con acceso público a la base de datos de los recursos petroleros.

Los resultados obtenidos son los siguientes. En el año 2002 había 131,739 pozos activos en 2002, incluyendo 76,404 pozos de gas. Cada año entre 8,000 y 15,000 nuevos pozos son perforados. Participan 2,000 compañías y 700 operadores, si bien 15 de éstos representan el 80% de la producción.

NORUEGA

El sistema de regulación busca promover la soberanía y la competitividad. La meta es construir una industria petrolera de clase mundial con reglamentación y supervisión detalladas y concesiones



ventajosas para las petroleras nacionales. Hoy en día, la compañía nacional Statoil demuestra su competencia.

El Ministerio de Petróleo y Energía ejerce un estricto control gubernamental en toda la cadena petrolera, con miras a lograr una explotación óptima de los recursos petroleros y promover la industria nacional. Se están eliminando medidas discrecionales en las subastas.

El Directorado del Petróleo es una entidad autónoma con profundo conocimiento de los potenciales geológicos de la plataforma continental noruega. Evalúa la viabilidad técnica y económica de los proyectos, supervisa el cumplimiento reglamentario y de los estándares y propone actualizaciones de la regulación. Es considerado como un organismo profundo, confiable y oportuno. A su vez, el Ministerio de Finanzas se encarga del sistema fiscal petrolero, mientras que el del Trabajo interviene en asuntos de seguridad y salud, y el del Medio Ambiente en lo que respecta a reglamentos para actividades marítimas.

En cuanto a los resultados, Noruega es el tercer exportador mundial de petróleo y un exportador clave de gas a Europa. Se cuenta con dos compañías petroleras de clase mundial y numerosos proveedores de la industria petrolera. Ha habido buenos resultados en incrementos de



recuperación petrolera, valorización del gas, así como importantes ahorros de ingresos petroleros en beneficio de las futuras generaciones.

BRASIL

A raíz de la reforma constitucional de 1995 que puso fin al monopolio de Petróleo Brasileiro (Petrobras) y la promulgación de la nueva Ley Petrolera (9.478/1997), el Estado puede contratar compañías públicas o privadas, nacionales o extranjeras, en concesiones de exploración y producción. La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) se encarga de la reglamentación técnica. En 1997, Petrobras escogió los campos que deseó en una "ronda cero" y en el 2000 las acciones de Petrobras fueron vendidas al público. De 1953 a 1997 Petrobras había sido un monopolio, pero está ahora transformándose en una compañía de clase mundial. Las compañías extranjeras petroleras participan en las subastas, pero aún están en espera de resultados significativos.

El Ministerio de Energía y Minas aún tiene atribuciones poco claras, pero tiene la misión de maximizar el valor de los recursos energéticos, atraer inversiones a la producción de energía y proteger el ambiente.

La ANP ha tenido buenos resultados, pero también tiene muchas responsabilidades. Regula y supervisa la exploración y producción, vigila



todos los aspectos relacionados a concesiones, así como los ingresos por subastas y regalías, imponiendo penalidades en su caso. Autoriza importaciones y exportaciones de petróleo, otorga permisos y regula la refinación y el procesamiento del crudo. Las rondas de subastas han salido bien, aunque Petrobras predomina. El Ministerio de Finanzas ha tenido problemas para consolidar un régimen fiscal unitario.

El modelo es reciente pero los resultados hasta han sido buenos. Se han registrado incrementos en la producción de petróleo y gas, así como en la inversión y las reservas probadas, mientras que Petrobras se ha transformado en una petrolera de clase mundial.

Igualmente no puede pensarse que en Brasil no son nacionalistas porque permiten que en Petrobras exista inversión privada, o en Noruega con Statoil o en Rusia con Gazprom, etc. Esa inversión les ha servido para modernizar e incrementar su capacidad de exploración y explotación.

□ FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN.

La principal fuente de Petróleos Mexicanos es el crédito, ya que la mayoría de sus obras se realiza con recursos de terceros tipo Pidiregas, además de la colocación de bonos y el crédito bancario, de contratistas y de proveedores.



Debido a las elevadas aportaciones que hace al fisco, desde 1998 Pemex reporta pérdidas después de impuestos. A largo plazo, ello puede reducir el acceso de la Empresa a los mercados financieros y encarecer su proceso de crecimiento.

