

88



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ECONOMIA

“REGIMEN FISCAL PARA PEMEX EXPLORACION Y  
PRODUCCION (PEP) ANTE LA POSIBILIDAD DE UNA  
APERTURA PETROLERA 1993 - 2015”

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
LICENCIADO EN ECONOMIA

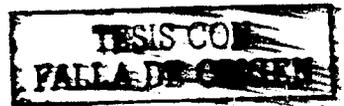
P R E S E N T A:

MARBELLA HERRERA LOZA



ASESOR DE TESIS: DR. ANGEL DE LA VEGA NAVARRO

MEXICO D. F., MAYO DE 2002





Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# Paginación Discontinua



A mi familia  
por haberme dado todo su apoyo y amor  
para seguir adelante  
a pesar de los grandes muros  
con los que nos hemos enfrentado.

A mis profesores  
de los que aprendí que la ignorancia  
es la ceguera de los videntes  
y la invalidez de los corredores.

Y a mis amigos  
que con momentos agradables  
acortaron el tiempo de llegada.

A todos ellos GRACIAS.



UNAM

FACULTAD

ECONOMIA

DE

**"RÉGIMEN FISCAL PARA PEMEX EXPLORACIÓN  
Y PRODUCCIÓN (PEP) ANTE LA POSIBILIDAD  
DE UNA APERTURA PETROLERA 1993-2015"**

## INDICE GENERAL

Introducción .....	i
<b>Capítulo 1. El régimen fiscal petrolero en México</b>	
1.1 PEMEX: Régimen fiscal actual .....	3
1.2 Pemex Exploración y Producción (PEP): Análisis del régimen fiscal actual .....	14
1.3 Criterios de evaluación de un régimen fiscal .....	33
1.4 El problema de la renta petrolera .....	41
1.5 Marco legal sobre materia de hidrocarburos en México .....	53
Conclusiones del capítulo 1 .....	56
<b>Capítulo 2. Regímenes fiscales petroleros internacionales</b>	
2.1 Tendencias a la apertura petrolera integral .....	60
2.2 Regímenes fiscales petroleros más frecuentes .....	70
2.3 Régimen de concesiones .....	74
2.4 Contratos de producción compartida (CPC) .....	80
2.5 Contratos de servicio (CS) .....	87
2.6 Otros tipos de regímenes fiscales .....	92
2.7 Comparaciones entre regímenes .....	99
Conclusiones del capítulo 2 .....	102
<b>Capítulo 3. Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP</b>	
3.1 ¿Qué es un escenario? .....	106
3.2 Muestra utilizada .....	109
3.3 Proyectos de inversión antes de impuestos .....	116
3.4 Primer escenario: Régimen fiscal actual para PEP 2001-2015 .....	119
3.5 Segundo escenario: Nuevo régimen fiscal para PEP 2001-2015 .....	125
3.6 Tercer escenario: Régimen fiscal para PEP en caso de apertura en el ramo upstream 2001-2015 .....	138
3.7 Comparación entre los regímenes de los escenarios .....	156
Conclusiones del capítulo 3 .....	163

<b>Conclusiones Generales .....</b>	<b>165</b>
<b>Anexo .....</b>	<b>169</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>175</b>
<b>Índice de tablas .....</b>	<b>178</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>180</b>

## INTRODUCCIÓN

El mundo actual se vislumbra como un conjunto de instituciones nacionales vinculadas entre si y adecuadas al funcionamiento correcto de las economías de las que forman parte esencial.

México esta inserto en el concepto global y para esto, tanto sus instituciones como sus estructuras deben estar preparadas para enfrentar los grandes cambios que esto conlleva.

Es sabido por todos que la economía mexicana ha sustentado gran parte de su desarrollo en la industria del petróleo a través de la empresa estatal llamada Petróleos Mexicanos, PEMEX. Dicha empresa ha representado para México grandes beneficios, pero es menester tener presente que en la actualidad no cuenta con los recursos, ni los adelantos tecnológicos, para encarar las demandas de una nación en crecimiento en un proceso de integración económica.

En la actualidad, PEMEX presenta problemas de serias proporciones que muchas veces no son tomadas en cuenta para tomar decisiones de presupuesto y gasto de gobierno. Dentro de estos problemas, el más importante concierne a la falta de un sistema impositivo adecuado para aportar los recursos que el gobierno demanda y que a su vez permita el funcionamiento y desarrollo de la empresa de donde se obtienen dichos recursos.

PEMEX es una empresa estatal que con el paso de los años, debido a la falta de cambios estructurales y de su vinculación directa con el gobierno como fuente de recursos, tiene grandes limitaciones. Si continúa

esto, la industria petrolera se debilitará debido a que se sigue dependiendo en gran medida de esta industria, aunque en un grado menor.

Debido a lo antes mencionado, es imprescindible hacer un cambio radical en el sistema impositivo que se tiene en la actualidad. Este trabajo pretende aportar ideas que ayuden a pensar en la posibilidad de un cambio estructural importante para prolongar así la función de la industria petrolera como motor del desarrollo nacional, a pesar de que esto signifique el abandono de ciertas tradiciones e ideas, para adoptar nuevos conceptos que tomen en cuenta la nueva integración mundial, el desarrollo social y los nuevos sistemas que la nación y el mundo demandan como urgentes e imprescindibles.

Por otro lado, PEMEX es una empresa integrada por cuatro organismos subsidiarios con distinta organización, funciones y riesgo involucrado, por lo que se requiere de un trato fiscal distinto para cada uno. Pemex Exploración y Producción (PEP) es una de ellas, la cual es la única que genera renta petrolera que se canaliza en bienes y servicios que ofrece el gobierno, siendo aproximadamente el 30% de los recursos gubernamentales.

Dada la importancia de la urgente modificación fiscal de la empresa petrolera y de la renta petrolera en los ingresos del país, este estudio se ha concentrado en el análisis del régimen fiscal petrolero para PEP.

De manera que el presente trabajo se divide en tres apartados que ayudan a formar una visión general del problema en el cual PEP se encuentra sumergido.

El primer apartado trata una explicación breve de la ubicación y el tipo de régimen fiscal de la empresa petrolera mexicana, PEMEX, y en

específico, PEP; los criterios internacionales de evaluación de tales regímenes; se demuestra que el gobierno se apodera de un monto mayor a la renta petrolera a lo que denomino el *problema de la renta petrolera* y, finalmente, dado que se manejará el supuesto de una apertura se da a conocer el marco legal sobre materia de hidrocarburos en México.

La segunda parte del trabajo se enfoca en las diferentes experiencias internacionales que se han tenido presentes a partir de distintas formas de aplicación en lo que respecta a regímenes fiscales. Cabe mencionar que estos países han sido capaces de adoptar regímenes que promueven un trabajo conjunto del capital privado y los recursos y esfuerzos del gobierno.

En el tercero y último apartado de este trabajo se muestran los escenarios posibles para la aplicación del régimen fiscal de PEP bajo las condiciones actuales en las que se encuentra. Podemos ubicar tres casos particulares, el primero de ellos se refiere al futuro que se espera si no existen cambios en el actual régimen fiscal, el segundo de ellos trata las posibilidades que pudiesen existir con la aplicación de un cambio de régimen fiscal manteniéndose todas las demás condiciones iguales ("ceteris paribus") y el último escenario se refiere a un cambio de régimen fiscal aunado a una apertura del sector.

Cabe mencionar que, haciendo a un lado las opiniones que puedan devanarse acerca de una opción de apertura del sector energético de país, debemos hacer conciencia de la necesidad de un cambio amplio que modernice las formas y promueva las decisiones responsables que afecten de manera positiva al grueso de la población.

Veremos que con la aplicación del actual régimen fiscal de PEP para los siguientes años, la oferta de hidrocarburos se verá mermada, lo que no

sucedirá si el gobierno únicamente exige a la empresa un monto no mayor al correspondiente a la renta petrolera. Además, si nuevas compañías petroleras internacionales (CPI) participan junto con PEP podrán incrementar los recursos fiscales y la oferta de crudo y gas y se tendrá que aplicar el mismo régimen a ambas y distinto al actual, porque de lo contrario, las CPI no tendrán incentivos para invertir en el país. Al ocurrir esto se afectarán las inversiones de PEP ya sea que se aplique un régimen fiscal concesionario, contratos de producción compartida o de riesgo.

Sin embargo, las necesidades de demanda de hidrocarburos van en aumento - principalmente de gas - y si el régimen fiscal actual de PEP no permite cubrirlas habrá que realizar los cambios respectivos para que la industria petrolera mexicana crezca. Y, más aún, si no existe el capital necesario en el país habrá que buscar nuevas alternativas fuera de él, como muchos países lo han hecho.

*Esta investigación pretende mostrar la necesidad de un cambio urgente de régimen fiscal en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y la importancia de la consideración de la renta petrolera en la aplicación del régimen, mostrando al lector tres escenarios posibles para que sean considerados en los análisis consecuentes que se susciten del tema.*

## **Capítulo 1**

# **El régimen fiscal petrolero en México**

La industria petrolera en México abarca la exploración, la explotación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo, gas y productos obtenidos de su refinación. Y está formada por una sola empresa, Petróleos Mexicanos (PEMEX) que a su vez se subdivide en otras, una de ellas es Pemex Exploración y Producción (PEP) en la cual centramos nuestro estudio, dando a conocer sus funciones, estructura organizativa y régimen fiscal vigente. Realizando un análisis horizontal y vertical del régimen fiscal de PEP y considerando criterios internacionales. Por último, se da a conocer el marco legal sobre materia de hidrocarburos ya que se trata el tema de apertura.

El régimen fiscal actual impuesto desde 1994 se basa en el cobro del 60.8% de los ingresos brutos de PEMEX, sin importar si con el pago de impuestos la empresa incurre en pérdidas. Esto hace que el sistema actual sea regresivo<sup>1</sup>, y que el gobierno se apropie de un monto mayor a la renta petrolera. A esto último llamo *el problema de la renta petrolera*.

Cabe señalar que la renta petrolera no es generada por todo PEMEX, sino únicamente en las actividades de exploración y producción, es decir, por Pemex Exploración y Producción (PEP). De aquí la necesidad de diferenciar el régimen fiscal de PEP de los otros organismos de PEMEX que no generan renta petrolera<sup>2</sup> (PR, PP y PGPB). Por otra parte, la disminución de la dependencia de las finanzas públicas sobre los ingresos petroleros puede actuar a favor de un nuevo régimen en el que el cobro de impuestos no sea la principal causa de pérdidas o bajos beneficios de la empresa.