Pemex enfrenta una situación financiera delicada, caracterizada por pasivos crecientes, entre ellos la deuda Pidiregas para financiar las inversiones, y un pasivo laboral importante.

Sin duda, el crecimiento del endeudamiento Pidiregas ha sido necesario y conveniente. Actualmente, el 98 por ciento de la producción primaria de Pemex se deriva de proyectos Pidiregas, los más rentables del país.

Al pasivo se suman pérdidas netas acumuladas, pues en los últimos cuatro años las aportaciones fiscales han representado en promedio el 75 por ciento de los ingresos totales y el 114 por ciento de las utilidades de operación antes de impuestos.

□ NUEVA RELACIÓN LABORAL ENTRE PEMEX - SINDICATO.

La visible debilidad de las distintas administraciones ante los dirigentes del sindicato petrolero, así como la beligerancia de éstos tuvo como raíz el creciente poderío económico que fueron adquiriendo con los recursos de la empresa. Primero, a través de concesiones económicas, posteriormente con las múltiples empresas que crearon para realizar diversos trabajos a Pemex beneficiándose de sus excedentes.



Es urgente modificar en forma sustancial el marco del Contrato Colectivo de Trabajo que rige las relaciones empresa-sindicato, "porque éste marca condiciones extraordinariamente costosas para la paraestatal".

Se debe poner en marcha un programa de modernización de la relación laboral entre Pemex y su sindicato, en donde se busquen oportunidades de negocios para el gremio petrolero, como parte de nuevos incentivos laborales: el sindicato tendrá libertad para asociarse con la iniciativa privada y convertirse en proveedor de servicios de diversa índole de Pemex, mediante contratos cuya vigencia será de cinco o seis años.

▣ **EXPLOTACIÓN INTENSIVA DE LOS YACIMIENTOS**

La visible y rápida declinación de los campos del área Chiapas – Tabasco, constituye un foco rojo en la necesidad de adecuar la extracción a rigurosos criterios técnicos que permitan una mayor administración en la extracción del petróleo disponible en el subsuelo.

- ▣ ESCASEZ DE NUEVAS ÁREAS CON IMPORTANTES RESERVAS PETROLERAS.

La actividad exploratoria, cada vez más profunda, no ha permitido identificar campos que sustituyan el petróleo y gas que se están extrayendo en la Sonda de Campeche y en Sureste. La disminución neta de reservas petroleras es real y se deben tomar cartas en el asunto.

▣ **TECNOLOGÍA PETROLERA EN MÉXICO.**



La investigación y el desarrollo tecnológico deben ofrecer soluciones a la creciente demanda de energía, particularmente con relación al petróleo.

Las nuevas tecnologías permitirían la disminución de los riesgos en la exploración y producción de hidrocarburos, así como en el manejo de sus derivados. Con estos desarrollos sería posible la localización y explotación en regiones más remotas, de difícil acceso y geológicamente más complejas. Se estima, sin embargo, que hacia el futuro será más difícil incrementar las reservas mundiales de petróleo y aún más, sostener la producción de hidrocarburos para hacer frente a su creciente demanda.

En el ámbito mundial, en los últimos años, ha tenido lugar un acelerado desarrollo en las tecnologías de exploración y producción de hidrocarburos, especialmente gracias a las tecnologías de la información y de procesamiento de datos. Esto ha hecho posible la reducción en los costos y tiempos de operación, así como en el abatimiento del riesgo exploratorio, y en el incremento de los hallazgos de nuevas reservas de hidrocarburos.

Una parte muy importante de la inversión que se realiza en exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas) corresponde a la adquisición y gestión de tecnologías. Pemex, Exploración y Producción (PEP), por ejemplo, emplea y contrata tecnología especializada en varios rubros de la actividad exploratoria y de producción; actualmente la mayoría de estas ramas tecnológicas utilizadas han sido desarrolladas en el extranjero.