---

<sup>1</sup> Un régimen **regresivo** es aquél en el cual ante un incremento en el costo disminuye la ganancia del inversionista, en vez de aumentar ya que en la industria petrolera cuando existe un mayor costo hay un mayor riesgo.

<sup>2</sup> No hay que confundir el concepto de renta "petrolera" con ganancia, ya que a pesar de que las otras subsidiarias no generan renta petrolera en las actividades de refinación, petroquímica, etc., si pueden generar una ganancia como cualquier empresa. En caso contrario no existirían las grandes empresas petroleras dedicadas a tales actividades.

## 1.1 PEMEX: RÉGIMEN FISCAL ACTUAL

Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la única empresa petrolera mexicana. De todas las empresas en México es la más grande en términos de activos y de ingresos. Con base al nivel de reservas y de su capacidad de extracción y refinación, se encuentra entre las cinco compañías petroleras más importantes a nivel mundial (Saudi Aramco de Arabia Saudita, NIOC de Irán, PVDSA de Venezuela y Royal Dutch/Shell de Holanda e Inglaterra).

Las actividades de PEMEX abarcan la exploración y explotación de hidrocarburos<sup>3</sup>, así como la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de petróleo, gas, refinados y petroquímicos.

Desde su reorganización en 1992, la misión estratégica básica de PEMEX ha sido maximizar el valor a largo plazo de los hidrocarburos de México.

PEMEX opera por conducto de un ente Corporativo y cuatro organismos subsidiarios:

- 1) Pemex Exploración y Producción (PEP)
- 2) Pemex Refinación (PR)
- 3) Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- 4) Pemex Petroquímica (PP)

Así como también cuenta con Petróleos Mexicanos Internacionales (PMI) y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Figura 1.

---

<sup>3</sup> Los hidrocarburos son compuestos químicos constituidos de hidrógeno y carbono como el crudo y el gas.

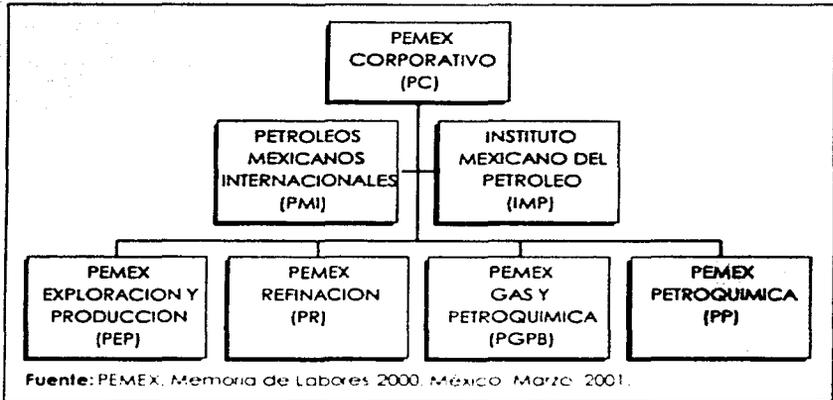


Figura 1. Organismos subsidiarios de PEMEX.

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

**Pemex Exploración y Producción (PEP)** tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo<sup>4</sup>, así como del gas natural<sup>5</sup>.

**Pemex Refinación (PR)** produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos.

**Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)** procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP<sup>6</sup> y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

<sup>4</sup> El petróleo es la mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida (aceite) o gaseosa.

<sup>5</sup> El gas natural es una porción del petróleo que existe en los yacimientos en fase gaseosa o en solución en el aceite.

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

**Petróleos Mexicanos Internacionales (PMI)** realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.

El **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)** proporciona a PEMEX apoyo tecnológico y científico tanto en la extracción de hidrocarburos, como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.

Hay que resaltar la integración que actualmente presenta PEMEX. La **integración económica** es la reunión de actividades industriales bajo un control unificado. La **integración vertical** existe cuando aumenta el número de procesos realizados por una empresa, lo que le permite hacerse de materia prima más fácilmente. Con las cuatro subsidiarias mencionadas, PEMEX puede abastecerse de insumos. Cada subsidiaria puede obtener la materia prima dentro de la misma empresa. Por ejemplo, Pemex Gas y Petroquímica básica (PGPB) obtiene el gas y el aceite producido por Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Petroquímica (PP) utiliza los petroquímicos básicos de las actividades de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). Por lo tanto, *PEMEX es una empresa integrada verticalmente desde la exploración y producción hasta la comercialización.*

---

° El gas licuado de petróleo (LP) es un hidrocarburo compuesto por propano y butano. Proviene de la refinación de petróleo y de gas natural. Al someterlo a presión relativamente baja y a temperatura ambiente es fácil de licuar, lo cual permite el almacenamiento de grandes cantidades en pequeños espacios.

Después de conocer la forma en que está organizada la empresa petrolera mexicana resulta más fácil entender su actual régimen fiscal como se ve a continuación.

**Régimen fiscal** es el conjunto de obligaciones fiscales de las personas físicas o morales con el gobierno quien se encarga de transformar tales recursos en beneficios económicos y sociales para el país.

Un sistema o **régimen fiscal petrolero** se compone de pagos realizados por concepto de impuestos y derechos que tiene una empresa petrolera nacional o extranjera con el Estado en donde 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, donaciones, herencias, legados, etc. Son de carácter obligatorio" (Ayala J. E., 1997, p. 144). Y un **derecho** es un pago que se hace por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la nación, así como por los servicios que presta el Estado en sus funciones de derecho público. En el Código Fiscal de la Federación se citan los derechos como una contribución, ya que se agrupan en el mismo rubro de los impuestos. Los derechos se clasifican dentro de los ingresos no tributarios.

Algunos autores mencionan que un régimen fiscal es un contrato entre los participantes de un mercado (individuos, empresas y gobierno). (Johnston D., 1994). En un contrato se relacionan varias partes. En los **contratos petroleros** un país es propietario del subsuelo y un inversionista, usualmente extranjero, es propietario de grandes volúmenes de capital indispensables para valorizar en su favor un recurso natural que no posee. El centro de negociación es la apropiación del excedente

petrolero, que en términos más precisos se le denomina renta del suelo o subsuelo. (Álvarez, H. C. G., 1995).

Después de la reestructuración en organismos subsidiarios de PEMEX en julio de 1992, se cambió - aunque no en gran medida - el régimen fiscal que se venía aplicando años anteriores y se adoptó el actual régimen desde 1994. Este sistema tiene los siguientes componentes:

1. Derechos sobre hidrocarburos (DSH)
2. Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP)
3. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP)
4. Derecho adicional sobre la extracción del petróleo (DAEP)
5. Impuesto a los rendimientos petroleros (IRP)
6. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)
7. Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)
8. Otras contribuciones

#### **1. Derecho sobre hidrocarburos (DSH)**

Consiste en un pago del 60.8% del total de los ingresos por ventas de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos a terceros, incluyendo el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS) por enajenaciones y autoconsumos de Pemex Refinación (PR) sin considerar el impuesto al valor agregado (IVA).

Este derecho grava a Petróleos Mexicanos y a sus organismos subsidiarios.

Contra este pago se acreditan el derecho sobre la extracción de petróleo (DEP), el derecho extraordinario sobre la extracción del petróleo (DEEP), el derecho adicional sobre la extracción del petróleo (DAEP), el

impuesto a los rendimientos petroleros (IRP) y el impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS). Si el pago de éstos no coincide con el 60.8% de los ingresos correspondientes al DSH se modificarán el DEP y el DEEP en lo que corresponda. Figura 2.

## **2. Derecho sobre la extracción de petróleo (DEP)**

Es un porcentaje de 52.3% de la diferencia entre los ingresos por venta de bienes y servicios de PEP y el total de los costos efectuados con motivo de la exploración y explotación (por cada región), considerando las inversiones en bienes de activo fijo y los gastos y cargos diferidos, sin exceder el monto del presupuesto autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a Pemex Exploración y Producción (PEP). El precio que se tome en cuenta para los ingresos no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de la mezcla de petróleo crudo mexicano de exportación; en el caso del gas natural se toma el precio del mercado internacional relevante y las mermas o quema de petróleo o de gas natural se consideran como ventas de exportación.

## **3. Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP)**

Este es equivalente al 25.5% sobre la base del DEP mencionado anteriormente y se entera por conducto de PEP.

## **4. Derecho adicional sobre la extracción del petróleo (DAEP)**

Consiste en una tasa del 1.1% sobre la base del DEP. Se entera por conducto de PEP.

TEMAS CON  
FALTA DE ORIGEN

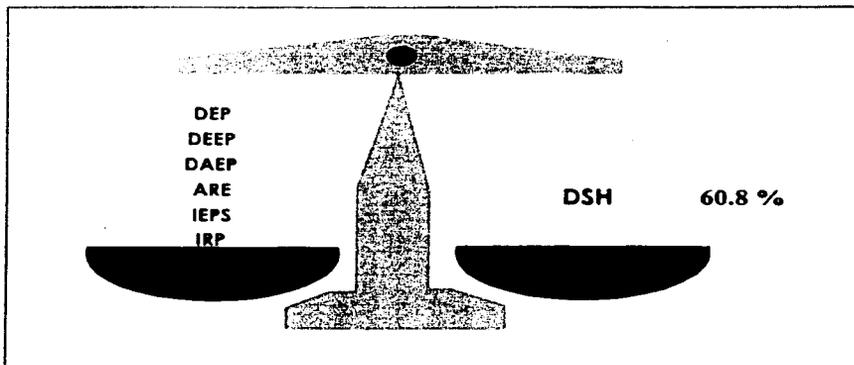


Figura 2. Derecho sobre hidrocarburos.

#### 5. Impuesto a los rendimientos petroleros (IRP)

Es el 35% del rendimiento neto del ejercicio de cada organismo, considerando la totalidad de ingresos menos las deducciones autorizadas, siempre que los ingresos sean superiores a las deducciones. Es cubierto por PEMEX y sus organismos subsidiarios. Cuando el monto de los ingresos sea inferior a las deducciones autorizadas se determinará una pérdida neta. Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios pagarán este impuesto.

#### 6. Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)

Es un impuesto indirecto aplicable a PR por las ventas de gasolinas automotrices y diesel y a PGPB en el caso de la enajenación de gas natural. La tasa es variable por centro distribuidor y producto y se revisa mensualmente.

Es un impuesto de ajuste que constituye la diferencia entre el precio del combustible al público y el precio al productor más comisiones y cargos por logística. Este impuesto se utiliza para fijar los precios al público, particularmente a los combustibles automotrices: diesel y gasolina.

#### **7. Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE)**

Cuando en el mercado internacional el precio promedio ponderado acumulado mensual del barril del petróleo crudo mexicano exceda del precio que se fije al crudo mexicano (Vg. 18.00 dólares estadounidenses en el año 2001), 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 el precio fijado del crudo en dólares de los Estados Unidos de América por el volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos. Es un pago trimestral. Figura 3.

#### **8. Otras contribuciones.**

Estas se refieren a los distintos pagos que realiza cualquier empresa como los siguientes:

- Derecho sobre trámite aduanero
- Impuestos sobre nóminas locales
- Impuestos sobre importaciones
- Impuestos prediales
- Derechos de consumo de aguas nacionales
- Derechos sobre descarga de aguas residuales

- Aprovechamiento de gas natural, gas licuado y diáfano
- Impuestos sobre productos de trabajo
- IVA Neto. Los componentes de base gravable son: de PEP, exportaciones de crudo; de PR, ventas nacionales, exportaciones de crudo, IEPS (excepto Importación), fletes; de PGPB, ventas nacionales, exportaciones y fletes, y de PP, ventas nacionales y exportaciones.

Contribución	Tasa (%)	Base	Sujeto
•Derecho sobre extracción de petróleo (DÉP)	52.3	•Ingresos totales de Pemex - Exploración y Producción (PEP) menos egresos totales, incluyendo el gasto de inversión	PEP
•Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP)	25.5	•Sobre la base del DÉP	PEP
•Derecho adicional sobre la extracción de petróleo (DAEP)	1.1	•Sobre la base del DÉP	PEP
•Impuesto a los rendimientos petroleros (IRPP)	35.0	•Rendimiento neto definido como ingresos totales del ejercicio menos deducciones autorizadas	Pemex y Organismos
•Impuesto especial sobre producción y servicios (IEPS)	variable	•Diferencia entre precio al público menos margen comercial, fletes, IVA y precio productor	PREF Y PGPB
•Derecho sobre hidrocarburos (DSH)	60.8	•Ingresos totales por ventas de hidrocarburos y petroquímicos a terceros, más IEPS, sin IVA.	Pemex y Organismos
•Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (ARE).	39.2	•Rendimiento excedente proveniente del precio promedio internacional del crudo mayor a 16 dólares por barril (para 2001)	PEP

Fuente: Elaboración propia con información obtenida en la Ley de Ingresos SHCP 2001

Figura 3. Régimen fiscal actual de PEMEX.

Dado que nuestro estudio se centra en PEP, nos interesan los pagos que tiene que realizar tal organismo o subsidiaria. Los principales pagos que realiza PEP son los derechos y aprovechamientos porque se encarga de explorar y explotar gas y crudo y, como mencione anteriormente, un derecho es el pago que se tiene que realizar por el uso de un bien del dominio público, es decir, el pago que debe realizar PEP por el uso del suelo y el aprovechamiento del recurso natural no renovable, el petróleo.

Básicamente el régimen fiscal para PEP presenta el siguiente esquema:

DEP	=	$(Y - C) (0.523)$	$\Leftrightarrow$	$Y > C$
DEEP	=	$(Y - C) (0.255)$	$\Leftrightarrow$	$Y > C$
DAEP	=	$(Y - C)(0.011)$	$\Leftrightarrow$	$Y > C$
ARE	=	$[(P_M - P_L) * Q_P] * (0.392)$	$\Leftrightarrow$	$P_M > P_L$

donde:

DEP = Derecho sobre la extracción de petróleo.

DEEP = Derecho especial sobre la extracción de petróleo.

DAEP = Derecho adicional sobre la extracción de petróleo.

ARE = Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes.

Y = Ingresos por la venta de bienes y servicios.

C = Costos deducibles con motivos de exploración y explotación.

$P_M$  = Precio promedio del crudo mexicano.

$P_L$  = Precio limite colocado por la SHCP.

$Q_P$  = Volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos.

Cabe agregar que el DEP está sujeto a cambios que garanticen el ajuste al presupuesto señalado por la Secretaría de Hacienda, aunque esto signifique que PEP obtenga menores beneficios en su estado de resultados.

La igualdad para el cálculo del DEP que se debe cumplir es la siguiente:

$$DEP = DSH-IRP-IEPS$$

Lo que significa esta igualdad es que si alguna de las subsidiarias (PR, PP Y PGPB) no genera el 60.8% de los ingresos brutos, PEP tendrá que

**cubrir el porcentaje restante, independientemente si esto le ocasiona pérdidas o no. Por lo que la tasa del DEP es variable.**

## 1.2 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP): ANÁLISIS DEL RÉGIMEN FISCAL ACTUAL

El objetivo de esta investigación gira alrededor del área de Pemex Exploración y producción (PEP), por lo que se explicará a continuación en que consisten las actividades de PEP, las regiones y activos en los cuales se encuentran organizados y la constitución administrativa dentro de PEMEX.

PEP tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo, así como del gas natural. Los objetivos principales de PEP consisten en:

- Maximizar el valor económico de las reservas.
- Asegurar la oferta de hidrocarburos a largo plazo.
- Enfatizar la seguridad industrial y la protección ambiental.

Para lograr estos objetivos PEP desarrolla varias iniciativas:

- Descubrir reservas y mejorar su calidad.
- Aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos en los yacimientos.
- Desarrollar infraestructura de transporte y almacenamiento para crudo y gas natural.
- Garantizar la confiabilidad de las operaciones.

Las actividades de PEP se encuentran clasificadas en regiones y éstas a su vez en activos. Cada uno de estos posee un determinado número de campos y pozos. Entendiéndose como **región** al ámbito geográfico al que corresponde una división administrativa de PEP. Y como **activo** al área administrativa y geográfica a la que corresponden determinados campos, los cuales están formados por un número de pozos.

Un activo o "distrito administrativo" reporta recursos petroleros que incluyen varias cuencas o estructuras geológicas distintas. (George Baker, febrero 2000). **Figura 4.** La misión de los activos es el estudio de diferentes cuencas de las regiones correspondientes, con el propósito de evaluar el potencial de hidrocarburos y así incorporar nuevas reservas que reemplacen los hidrocarburos extraídos de los campos en la etapa de explotación.

REGIONES	ACTIVOS DE EXPLOTACION	ACTIVOS DE EXPLORACION
•Región Marina Suroeste (RMSO)	•Abkatún •Pol - Chuc •Litoral de Tabasco	•Campeche - Golfo •Litoral
•Región Marina Noreste (RMNE)	•Cantarell •Ek - Balam •Ku - Maloob - Zaap	•Proyecto exploratorio
•Región Sur (RS)	•Cinco Presidentes •Jujo - Tecminoacán •Luna - Palapa •Bellota - Chinchorro •Muspac •Samaría - Sitio Grande •Chilapilla - José Colomo	•Macuspana •Reforma - Comalcalco •Salina del Istmo
•Región Norte (RN)	•Burgos •Altamira •Poza Rica •Veracruz	•Reynosa •Tampico •Misanilla - Golfo de México •Papaloapan

**Fuente:** Elaboración propia con datos basados en Las Reservas de Hidrocarburos de México, PEP, 1999 y en Compendio de Información del Sector Energético Mexicano 2000, PUE UNAM, 2000.

**Figura 4.** Regiones y activos de PEP.

Hasta 1995, la coordinación de actividades de exploración, desarrollo de campos y producción de crudo y gas natural, se llevaba a cabo en tres subdirecciones regionales (Marina, Norte y Sur), actualmente son cinco (con Noreste y Suroeste). **Figura 5.**



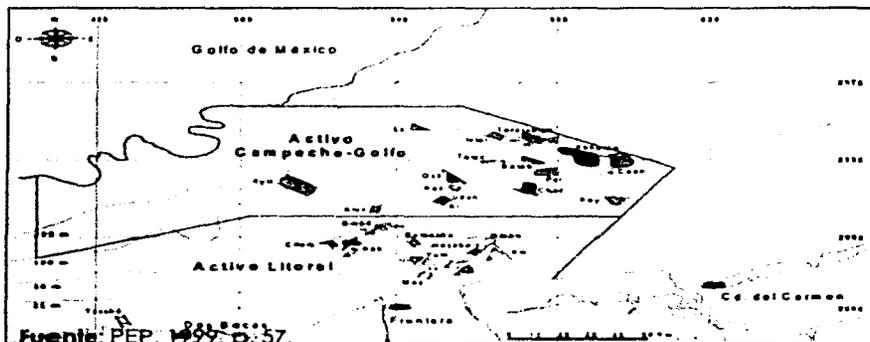
Figura 5. Regiones administrativas de PEP.

Desde el punto de vista de distribución geográfica, 9.2% de las reservas totales se encuentran en la Región Marina Suroeste, 17.2% en la Región Sur, 35.3% en la Región Marina Noreste, y 38.3% en la Región Norte.

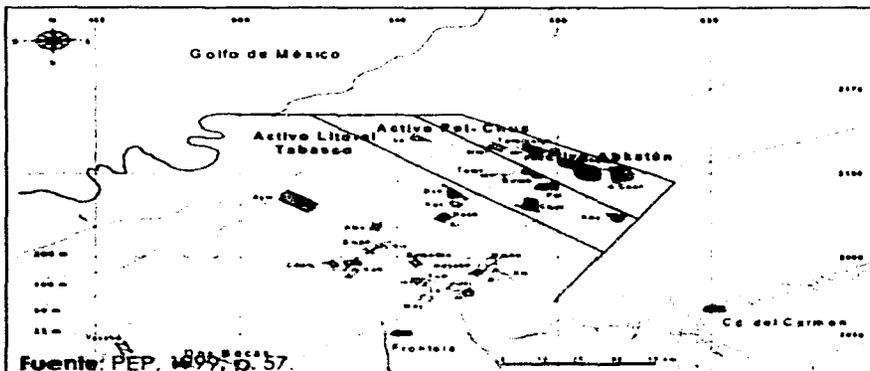
Hay activos de exploración y explotación. Los **activos de exploración** se encargan del estudio de diferentes cuencas que se encuentran en las regiones para evaluar el potencial de hidrocarburos y, así, incorporar nuevas reservas que replacen los hidrocarburos que son extraídos de los campos de la etapa de explotación. Y los **activos de explotación** se encargan de administrar integralmente la producción de los campos. Cada uno de estos activos tienen funciones específicas y abarcan determinados estados.