Donde PEP se encuentra a la zaga respecto al ámbito internacional, son las siguientes:



- Técnicas y métodos de estratigrafía de secuencias, sedimentología y diagénesis;
- Técnicas y métodos de bioestratigrafía;
- Modelado cinemático y estructural (incluyendo análisis de la fracturación);
- Caracterización de sistemas petroleros;
- Técnicas de interpretación sísmica 2D y 3D (sismoestratigráfica y sismoestructural);
- Procesado sísmico de migración en tiempo y en profundidad;
- Procesado especial para imágenes subsalinas;
- Técnicas de sísmica multicomponente;
- Tecnologías de métodos potenciales (gravimetría y magnetometría);
- *Tecnologías y métodos de exploración, perforación y producción en aguas profundas; entre otros. ,

Es importante señalar que la amplitud de la brecha tecnológica en estas áreas tecnológicas es muy variable; su evaluación y dimensionamiento precisos requieren análisis y estudios detallados y cuidadosos en cada área operativa, tanto de exploración como de producción.

El papel de las tecnologías, principalmente de las más modernas y de carácter innovador, es determinante en la exploración, caracterización, explotación, transformación y comercialización de los hidrocarburos, asimismo, son primordiales en la evaluación y cálculo de reservas en las cuencas petroleras de México. Por ello, es primordial la vanguardia y



actualización constante de la infraestructura tecnológica, tanto de los equipos y herramientas utilizadas como de los recursos humanos.

Pemex no es un seguidor fuerte de tecnología, como en alguna ocasión se ha mencionado, sino simplemente un comprador compulsivo de herramientas tecnológicas y estudios. Ello no posibilita la transferencia tecnológica hacia la industria petrolera, pues contrata sólo compañías de servicio para trabajos operativos de muy alto costo. Estas compañías de servicio están ligadas con las grandes trasnacionales del sector petrolero-energético, las cuales detentan el dominio y manejo de patentes, marcas y derechos de autor que no se transfieren al exterior de sus metrópolis y que permanecen bajo la custodia de estas trasnacionales, bajo el esquema de la tecnoglobalización y del proteccionismo industrial y tecnológico más recalcitrante practicado por las grandes potencias.

Estos son algunos de los puntos que considero esencialmente trascendentales e importantes, los cuales recomiendo debatir y realizar acciones para que una vez superados lleven a Petróleos Mexicanos en un futuro inmediato a ser una empresa petrolera pública de excelencia. Existen muchos otros y no hay duda de que la institución deberá alistarse para aprovechar las oportunidades que surjan y enfrentar los retos que se impongan.

Todas esas tareas, pueden integrarse en una sola que requiere una visión más estratégica: la necesidad de una reforma integral o reestructuración a fondo del sector petrolero que se debe diseñar y debatir con base en nuevos procedimientos democráticos. Sin embargo, las decisiones tomadas en años recientes van a pesar fuertemente en los próximos años.



Es enorme la magnitud del desafío pero es grande también la fuerza humana que sostiene a Pemex.

Hoy estamos en una nueva época en que es posible discutir abiertamente los problemas, sin pretender minimizarlos. Señalarlos con honestidad y buena fe es una condición necesaria para evitar suspicacias y lograr convocar a quienes pueden colaborar en resolverlos.

Si realmente se hace bien la tarea, Pemex no sólo se acercará a los mejores índices o referencias de comportamiento internacional en las áreas en las que aún no lo alcanza; si no que podrá convertirse en la referencia para otras empresas sobre calidad y desempeño.





ANEXO

NUEVO DIRECTOR GENERAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS



Este anexo no tiene otra finalidad más que el de hacer énfasis al nombramiento del nuevo director de Petróleos Mexicanos.

El día, 1º de noviembre de 2004, el Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, Lic. Vicente Fox Quesada, designó al Ing. Luis Ramírez Corzo como Director General de Petróleos Mexicanos, en sustitución del Ing. Raúl Muñoz Leos.

Luis Ramírez Corzo es Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde obtuvo su título con Mención Honorífica. Fue becado por el Instituto Mexicano del Petróleo y Petróleos Mexicanos a la Universidad de Louisiana, EUA, donde obtuvo el grado de Maestría en Ciencias en la especialidad de Ingeniería Petrolera. En el Instituto Tecnológico Autónomo de México –ITAM--, cursó el programa de la Maestría en Dirección Internacional. Hasta el año 2000 su actividad profesional se concentró principalmente en la iniciativa privada, en donde dirigió y participó en diversas empresas nacionales e internacionales y ha sido consultor en desarrollo de negocios en el área de energía. Ha sido consejero en el ámbito energético de varias compañías internacionales.