El área de exploración y producción bajo la jurisdicción de la Región Marina Suroeste (RMSO) se encuentra en el suroeste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Abarca

una superficie de 352,390 km<sup>2</sup> y está limitada por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte sur, por la Región Marina Noreste (RMNE) en la dirección este, al norte por las líneas limítrofes de las aguas territoriales y al oeste por el Proyecto Golfo de México de la Región Marina Norte (RMN). (PEP, 1999, p. 57). **Figuras 6 y 7.**



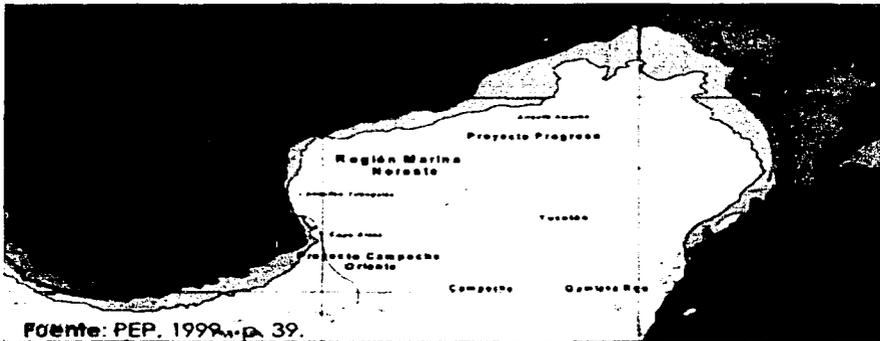
**Figura 6.** Región Marina Suroeste. Activos de exploración.



**Figura 7.** Región Marina Suroeste. Activos de explotación.

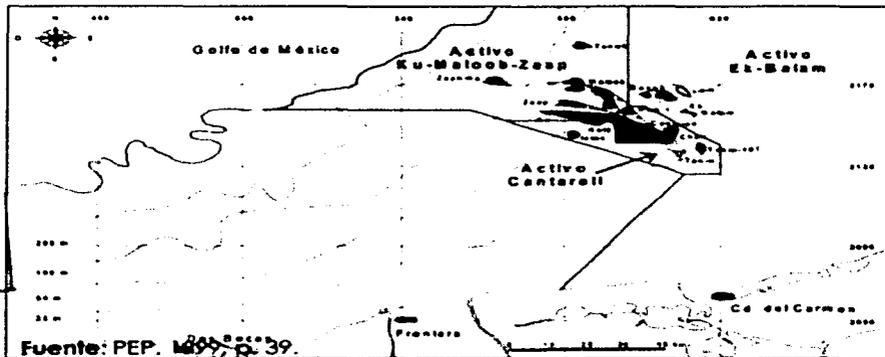
La Región Marina Noreste (RMNE) se encuentra ubicada en el sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166,000 km<sup>2</sup> y queda totalmente incluida dentro de aguas territorialmente nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. (PEP, 1999, p. 39).

Figuras 8 y 9.



Fuente: PEP, 1999, p. 39.

Figura 8. Región Marina Noreste. Activos de exploración.



Fuente: PEP, 1999, p. 39.

Figura 9. Región Marina Noreste. Activos de explotación.

COPIA CON  
FALTA  
CORRECCION

La Región Sur (RS), se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limita al norte con el Golfo de México y con la Región Norte en el paralelo de 18 grados, al noroeste con el río Tesechoacán. Hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al sur con el Océano Pacífico. (PEP, 1999, p. 107). **Figuras 10 y 11.**

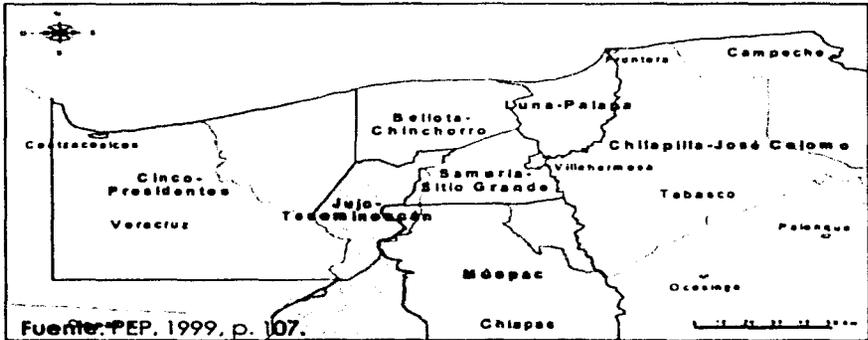


Figura 10. Región Sur. Activos de exploración.

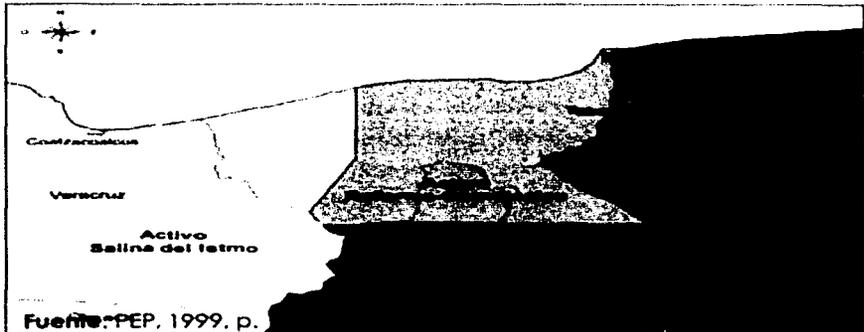


Figura 11. Región Sur. Activos de explotación.

La Región Norte (RN), es la más extensa del sistema petrolero nacional con más de 2,000,000 km<sup>2</sup>. Limita al norte con los Estados Unidos de Norteamérica, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el río Papaloapan. (PEP, 1999, p. 81). **Figuras 12 y 13.**



Figura 12. Región Norte. Activos de exploración.

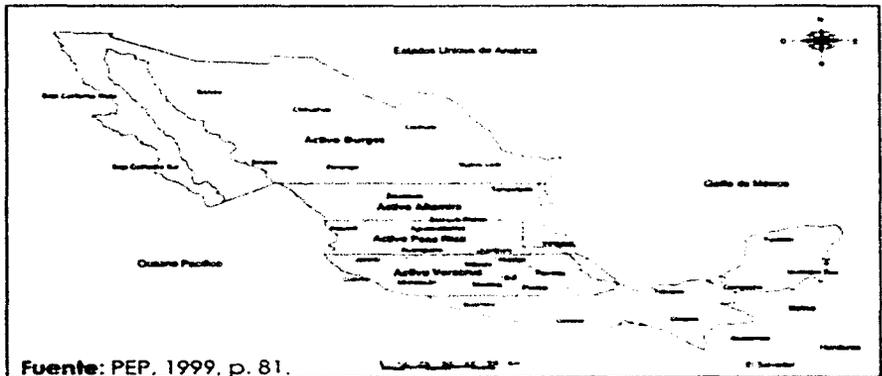


Figura 13. Región Norte. Activos de explotación.

PEP se encuentra organizada mediante la Dirección General y sus respectivas subdirecciones, la Coordinación Ejecutiva, la Coordinación de Estrategias de Exploración, la Contraloría Interna, la Unidad Jurídica, la Contraloría Interna, la Unidad Jurídica, Seguridad Industrial y Protección Ambiental. **Figura 14.**

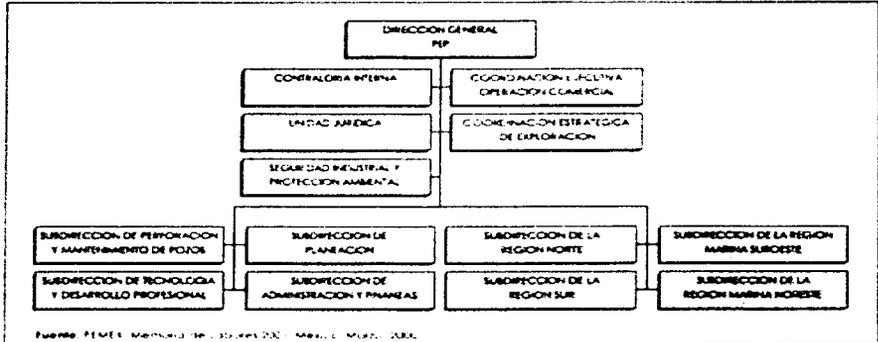


Figura 14 . Organización administrativa de PEP.

Ahora que ya conocemos como está constituido el actual régimen de PEP podemos realizar un análisis sobre él. Para esto se utilizan los estados de resultados anuales de PEP del periodo 1993-2000. No se utilizan datos anteriores porque el régimen actual se aplica desde 1994. Así también, para facilitar el análisis de los derechos DEP, DEEP y DAEP, éstos se agregan en un solo concepto denominado únicamente DEP. **Tabla 1.**

Por otra parte, para realizar un análisis vertical de la información, se obtienen los datos en valores constantes utilizando el índice de precios de 1993. **Tabla 2.**

**Tabla 1**  
**Estado de resultados de PEP**  
**1993-2000**  
**Millones de pesos corrientes**

	Ventas	Exportación	Interorganismos	Costos y Gastos	Utilidad antes de impuestos	Impuestos y derechos	DEP	ARE	Otros	Utilidad Neta
1993	45,954	20,041	25,913	16,300	29,654	26,563				3,091
1994	53,268	22,078	31,190	14,685	38,583	32,668				5,915
1995	101,897	47,931	53,966	19,813	82,084	74,196				7,888
1996	168,586	81,337	87,249	28,996	139,590	124,413	114,734	9,560	119	15,177
1997	173,031	81,653	91,378	39,569	133,462	120,473	116,533	3,780	160	12,989
1998	129,926	58,232	71,694	46,437	83,489	84,365	84,193	0	172	-876
1999	175,916	83,635	92,281	57,878	118,038	118,034	104,551	13,260	223	4
2000	312,207	137,333	174,874	78,227	233,960	221,571	200,007	21,564	0	12,409

Fuente: PEP, 2001.