En el aspecto académico, ha sido profesor en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, tanto en licenciatura como en postgrado. En la difusión del conocimiento técnico y de mejora de la calidad en el área del petróleo, es autor de múltiples publicaciones, así como promotor de foros técnicos, mesas redondas, seminarios y talleres.

En apoyo a la educación, ha sido uno de los principales impulsores de programas de becas para estudios de postgrado y estancias profesionales en el área de ingeniería petrolera, a través de la participación de empresas privadas, de la UNAM y Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Desde abril de 2001, asumió la responsabilidad de la Dirección General de PEMEX-Exploración y Producción. Durante su gestión se han logrado aumentar los niveles de inversión en exploración y producción. Como consecuencia de lo anterior, se ha incrementado la tasa de reposición de reservas del 17% en el 2000 a 45% en el 2003 y se espera cerrar el 2006 con niveles del 75%. También se ha incrementado la producción de crudo en más de 400,000 barriles diarios (13%), que con el efecto precio-producción se refleja en beneficios muy importantes para el país.

Adicionalmente, se consiguió revertir la tendencia declinante en la producción de gas y una de las metas en este sentido es lograr reducir la importación de este producto y alcanzar en el año 2006 una producción de 6,000 millones de pies cúbicos diarios, punto total para lograr lo anterior ha sido maximizar la capacidad de ejecución de la empresa (la perforación de pozos se incrementó de 253 en el año 2000 a 595 en el 2003, con una meta de 1000 para el 2006).



Lo anterior se ha logrado a través de tres iniciativas estratégicas pilares del Plan de Negocios de Pemex Exploración y Producción, desarrollado al inicio de esta Administración, el cual rompe el paradigma de una visión que venía ocurriendo en esta Subsidiaria desde hacía más de veinte años:

- ✓ La reestructuración integral de la empresa (P-E-P).
- ✓ El ahorro y la eficiencia en el ejercicio del gasto. En este renglón se ha realizado un especial esfuerzo por lograr la total transparencia en todos los procesos administrativos de contratación y adquisición.
- ✓ La maximización de la cartera de inversión en exploración y producción.

Las acciones emprendidas han repercutido en un incremento en los ingresos al gobierno, pasando de 221 mil millones de pesos en el año 2000 a 295 mil millones de pesos en el 2003 y un estimado de cierre para el 2004 de 365 mil millones de pesos.

Su visión como Director General de Pemex Exploración y Producción ha sido promover diversas iniciativas estratégicas como la modificación del régimen fiscal y la autonomía de gestión, así como una nueva relación laboral entre Pemex y sus trabajadores. Una de las iniciativas más importantes del organismo que dirige el Ing. Ramírez Corzo, es la de Contratos de Servicios Múltiples, a través de la cual se ha logrado al día de hoy una inversión privada nacional y extranjera de más de 5,000 millones de dólares para coadyuvar en los esfuerzos de PEMEX en la explotación de gas natural en la Cuenca de Burgos.



GLOSARIO O DE



Aceite crudo

El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo. Petróleo aún sin procesar, tal y como se obtiene del subsuelo.

Barril

Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

Barril de aceite equivalente

Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies³ (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de boe.

Barril por día

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).



Campo de gas

Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.

Campo de gas condensado

Un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.

Campo de gas seco

Un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

Casquete de gas

En un campo que contiene gas y aceite, parte del gas se almacenará a menudo en la parte superior del yacimiento en un depósito único conocido como casquete de gas.

Compañía multinacional

Una compañía con inversiones y actividades operativas en muchos países alrededor del mundo.

Concesión



Una determinada área concesionada a una compañía para la exploración de aceite y/o gas bajo términos y condiciones especificadas, y por un período de tiempo fijo.

Crudo ligero

Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras, y baja gravedad específica. Petróleo con baja densidad y gran contenido de gasolina.

Crudo pesado

Petróleo con alta densidad y bajo contenido de gasolina

Empresa pública

Reunión organizada de recursos – humanos, financieros y materiales – bajo el control permanente de un sujeto de administración pública con el propósito de producir y distribuir bienes y servicios.

Financiamiento de proyecto

Esquema de financiamiento mediante el cual el prestador tiene derecho a recibir pago de préstamos exclusivamente de ingresos generados por el proyecto que ayuda a financiar. En este tipo de financiamiento el prestador no tiene derechos sobre los otros activos del deudor.