**Tabla 2**  
**Estado de resultados de PEP**  
**1993-2000**  
**Millones de pesos constantes (1993=100)**

	Ventas	Exportación	Interorganismos	Costos y Gastos	Utilidad antes de impuestos	Impuestos y derechos	DEP	ARE	Otros	Utilidad Neta
1993	45,954	20,041	25,913	16,300	29,654	26,563				3,091
1994	49,186	20,386	28,800	13,560	35,626	30,164				5,462
1995	68,250	32,104	36,146	13,271	54,979	49,696				5,283
1996	86,410	41,690	44,720	14,862	71,548	63,769	58,808	4,900	61	7,779
1997	75,329	35,548	39,781	17,226	58,103	52,448	50,733	1,646	70	5,655
1998	49,029	21,974	27,054	17,523	31,505	31,836	31,771	0	65	-331
1999	57,791	27,475	30,316	19,014	38,777	38,776	34,347	4,356	73	1
2000	92,480	40,680	51,800	23,172	69,308	65,632	59,245	6,388	0	3,676

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

En la cuenta de estado de resultados de PEP se encuentran contabilizados los impuestos y derechos que paga PEP y los rendimientos que obtiene. Estos últimos se obtienen de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 &Y \\
 &- C \\
 &UAT \\
 &- T \\
 &UN
 \end{aligned}$$

donde:

Y = Ingresos brutos totales por la venta de bienes y servicios.

C = Costos y gastos totales.

UAT = Utilidad antes de impuesto.

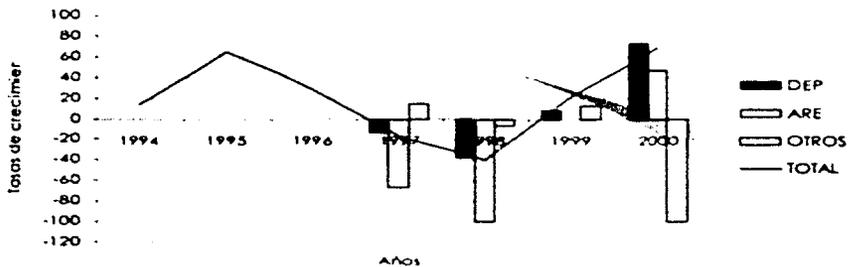
T = Impuestos y derechos.

UN = Utilidad Neta.

Después de 1995 hay una fuerte caída de la recaudación de impuestos provenientes de PEP presentando tasas de crecimiento negativas en 1997 y 1998 y teniendo tasas de recuperación en los años posteriores. **Tabla 3. Figura 15.**

	Ventas	Exportación	Interorganismos	Costos y Gastos	Utilidad antes de impuestos	Impuestos y derechos	DEP	ARE	Otros	Utilidad Neta
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	7	2	11	-17	20	14	-	-	-	77
1995	39	57	26	-2	54	65	-	-	-	3
1996	27	30	24	12	30	28	-	-	-	47
1997	-13	-15	-11	16	-19	-18	-14	-66	14	-27
1998	-35	-38	-32	2	-46	-39	-37	-100	7	-106
1999	18	25	12	9	23	22	6	-	13	-100
2000	60	48	71	22	79	69	72	47	-100	-

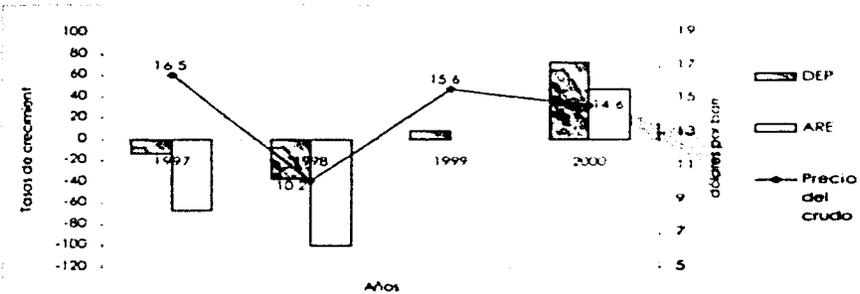
Fuente: Elaboración propia con datos de PEP, 2001.  
Nota: Las tasas de crecimiento del ARE en 1999 y del rendimiento neto del 2000 se eliminaron debido a que son valores exorbitantes.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

**Figura 15.** Impuestos y derechos de PEP 1994-2000.  
Tasas de crecimiento.

Se observa que los impuestos generados van aparejados con el comportamiento de los precios del petróleo mexicano. Sin embargo, ante una caída de los precios del petróleo, el DEP no se ve tan afectado como ocurre con el ARE, esto es porque el ARE depende del excedente por arriba del precio promedio fijado por Hacienda (18 dl. para el 2001). Al disminuir los precios del petróleo disminuye la base del cálculo del ARE. **Figura 16.**



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

**Figura 16.** Impuestos y derechos de PEP y precio del crudo 1997-2000.

De 1993 a 2000 aproximadamente 55% de las ventas que realizó PEP fueron dirigidas a las otras subsidiarias (PR, PP y PGPB) y el resto (45%) de las ventas totales fueron de exportación. De aquí se observa la importancia que han tenido y tienen las ventas de crudo al extranjero, pues forma casi la mitad de la demanda. Para el mismo periodo, los costos y gastos de operación, administración, financieros, etc. de PEP fueron alrededor del 27% y su utilidad antes del pago de impuestos se encontró en un promedio del 73% de sus ingresos brutos. Al comparar este último con la utilidad después del pago de impuestos (5.7% de los ingresos brutos), se obtiene una diferencia de 67.3% de los ingresos brutos de PEP, es decir, *PEP ha dejado de retener casi el 70% de los ingresos totales de la venta de hidrocarburos debido a los pagos fiscales.* **Tabla 4.**

**Tabla 4**  
**Estado de resultados de PEP**  
**1993-2000**  
**Porcentaje respecto a los ingresos totales**

	Ventas	Exportación	Interorganismos	Costos y Gastos	Utilidad antes de Impuestos	Impuestos y derechos	DEP	ARE	Otros	Utilidad Neta
1993	100	43.6	56.4	35.5	64.5	57.8				6.7
1994	100	41.4	58.6	27.6	72.4	61.3				11.1
1995	100	47.0	53.0	19.4	80.6	72.8				7.7
1996	100	48.2	51.8	17.2	82.8	73.8	68.1	5.7	0.1	9.0
1997	100	47.2	52.8	22.9	77.1	69.6	67.3	2.2	0.1	7.5
1998	100	44.8	55.2	35.7	64.3	64.9	64.8	0.0	0.1	-0.7
1999	100	47.5	52.5	32.9	67.1	67.1	59.4	7.5	0.1	0.0
2000	100	44.0	56.0	25.1	74.9	71.0	64.1	6.9	0.0	4.0
Promedio	100	45.5	54.5	27.0	73.0	67.3	64.7	4.5	0.1	5.7

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001

Según la Ley de Ingresos, PEP tiene que cubrir una tasa por concepto del DEP del 52.3% de los ingresos menos los costos autorizados por Hacienda, donde se incluyen costos de exploración y explotación, inversiones de activo fijo, gastos y cargos diferidos, es decir, la base del cálculo es similar a las utilidades antes de impuestos. Y sobre esa misma base se calculan los otros dos derechos, el DEEP y el DAEP, con tasas del 25.5% y 1.1% respectivamente. Por lo que en total PEP tiene que cubrir una tasa del 78.9% más el 39.2% sobre los rendimientos excedentes. Aunque el ARE no es tan relevante como el pago de derechos porque solo abarca el 6% de las utilidades. Los datos de 1993 a 2000 muestran que PEP ha tenido que pagar mucho más del 78.9% de las utilidades que se establecen en la Ley, esto es por el ajuste que se tiene que realizar de tal forma que se cumpla la igualdad descrita anteriormente, DEP = DSH-IRP-IEPS, o bien, si el pago por el IRP, IEPS y el DAEP no coincide con el 60.8% de los ingresos correspondientes al DSH, las tasas del DEP y del DEEP tendrán que modificarse. Lo que ha llevado a PEP a pagar una tasa promedio del 92% de las utilidades. De hecho en 1998 pagó más del 100% de sus utilidades resultando una pérdida neta por la carga fiscal excesiva. **Tabla 5.** Por lo tanto, a pesar de que en el actual régimen fiscal de PEP establece tasas impositivas sobre las utilidades y no sobre los ingresos

brutos, al final PEP (y las otras subsidiarias) tiene la obligación de cubrir una tasa del 60.8% de sus ingresos brutos sin importar el monto de los costos y gastos.

**Tabla 5**  
**Impuestos y derechos de PEP**  
**1993-2000**  
**Porcentaje respecto a la utilidad antes de impuestos, UAT**

	UAT	T/UAT	DEP/UAT	ARE/UAT	Otros/UAT
1993	100	90			
1994	100	85			
1995	100	90			
1996	100	89	82	7	0.1
1997	100	90	87	3	0.1
1998	100	101	101	0	0.2
1999	100	100	89	11	0.2
2000	100	95	85	9	0.0
Promedio	100	92	89	6	0.1

Fuente: PEP, 2001.  
Notas: T = Impuestos y derechos, UAT = Utilidad antes de impuestos

De 1997 a 2000, los derechos que pagó PEP al gobierno fueron más del 90% del monto de los impuestos totales, mientras que el ARE fue del 6.4% y el resto únicamente el 0.1% de la carga fiscal total de PEP. Por lo tanto, los impuestos más importantes que se le cobran a PEP están constituidos por el pago de derechos. **Tabla 6. Figura 17.**

**Tabla 6**  
**Impuestos y derechos de PEP**  
**1997-2000**  
**Porcentaje respecto a los impuestos totales**

Año	Impuestos y derechos	DEP / T	ARE / T	Otros / T
1997	100	92.2	7.7	0.1
1998	100	96.7	3.1	0.1
1999	100	99.8	0.0	0.2
2000	100	88.6	11.2	0.2
2001	100	90.3	9.7	0.0
Promedio	100	93.5	6.4	0.1

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Si definimos al costo fiscal como el porcentaje que ocupan los impuestos y derechos dentro de los costos totales de PEP, es decir:

$$CF = \left( \frac{T}{S} \right) \times 100$$

donde:

CF = Costo fiscal.

T = Impuestos y derechos.

S = Costos totales. Costos técnicos más costos fiscales.

y al costo técnico como:

$$CT = \left( \frac{C}{S} \right) \times 100$$

donde:

CT = Costo técnico.

C = Costos y gastos de PEP.