Gas amargo

Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables.



Gas asociado

Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas dulce

Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gas húmedo

Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permita su proceso comercial.

Gas licuado del petróleo (LPG)

El LPG está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.

Gas natural

a).- Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano,



propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

b).- El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

Gas natural comprimido

Gas natural seco almacenado a una presión de 200- 250 atmósferas e estado gaseoso en un recipiente.

Gas natural licuado

Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH_4), que para facilidad de transportarlo y almacenarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG),

Gas seco

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

Gas no asociado

Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.



Hidrocarburo

Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

Hidrocarburos

Son compuestos químicos de carbón (76 a 86%) e hidrógeno (14 a 24%).

OCDE

Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.

OPEP

Organización de Países Exportadores de Petróleo. Es una organización internacional fundada en 1960 y formada por once países en vías de desarrollo, los cuales dependen altamente de los ingresos petroleros como su principal fuente de recursos. El pertenecer a la OPEP está abierto a cualquier país que sea un exportador neto importante de petróleo y comparta los ideales de esta organización. Los actuales miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

Petróleo

El petróleo es una mezcla en la que coexisten en fases sólida, líquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrogeno y pequeñas proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales, ocurriendo en forma natural en depósitos de roca sedimentaria. Su color



varía entre ámbar y negro. La palabra petróleo significa aceite de piedra. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra. El petróleo es uno de los más importantes productos que se negocia en el mercado mundial de materias primas. Las bolsas de Nueva York (NYMEX) y de Londres (IPE) son los principales centros donde se comercia, pero también tiene un mercado "spot" o al momento.

Pozo

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Producto Interno Bruto (PIB)

También se lo denomina Producto Bruto Interno (PBI). El PIB es el valor monetario de los bienes y servicios finales producidos por una economía en un período determinado.

Producto se refiere a valor agregado; interno se refiere a que es la producción dentro de las fronteras de una economía; y bruto se refiere a que no se contabilizan la variación de inventarios ni las depreciaciones o apreciaciones de capital.

Región Marina Noreste

Se localiza en el sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y



Quintana Roo. Abarca una superficie de 166 mil kilómetros cuadrados, incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.

Región Marina Suroeste

Se ubica en aguas territoriales de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352 390 kilómetros cuadrados y esta limitada en la porción continental hacia el sur por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, por la región marina noreste hacia el este, al norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al oeste por el proyecto Golfo de México A de la región Norte.

Región Norte

Ubicada en la parte Norte del país, su distribución geográfica incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a dos millones de kilómetros cuadrados. Al norte limita con Estados Unidos de América, al este con el Golfo de México, al oeste con el Océano Pacífico y al sur con el río Tesechoacán, siendo este el límite de la región Sur.

Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada (reservas probadas, reservas probables, reservas posibles y reservas recuperables).

Reservas posibles (1P)

Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se



emplean métodos probabilistas, el termino posible implica que se tiene una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

Recuperación mejorada

La recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria).

Refinería

Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechable o insumos.

Sonda de Campeche

Conjunto de yacimientos petroleros ubicado en la región marina localizada frente a la costa de los estados de Campeche y Tabasco.

Tipos de petróleo en México

Para propósitos comerciales y asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos mexicanos, los aceites crudos vendidos nacional e internacionalmente son en general mezclas de crudos de diferentes densidades clasificados en Maya (pesado), Istmo (ligero) y Olmeca (superligero).



Yacimiento de hidrocarburos.

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacén, quedan confinados por una roca impermeable en la parte superior e inicialmente se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad del yacimiento.

Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.





BIBLIOGRAFÍA

- Ángeles Cornejo, Sarahí. "Intervención del Estado en la Industria Petrolera". Textos Breves de Economía.
- Arauz, Luis. "Legislación Petrolera Internacional: Nueva etapa del proceso de liberación, prefacio y compilación". México: siglo XXI; 1978.
- Colmenares, César Francisco "PEMEX: Crisis y Reestructuración". Documentos de análisis y prospectivas del programa universitario de energía (PUE). Facultad de Economía, UNAM., 1991.
- De la Vega Navarro, Ángel. "La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México". Programa Universitario de Energía. UNAM, 1999.
- González Carrillo, Fernando. "La Industria Petrolera: Conceptos Básicos". Biblioteca de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México.
- Instituto de Investigaciones Jurídicas. "Regulación del Sector Energético". Serie E, varios # 85. UNAM. Sener. México. 1997.
- Johnston, Daniel. "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts". PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1994.
- Petróleos Mexicanos, "El Petróleo". 50 aniversario, 1988.
- Publicación del Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. "El Petróleo de México". Volumen II, Número 2, abril – junio del 2001.



-
- Silva Herzog, Jesús "La Expropiación del Petróleo 1936 –1938". 50 aniversario, 1988.
 - Suárez Guevara Sergio, Palacios Solano Isaac. "PEMEX y el Desarrollo Económico Mexicano: Aspectos Básicos". Textos Breves de Economía.
 - Venegas Martínez, Francisco. "Política fiscal y renta petrolera: una propuesta de régimen fiscal para Pemex". Problemas del desarrollo, Vol. 2, Núm. 12, México, IIEc-UNAM, enero-marzo, 2001.
 - Willars A., Jaime Mario. "El Petróleo en México: Efectos macroeconómicos, elementos de política y perspectivas". El Colegio de México. 1984.

REVISTA

- Energía Hoy, Ruta de Negocios. Año 1, No. 7, Octubre 2004. Publicación de El Despertador, S.A. de C.V.
- Energía a Debate, revista escrita por expertos del sector energético. Año 1, Vol. 1, No. 6. Dic. 2004 – Enero 2005.

VÍDEO – CONFERENCIAS

- Entrevista de Eduardo Ruiz Healy al director ejecutivo de Contratos de Servicios Múltiples de Pemex Lic. Luis Sergio Guaso Montoya. ¿Que son los Contratos de servicios Múltiples? 15 de agosto de 2002.



- Almuerzo con conferencia "Contratos de Servicios Múltiples" Lic. José César Nava Vázquez, Abogado General, efectuada en III Encuentro y Exposición Internacional de Tecnología Petrolera 2003. 16-19 de febrero, Veracruz, Veracruz, México.
- México Nuevo Siglo "Pemex ayer, hoy y mañana". Editorial Clío, Libros y Videos S.A. de C.V. 2003

DISCURSOS

- Comparecencia del Director General de Petróleos Mexicanos, Raúl Muñoz Leos, ante los integrantes de la Tercera Comisión de la Comisión Permanente del Congreso de la Unión. 11 de febrero del 2003.

BOLETINES

- 16 de octubre de 2003. PEMEX adjudica a Repsol el contrato del primer bloque de la Cuenca de Burgos.
- 23 de octubre 2003. PEMEX adjudica el contrato del segundo bloque a un consorcio de empresas de Brasil, Japón y México.
- 30 de octubre 2003. PEMEX adjudicó el contrato de servicios múltiples para el bloque Misión en la Cuenca de Burgos.
- 8 de febrero 2003. PEMEX firma el cuarto contrato de servicios múltiples.
- 14 de noviembre 2003. Pemex firma Contrato de Servicios Múltiples para el bloque Reynosa-Monterrey.
- 19 de noviembre 2003. Pemex adjudica el Contrato de Servicios Múltiples para el bloque Fronterizo en la cuenca de Burgos.
- 21 de noviembre 2003. PEMEX firma el Segundo Contrato de Servicios Múltiples.



- ❑ 28 de noviembre 2003. PEMEX firma el tercer contrato de servicios múltiples.
- ❑ 15 de enero 2004. PEMEX adjudicó el contrato de servicios múltiples para el bloque Olmos en la cuenca de Burgos.
- ❑ 9 de febrero 2004. PEMEX firma el quinto Contrato de Servicios Múltiples.
- ❑ 9 de noviembre 2004. PEMEX adjudica a consorcio ciento por ciento mexicano el contrato del bloque Pandura-Anáhuac de la cuenca de Burgos.
- ❑ 5 de diciembre 2004. Los Contratos de Servicios Múltiples permiten disminuir importaciones de gas natural.

LEYES Y REGLAMENTOS.

- ❑ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- ❑ Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2005.
- ❑ Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- ❑ Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
- ❑ Modelo Genérico de Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios. Tercer Borrador –Versión de enero 2003.



**PORTALES
ELECTRÓNICOS**



<http://aipmac.org.mx>

Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.