S = Costos totales. Costos técnicos más costos fiscales.

observaremos que el costo fiscal que ha tenido PEP desde 1993 es mucho mayor al técnico como ocurre en casi todos los países. En 1993, mientras que el costo técnico fue de 38% el costo fiscal fue de 62% y en el año 2000

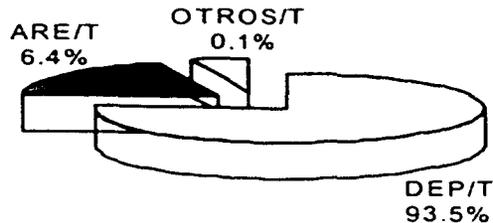
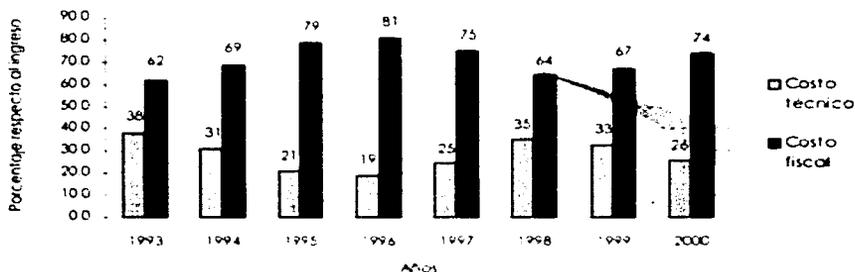


Figura 17. DEP, ARE y otros impuestos en relación a los impuestos totales. Promedio 1997-2000.

disminuyó el costo técnico e incrementó el fiscal, siendo de 26% y 74% respectivamente. **Tabla 7. Figura 18.** Tal magnitud nos demuestra la importancia que han tenido los impuestos en la empresa, pues constituyen el 70% de los ingresos brutos, mientras que los costos (técnicos) únicamente el 30%. **Tabla 4.**

Tabla 7 Costos técnicos y fiscales de PEP 1993-2000 Porcentaje respecto a los costos totales			
Año	Costos Totales=5	Costos técnicos/5	Costos fiscales/5
1993	100	38.0	62.0
1994	100	31.0	69.0
1995	100	21.1	78.9
1996	100	18.9	81.1
1997	100	24.7	75.3
1998	100	35.5	64.5
1999	100	32.9	67.1
2000	100	26.1	73.9
<b>Promedio</b>	100	28.5	71.5

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

**Figura 18.** Costo técnico y fiscal de PEP 1993-2000. Porcentaje respecto al ingreso total.

Por lo tanto, el desarrollo de la empresa es fundamental para el crecimiento de los ingresos petroleros y se requiere invertir año con año

tanto para continuar con los proyectos anteriores (producción base) como para los nuevos (producción incremental). Actualmente se requieren recursos por 33 mdd en exploración y producción en los cinco años siguientes, de no realizarse tales inyecciones de recursos requeridos en la paraestatal, la aportación fiscal caerá en un 10% para el 2004 (Muñoz Leos en *El Financiero*, 28 de agosto de 2001).

Mediante comparaciones internacionales se puede saber si los costos de PEP son elevados o no, es decir, si PEP es una empresa competitiva en costos. Para el año 2000 el costo fiscal de PEP fue de 71%, lo que significó que por cada 14.5 dl que costó producir un barril de crudo, 10.3 dl. fueron por concepto de impuestos. Mientras que las empresas petroleras dedicadas a la exploración y producción del Medio Oriente tuvieron un costo fiscal del 83%. Y si consideramos solo aquellos países que producen el 90% de la producción mundial<sup>7</sup>, el promedio del costo fiscal oscila entre el 70 y el 80%. **Figura 19.** Es decir, *el gobierno con el actual sistema fiscal obtiene un monto porcentual de ingresos petroleros por las actividades de exploración y producción por debajo de la media mundial (70% de PEP vs. 83% de los países del Medio Oriente y 75% del promedio mundial).*

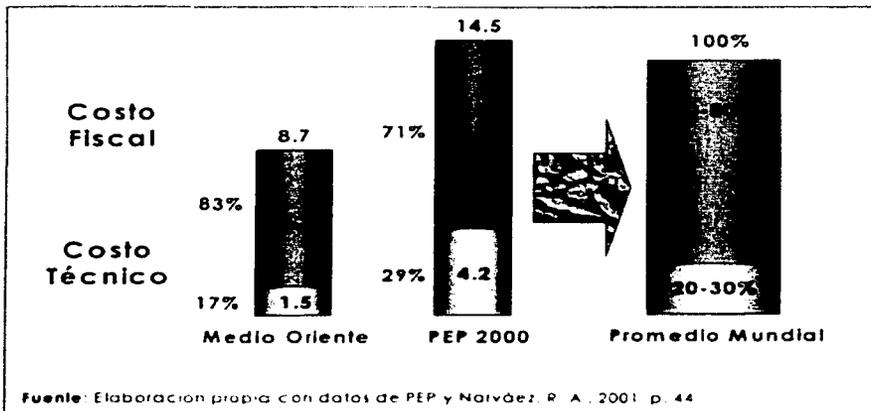
En cuanto a los costos de PEP, estos se encuentran en el límite superior, lo que significa que los costos de PEP siguen siendo altos. (32% contra 17% de Medio Oriente y un rango de 20-30% del promedio mundial en el año 2000). (Narváez, Ramírez A. 2001, p. 44).

---

<sup>7</sup> Entre estos países se encuentran Arabia Saudita, la Comunidad de Estados Independientes, CEI (antigua Unión Soviética), Estados Unidos de América, Irán, China, Noruega, México, Venezuela, Reino Unido, Irak, Emiratos Árabes Unidos, entre otros.

No hay que olvidar que los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, producen alrededor del 40% de la producción mundial y tienen el 75% de las reservas mundiales.

# TECNIS CON FALLA DE ORIGEN



**Figura 19.** Comparación mundial de costos técnico y fiscal.

Por lo tanto, PEP tiene costos elevados y aunque los impuestos cobrados a PEP signifiquen el 60.8% de los ingresos brutos de PEP, estos impuestos comparándolos con el estándar internacional, siguen siendo bajos. Por lo tanto, *la excesiva carga fiscal para PEP no permite a la empresa tener altos índices de competitividad mundial ni el gobierno maximiza los recursos petroleros.*

El costo técnico tiene que ser menor<sup>6</sup>, de forma que la empresa mejore su competitividad y el Estado se beneficie de esto, mediante ingresos fiscales mayores, sin que éstos agraven a la industria petrolera. De lo contrario a la larga, los niveles de endeudamiento de la empresa serán mayores, el gobierno recaudará menores ingresos petroleros, disminuirán las inversiones, principalmente en los campos menos

<sup>6</sup> Si el costo técnico disminuye, el costo fiscal incrementa. Pero no hay que confundir el costo fiscal con la carga fiscal, el costo fiscal son los impuestos en relación a los costos totales (técnicos más fiscales) y la carga fiscal son los impuestos respecto a los ingresos brutos.

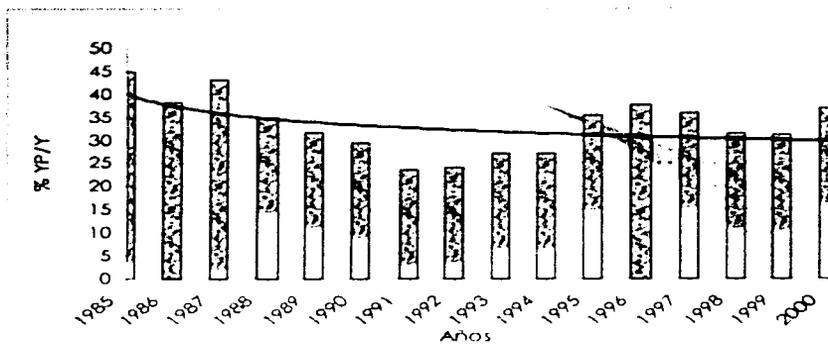
rentables, etc. y todo esto sin tomar en cuenta los problemas de escasez de oferta de gas, no hay que olvidar que México es un país importador de gas y la demanda de éste se pronostica como una línea ascendente y, por otro lado, la escasez del petróleo que se prevé para las siguientes décadas.

Por último, cabe agregar la importancia que han tenido los ingresos petroleros en los ingresos federales. Es bien conocida la dependencia de las finanzas públicas de los ingresos provenientes de la venta del crudo, por lo que el gobierno no estará en disposición de renunciar a estas recaudaciones. Sin embargo, la disminución de esta dependencia puede contribuir a un cambio en el régimen fiscal ya que el impacto sobre los ingresos gubernamentales actualmente sería menor que en décadas anteriores. En 1985, el 45% de los ingresos totales del gobierno federal lo constituían los ingresos petroleros, para el año 1999 únicamente el 31%.

**Tabla 8. Figura 20.** Por lo tanto, existe una tendencia a la baja de la dependencia de los ingresos petroleros que puede favorecer a un cambio de régimen fiscal.

Tabla 8 Participación de PEMEX en los ingresos del gobierno federal 1985-2000 Millones de pesos			
Año	Ingresos totales = YT	Ingresos petroleros = YP	YT/YP
1985	7,990	3,595	45.0
1986	12,670	4,852	38.3
1987	32,973	14,282	43.3
1988	65,506	22,904	35.0
1989	90,204	28,653	31.8
1990	117,710	34,739	29.5
1991	177,517	42,114	23.7
1992	212,221	50,996	24.0
1993	194,813	52,773	27.1
1994	215,301	58,664	27.2
1995	283,195	100,028	35.3
1996	392,566	147,583	37.6
1997	503,554	181,480	36.0
1998	545,176	170,924	31.4
1999	674,348	209,861	31.1
2000	866,231	320,186	37.0

Fuente: Dirección General de Planeación Hacendaria, SHCP, varios años



Fuente: Dirección General de Planeación Hacendaria SHCP, varios años

**Figura 20.** Ingresos petroleros respecto a los ingresos totales del Gobierno Federal.

### 1.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE UN RÉGIMEN FISCAL

Aparte de los análisis hechos sobre el régimen fiscal de PEP (evolución histórica, participación de los costos técnico y fiscal, ponderación de utilidades, costos e impuestos respecto a los ingresos brutos y de impuestos respecto a las utilidades, etc.) que se realizaron en el apartado anterior, existen formas alternativas de calificación de un sistema fiscal reconocidas internacionalmente.

En términos impositivos un buen sistema fiscal debe cumplir con los siguientes criterios de evaluación:

1. Neutralidad.
2. Estabilidad.
3. Riesgos del inversionista.
4. Prueba de la tasa máxima o eficiencia.
5. Adaptabilidad o flexibilidad.
6. Riesgos de la recaudación fiscal.
7. Rezago en la recaudación fiscal.
8. Dilemas de imposición.
9. Administración y legislación. Facilidad y simplicidad.

1. La **neutralidad** es la cualidad de un impuesto para no modificar la decisión original del inversionista. El juicio de neutralidad se aplica a comparaciones tanto entre proyectos petroleros como en proyectos de otras ramas productivas.

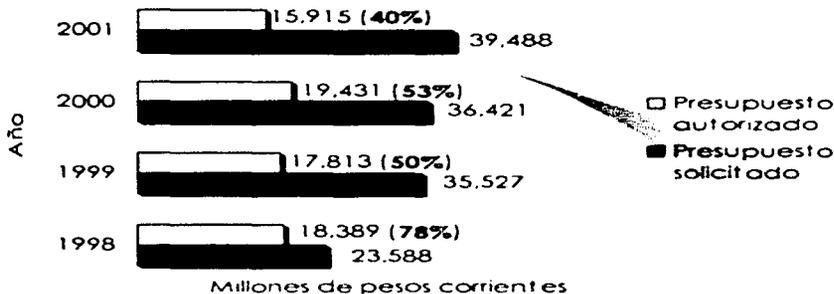
Este criterio no lo cumple el actual régimen fiscal de PEP porque la empresa no puede llevar a cabo acertadamente la planeación de proyectos año con año por la incertidumbre que tiene de los recursos disponibles

futuros debido a que existe una gran desviación entre el presupuesto solicitado y el otorgado. En 1998 el gobierno le otorgó el 78% de los recursos solicitados mientras que para el año 2001 únicamente se le autorizó el 40% del presupuesto total solicitado. **Tabla 9. Figura 21.** Además existe una tendencia a la baja del monto de recursos otorgados a PEP respecto al monto requerido. Un régimen fiscal que no permite a una empresa contar con los recursos necesarios no puede tener el carácter de neutral, pues con tal diferencia entre los presupuestos solicitado y autorizado, no se le permite a PEP planear de forma efectiva los proyectos que llevará a cabo en los años posteriores.

**Tabla 9**  
**Presupuesto de PEP solicitado y autorizado (flujo de efectivo)**  
**1998-2001**  
**Millones de pesos corrientes**

	Presupuesto solicitado (A)	Presupuesto autorizado (B)	Diferencia (A-B)	(B/A) %
1998	23.588	18.389	5.199	78.0
1999	35.527	17.813	17.714	50.1
2000	36.421	19.431	16.990	53.4
2001	39.488	15.915	23.573	40.3

Fuente: Elaboración propia con datos de PEP, 2001



Fuente: Elaboración propia con datos de PEP, 2001

**Figura 21.** Presupuestos solicitado y autorizado a PEP. 1998-2001

Cabe señalar que aunque la neutralidad es un requisito de un buen sistema fiscal, la no neutralidad puede también serlo siempre y cuando genere efectos positivos. Supongamos que el régimen consiste en distintas tasas impositivas aplicadas en campos petrolíferos diferentes, si a un campo marginal se le aplica un tasa impositiva menor existirá un incentivo para invertir en tal campo. De esta manera se influirá en las decisiones del inversionista pero de manera positiva y sin ser un sistema neutral.

2. La **estabilidad** nos dice hasta qué punto es probable que las reglas del sistema fiscal subsistan ante cambios en las circunstancias iniciales y que no se vuelvan insostenibles a juicio de las autoridades.

El actual sistema es estable porque aparte de no haber sufrido cambios repentinos e inesperados desde que se impuso, los derechos DEP, DEEP y DAEP de 1990 a 1997 presentaron una variación considerable (la relación entre su desviación estándar,  $\sigma$ , y su media,  $\mu$ , fue de 0.35, 0.34 y 0.32 respectivamente) (Venegas Martínez F. 2001, pp. 80-82) a pesar de que las tasas del DEP y del DEEP están sujetas a grandes cambios por el ajuste exigido por Hacienda mencionado anteriormente. Esto no ocurre con el ARE, ya que depende totalmente de las fluctuaciones del precio del crudo ( $\sigma/\mu=1.39$ ) (Venegas Martínez F. 2001, pp. 86), sin embargo, el ARE no tiene una participación relevante en los ingresos fiscales provenientes de PEP (apenas del 6%. **Tabla 6**), por lo tanto, podemos considerar al actual régimen como estable.

3. Los **riesgos de inversionista** se refieren a la medida en que el impuesto reduce el riesgo económico propio de la inversión. Esto es, el gobierno cobra un impuesto menor conforme incrementa el riesgo del inversionista.

El actual régimen de PEMEX cobra el 60.8% de los ingresos brutos, sin tomar en cuenta los riesgos de la subsidiaria. Y no es el mismo riesgo que existe en las actividades de exploración que en las de refinación. En la exploración existe la probabilidad de no encontrar reservas de crudo pero aunque la etapa exploratoria no haya sido exitosa se tienen costos previos, como estudio de reservas, costo de mano de obra, material utilizado, etc. mientras que en la refinación no existe tal riesgo. Al no diferenciar el riesgo de cada subsidiaria y mucho menos de cada proyecto y/o campo, el régimen no cumple este criterio de evaluación.

4. La **prueba de la tasa máxima** significa que para un monto dado de recaudación, un impuesto es mejor entre menor sea la tasa máxima necesaria, es decir, que el régimen sea **eficiente**. En otras palabras, un régimen es eficiente cuando genera la máxima cantidad de recursos fiscales sin afectar el desarrollo de la industria.

Esto no se cumple porque dados los objetivos de recaudación de Hacienda, las tasas del DEP y del DEEP están propensas a aumentar todo lo necesario para cubrir el 60.8% sobre los ingresos brutos exigido a la empresa con lo que algunos proyectos dejan de ser rentables. La alternativa para el cumplimiento de este criterio es utilizar una escala de tasas para niveles de producción diferentes.

5. La **adaptabilidad o flexibilidad** es la capacidad de un impuesto para responder a modificaciones en la rentabilidad, sin necesidad de ajustar sus parámetros.

El sistema impositivo de PEP no es adaptable porque ante caídas en el precio o en los volúmenes vendidos, PEP debe de garantizar al fisco el 60.8% (al igual que el resto de las subsidiarias) de sus ingresos brutos aunque esta obligación fiscal amerite pérdidas. Esto ocurrió en 1998, año

en el cual PEP tuvo que cubrir un monto de impuestos y derechos (84,365 millones de pesos) mayor a su utilidad antes de impuestos (83,489 millones de pesos de utilidad). **Tabla 1.**

La parte del sistema fiscal que si es adaptable está formada por la recaudación del ARE. Inmediatamente que bajan los precios del crudo disminuye la recaudación por concepto de este aprovechamiento. Pero el ARE es un ingreso adicional de una magnitud pequeña, las recaudaciones principales están formadas por los derechos, los cuales no son adaptables.

6. **Riesgos en la recaudación fiscal.** Un impuesto tiene mejor calificación bajo este criterio entre menos sea la dispersión de los posibles resultados fiscales dado un ingreso medio esperado.

	Ingresos esperados (A)	Ingresos reales (B)	Diferencia (B-A)	(B-A)/A %
<b>1999</b>	79.732.9	118.034	38.301.1	48.0
<b>2000</b>	155.130.6	221.571	66.440.4	42.8
<b>2001</b>	195.396.3	ND	ND	ND

Fuente: Elaboración propia con datos de la Ley de Ingresos 1999, 2000 y 2001 y PEP, 2001

Existe una dispersión aproximada del 40% entre los ingresos esperados de PEP y los reales a favor del gobierno. De los ingresos que se esperaban para 1999 se obtuvieron un 48% más y para el año 2000 un excedente del 43% de los ingresos provenientes de las actividades de exploración y producción. **Tabla 10.** Por lo tanto, el régimen actual de PEP no cumple este criterio. Aunque esto no necesariamente a tenido un significado negativo sino al contrario, el gobierno se ha hecho de mayores recursos, pero al existir esa incertidumbre lo mismo puede ocurrir de manera contraria, y en vez de obtener recursos excedentes no obtendrá los ingresos planeados.

Esto es únicamente para PEP, lo que no ocurre para todo el régimen fiscal de PEMEX. es decir, que el régimen de PEMEX en su conjunto si cumple con este criterio. De 1995 a 2000 no existió gran discrepancia entre los ingresos gubernamentales esperados provenientes de PEMEX y los ingresos efectuados. Tuvieron una desviación estándar considerable ( $\sigma=9.2$ ), aún con las caída del precio del petróleo<sup>9</sup>. **Tabla 11. Figura 22.**

Tabla 11 Ingresos del sector público provenientes de PEMEX 1996-2000 Millones de pesos corrientes				
	Ingresos esperados (A)	Ingresos reales (B)	Diferencia (B-A)	(B-A)/A %
1996	70.233 7	73.353 2	3.119.5	4.4
1997	94.202 7	85.040 3	-9.162 4	-9.7
1998	97.394 4	82.066 4	-15.328 0	-15.7
1999	96.697 9	101.165 8	4.467 9	4.6
2000	106.991 4	108.582 8	1.591.4	1.5
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en la Cuenta de Hacienda Pública Política de ingresos varios años				
Notas: Desviación estándar				9.2



Fuente: Elaboración propia con datos de SHCP. Cuenta de la Hacienda Pública Política de ingresos varios años

**Figura 22. Ingresos reales y esperados de PEMEX, 1996-2000.**

<sup>9</sup> El precio de la mezcla de crudo mexicano pasó de 16 dl/bl en 1997 a 10 dl/bl en 1998, es decir, tuvo una caída del 38%.

7. El rezago en la recaudación fiscal se refiere a la rapidez con la que se recaudan los impuestos, dado el total a devengarse durante la vida útil del proyecto.

Aunque el actual régimen de PEMEX y PEP no se aplica sobre cada proyecto, sino de forma global, sí podemos analizar la rapidez de la recaudación. El actual sistema cumple con este criterio porque se hacen pagos periódicos por cada derecho y aprovechamiento que contribuyen a la rapidez de la recaudación, saldando a final del año los pagos restantes<sup>10</sup>. **Figura 23.** Se considera que al velocidad de recaudación del DEP, del DEEP y del ARE es rápida y del DAEP moderada. (Venegas M. F., 2001, p. 80-82 y 86).

Contribución	Mecánica de pagos de PEP
• DEP	• Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
• DEEP	• Anticipo diario, anticipo semanal, declaración mensual, declaración anual.
• DAEP	• Declaración mensual, declaración anual.
• ARE	• Trimestre vencido, anticipos trimestrales a cuenta de la declaración anual, declaración anual

Fuente: Venegas Martínez, F., 2001, p. 67

Figura 23. Mecánica de pago de las contribuciones de PEP.

8. Los dilemas de imposición nos dicen qué tan fácil resulta determinar las tasas fiscales, así como otros parámetros, para que sean consistentes con los objetivos de neutralidad y máxima recaudación.