<http://info4.juridicas.unam.mx>

Instituto de Investigaciones Jurídicas.

www.api.org

American Petroleum Institute.

www.energia.gob.mx

Secretaría de Energía.

www.bp.com

Compañía Petrolera Privada BP.

www.cipm.org.mx

Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

www.compranet.gob.mx

Sistema Electrónico de Contrataciones Gubernamentales.

www.conae.gob.mx

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

www.cre.gob.mx

Comisión Reguladora de Energía.

www.csm.pemex.com

Contratos de Servicios Múltiples – PEMEX –

www.ecopetrol.gov.co

Empresa Colombiana de Petróleos.

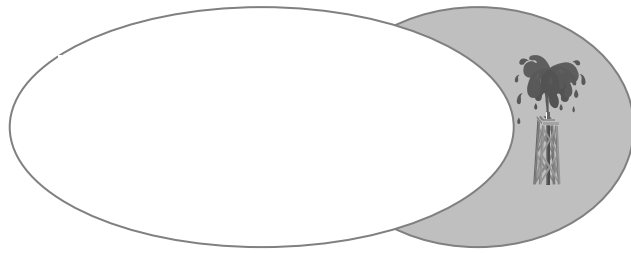
www.eia.doe.gov

Energy Information Administration.



www.energia.org.mx	Secretaría de Energía.
www.energiaadebate.com.mx	Revista escrita por expertos del sector energético.
www.exxonmobil.com	Compañía Petrolera Privada Exxon Mobil.
www.google.com	Buscador de Internet.
www.iea.org	International Energy Agency.
www.imp.mx	Instituto Mexicano del Petróleo.
www.onexpo.com.mx	Organización Nacional de Expendedores del Petróleo A.C.
www.pdvsa.com.ve	Petróleos de Venezuela S.A. de C.V.
www.pemex.com.mx	Petróleos Mexicanos.
www.pep.pemex.com	Pemex Exploración-Producción.
www.petrobras.com.br	Petróleos de Brasil.
www.petroleumworld.com	Petroleum World "Latin American Energy & Oil".
www.shell.mx	Compañía Petrolera Privada Shell.
www.shcp.gob.mx	Secretaría de Hacienda y Crédito Público.





bpd	Barriles por día
CPC	Contratos de producción compartida
CP	Contrato Puro
CR	Contratos de Servicio de Riesgo o Contratos de Riesgo
CSM	Contratos de servicios múltiples
dls	Dólares americanos
JV	Joint Ventures
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
mbd	Miles de barriles diarios
mbpce	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mpcd	Miles de pies cúbicos diarios
mm	Millón
mdd	Millones de dólares
mmbbl	Millones de barriles
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
Pemex	Petróleos Mexicanos
PEP	Pemex Exploración y Producción
PGPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
PIB	Producto Interno Bruto
Sener	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público



TIR	Tasa interna de retorno
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina





ÍNDICE DE FIGURAS, TABLAS Y GRÁFICAS

FIGURAS		<i>PÁGINA</i>
Figura I.1	<i>Organigrama básico 1938 – 1946.</i>	14
Figura I.2	<i>Organigrama básico 1946 - 1964.</i>	15
Figura I.3	<i>Organigrama básico 1964 – 1976.</i>	16
Figura I.4	<i>Organigrama básico 1976 – 1982.</i>	18
Figura I.5	<i>Organigrama básico 1982 – 1992.</i>	19
Figura I.6	<i>Estructura Orgánica Actual de Petróleos Mexicanos.</i>	21
Figura I.7	<i>Estructura Orgánica de Pemex Exploración Producción.</i>	25
Figura I.8	<i>Representación geográfica de las cuatro regiones de Pemex Exploración Explotación.</i>	26
Figura I.9	<i>Marco jurídico que regula las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.</i>	40
Figura II.1	<i>Clasificación de los ingresos del sector público presupuestario.</i>	65
Figura II.2	<i>Mecanismo del cálculo de la tasa IEPS con la que se grava cada combustible (Diesel).</i>	85



Figura II.3	<i>Ejemplo numérico del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos.</i>	91
Figura II.4	<i>Aportación al fisco de las principales empresas petroleras del mundo.</i>	94
Figura III.1	<i>Origen de la renta económica.</i>	105
Figura III.2	<i>Ganancias para las empresas por países.</i>	108
Figura III.3	<i>Tipos de sistemas fiscales petroleros.</i>	115
Figura III.4	<i>Distribución en un sistema fiscal de concesión.</i>	121
Figura III.5	<i>Régimen de contratos de producción compartida.</i>	127
Figura III.6	<i>Régimen de contratos de riesgo.</i>	134
Figura III.7	<i>Proyectos con tasa interna de retorno.</i>	141
Figura III.8	<i>Análisis de sensibilidad del sistema con factor R.</i>	146
Figura III.9	<i>Naturaleza de un JV "Compañía - Gobierno".</i>	149
Figura III.10	<i>Contratos de asistencia técnica.</i>	153
Figura III.11	<i>Participación de la inversión privada e ingresos.</i>	157
Figura V.1	<i>Localización geográfica de la cuenca de Burgos.</i>	207



Figura V.2	<i>Localización de los siete bloques licitados en la primera ronda en la cuenca de Burgos bajo el esquema de CSM.</i>	261
------------	---	-----

TABLAS

Tabla I.1	<i>Activos de Exploración y explotación de PEP.</i>	27
Tabla I.2	<i>Relación cronológica del marco normativo-jurídico en materia de hidrocarburos y Pemex.</i>	35
Tabla II.1	<i>Evolución del régimen fiscal de Petróleos Mexicanos.</i>	61
Tabla II.2	<i>Ingresos petroleros en el sector público presupuestario.</i>	70
Tabla II.3	<i>Derechos, Impuestos y Aprovechamientos.</i>	74
Tabla II.4	<i>Mecánica de pago de las contribuciones.</i>	88
Tabla II.5	<i>Régimen fiscal de Pemex.</i>	90
Tabla III.1	<i>Países y sus sistemas fiscales.</i>	117
Tabla III.2	<i>Términos flexibles dentro del contrato de tasa de retorno.</i>	140
Tabla III.3	<i>Comparación entre sistemas fiscales del mundo.</i>	159
Tabla IV.1	<i>Principales compañías petroleras del mundo.</i>	166
Tabla V.1	<i>Primeros contratos realizados por Pemex.</i>	215



Tabla V.2	<i>Primeros contratos riesgo realizados por Pemex.</i>	216
Tabla V.3	<i>Diferencias entre los CSM con otros tipos de contratos.</i>	230
Tabla V.4	<i>Comparación entre los contratos de servicios que se aplican en otros países y los CSM propuestos por Pemex.</i>	231
Tabla V.5	<i>Similitudes entre los CSM y la forma actual de contratación.</i>	232
Tabla V.6	<i>Diferencias entre los CSM y la forma actual de contratación.</i>	232
Tabla V.7	<i>Cláusulas del modelo genérico del contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios.</i>	242
Tabla V.8	<i>Adjudicación de contratos de la primera ronda en la cuenca de Burgos 2003 .</i>	260
Tabla V.9	<i>Adjudicación de los ocho Contratos de Servicios Múltiples en la Cuenca de Burgos .</i>	276
Tabla R.1	<i>Escenario de Petróleos Mexicanos con y sin autonomía de gestión .</i>	296
Tabla R.2	<i>Acciones inmediatas que necesita Petróleos Mexicanos para sobrevivir.</i>	297

GRÁFICAS

Gráfica I.1	<i>Porcentajes de producción por tipo de crudo.</i>	50
Gráfica I.2	<i>Producción de tipo de gas en porcentaje.</i>	52
Gráfica II.1	<i>Participación de los ingresos petroleros en el total de los ingresos fiscales.</i>	67



Gráfica II.2	<i>Comparación de utilidad antes de impuestos contra pérdidas netas.</i>	71
Gráfica IV.1	<i>Comparación de compañías petroleras estatales y privadas.</i>	167
Gráfica IV.2	<i>Comparación de Pemex con empresas privadas de acuerdo a sus activos.</i>	175
Gráfica IV.3	<i>Comparación de Pemex con empresas privadas de acuerdo a sus reservas probadas de crudo.</i>	176
Gráfica IV.4	<i>Comparación de Pemex con empresas estatales de acuerdo a sus reservas probadas de crudo.</i>	177
Gráfica V.1	<i>Monto de la inversión estimada de los ocho contratos adjudicados.</i>	275
Gráfica V.2	<i>Producción estimada de los ocho contratos adjudicados.</i>	275