El régimen actual no cumple con el objetivo de neutralidad, independientemente de las tasas impositivas, únicamente persigue recaudar lo máximo posible. Por lo tanto, no puede cumplir con este criterio de evaluación.

<sup>10</sup> Esto está establecido en la Ley de Ingresos de la SHCP.

9. La **administración y legislación** consiste en la facilidad con que se puede aplicar un impuesto, es decir, la **simplicidad** de su aplicación.

En realidad no existen grandes dificultades para el cálculo del impuesto, ya que cada subsidiaria por medio de gerencias específicas calculan los impuestos, derechos y aprovechamientos que deben ser pagados a la Secretaría de Hacienda.

Después de analizar los principales criterios de evaluación concluimos que el actual sistema fiscal aplicado a PEP no es neutral, no reconoce los riesgos del inversionista, utiliza tasas elevadas y muy variables, no se adapta a las variaciones de la rentabilidad de la empresa, existen riesgos en la recaudación fiscal y problemas para fijar tasas eficientes. Es decir, que *el régimen fiscal de PEP ni siquiera pasa las pruebas internacionales mínimas de un buen sistema*, de esta forma no se puede garantizar al gobierno la máxima cantidad de ingresos petroleros ni la contribución para que la industria petrolera mexicana, crezca eficientemente.

Criterio de evaluación	
• Neutralidad.....	No
• Estabilidad.....	Si
• Riesgos del inversionista.....	No
• Prueba de la tasa máxima.....	No
• Adaptabilidad.....	No
• Riesgos de la recaudación fiscal.....	No
• Rezago en la recaudación fiscal.....	Si
• Dilemas de imposición.....	No
• Administración y legislación.....	Si

#### 1.4 EL PROBLEMA DE LA RENTA PETROLERA

En esta investigación es sumamente 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 renta económica en la industria petrolera no debe confundirse con otros tipos de renta económica estudiados por los economistas. Tal es el caso de la renta económica neoclásica, entendida como la diferencia entre los ingresos y los costos de oportunidad o la renta en los estudios económicos españoles, donde renta es sinónimo de ingreso.

En la industria y el mercado petrolero, **renta económica o petrolera** es la diferencia entre el precio al que se venden los hidrocarburos en el mercado nacional e internacional y los distintos costos incurridos (exploración, desarrollo y explotación) y una ganancia para la empresa. Figura 24. La renta petrolera es aquella parte de ganancia que el Estado retiene como propietario de los recursos petroleros y sólo se genera en las actividades de exploración y explotación. Este principio es universal y funciona para cualquier estado, ya sea comunista, socialista, capitalista, etc. Todos los gobiernos intentan capturar la máxima cantidad de renta petrolera posible mediante impuestos, aprovechamientos, regalías, bonos, etc.

La pregunta es ¿a quién le pertenece dicha renta?, ¿al gobierno o al inversionista? Para esto se analiza primero el tipo de bien del que se habla. En México, el petróleo es suministrado única y exclusivamente por el

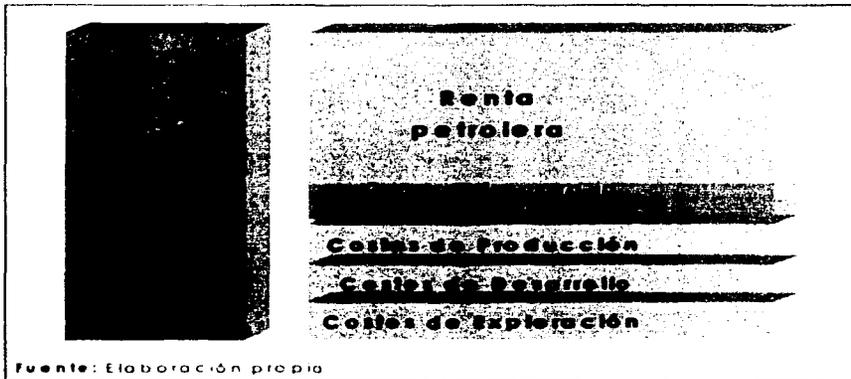


Figura 24. Origen de la Renta Petrolera.

Estado<sup>11</sup>, ¿esto implica que sea un bien público? ¿el hecho de que sea suministrado por una empresa estatal hace que sea un bien público? Efectivamente no, ya que se entiende de forma errónea que los bienes públicos son aquellos que suministra el gobierno, como el alumbrado público, el agua y el drenaje - por citar algunos ejemplos -. Sin embargo, la definición de un bien público surge del lado del consumo. Un **bien público** es aquél cuyo consumo de un individuo no afecta el consumo de otro. Las dos características principales de un bien público son:

- a) la no exclusión y
- b) la no rivalidad en el consumo.

La **no exclusión** existe cuando una persona puede disfrutar los beneficios de un bien sin necesidad de pagar por su consumo, ya que el costo marginal para un consumidor adicional es nulo. Dicho en otras palabras, que el consumo de A depende de que A pague el precio, en tanto

<sup>11</sup> Esto está establecido en el artículo 27 de la Constitución Mexicana de Estados Unidos Mexicanos de 1917 visto en el apartado anterior.

que B, no paga, queda excluido. Y la **no rivalidad** en el consumo se refiere a la idea de que los beneficios de un bien pueden ser disfrutados por más de una persona simultáneamente y sin necesidad de que el consumo de A reduzca el beneficio del consumo de B (Ayala E. J., 1997; Musgrave R. A., 1999).

Para ejemplificar la exclusión y rivalidad veamos el caso del alumbrado público y el sistema de cableado. Si una persona pasa por una calle con varios postes de luz podrá obtener el beneficio del alumbrado y si al mismo tiempo pasa otra persona podrá disfrutar de la misma luminosidad, de donde surge la no rivalidad en el consumo del alumbrado público. Ahora supongamos que dos familias en sus respectivas casas tienen televisión, pero una tiene sistema de cable por lo cual podrá ver más canales. La otra familia no podrá gozar de esta programación al menos que pague para adquirirla, por lo tanto, el sistema de cable es excluyente.

En cambio, un bien privado es totalmente lo contrario a un bien público. Un **bien privado** es aquél que tiene la propiedad esencial de que su consumo por parte de un individuo disminuye el monto de bienes que podría consumir otro individuo, es decir, es un bien rival y excluyente (Ayala E. J., 1997).

Para el caso del petróleo, si México exporta 3,000 mbpd<sup>12</sup> a Estados Unidos y a algún otro país. Y si Estados Unidos demanda y consume de esa cantidad de barriles sólo 2,400 mbpd, impedirá que el otro país consuma esos barriles, es decir, si consume un país un barril de crudo el otro país no podrá consumirlo al mismo tiempo por lo que existe rivalidad en el consumo. Posteriormente, si Estados Unidos utiliza el crudo para su

---

<sup>12</sup> mbpd significa miles de barriles de petróleo diarios.

propio abastecimiento energético, ya sea para la elaboración de gasolinas, plásticos, etc., el otro país no obtendrá ningún beneficio de esos productos al menos que pague para adquirir alguno de ellos, por lo que existe exclusión en el consumo de petróleo. Por lo tanto, al ser rival y excluible, *el petróleo es un bien privado y no un bien público.*

Sin embargo, aunque los recursos petroleros son bienes privados -en el sentido de la teoría económica- y deberían de pertenecer a agentes privados, éstos son propiedad de la Nación porque es un recurso natural de carácter estratégico y así lo establece la ley. Por lo cual, los ingresos provenientes de las ventas del crudo y de los impuestos cobrados a todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos (petroquímica, refinación, producción, etc.) son captados por el Estado y éste se encarga de transformarlos en bienes y servicios que benefician a la sociedad. El problema es conocer la cantidad que debe absorber el sector público del ingreso total de cada barril de aceite vendido, es decir, a cuanto ascenderá la renta petrolera.

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 la venta de bienes y servicios.

$$Y = P \cdot Q$$

P<sup>13</sup> = Precio internacional de la mezcla de crudo.

---

<sup>13</sup> Para nuestro análisis del capítulo 4 utilizamos la unidad de medida de petróleo crudo equivalente (pce) ya que así podemos homogenizar todos los productos generados por PEP, gas natural, aceite, condensados, etc. o con el propósito de agregar fluidos de diferentes tipos de yacimiento. El petróleo crudo equivalente es la suma de aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido. El factor de

Q = Volumen total de ventas de hidrocarburos.

C = Costos totales: exploración, desarrollo y producción.

G = Ganancia o participación para la empresa. Se le conoce también como "contractor take".

Cuando incrementan los precios de los hidrocarburos aumenta la renta petrolera y cuando disminuyen también disminuye la renta. Como ocurrió en 1986, primer año en que cayeron los precios y con éstos el excedente petrolero.

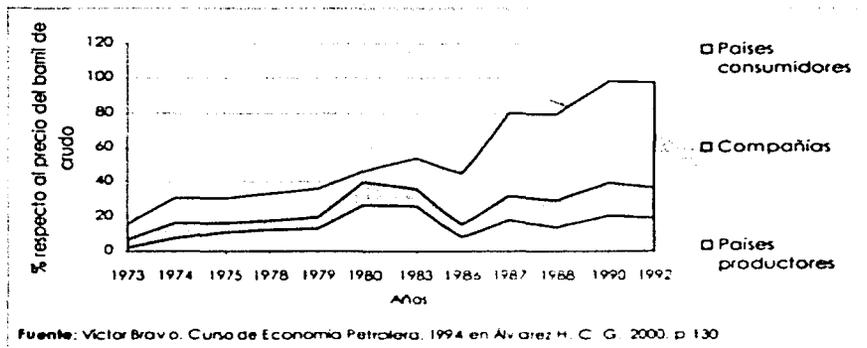
En 1986 los países productores se apropiaron únicamente del 8.3% del excedente petrolero siendo que en 1980 y 1983 habían absorbido más de 25% del excedente y los precios también aumentaron pasando de 2 dl/bl en los años setenta a 36 dl/bl en 1982. **Figura 25.** Lo mismo ocurre con los volúmenes de producción, entre más barriles de crudo venda un país se apropiará de una mayor 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. 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 como se verá más adelante (capítulo 3).

Podemos explicar la renta petrolera a partir de la teoría de la renta diferencial y absoluta, ambas tienen la misma base, la escasez de la tierra y el carácter monopolizable del bien natural.

---

conversación usado es de 5.2 millares de pies cúbicos (mmpc) de gas por barril de petróleo crudo equivalente.



**Figura 25.** Distribución del excedente petrolero: todos los agentes 1973-1992

Existe una gran discusión entre los componentes de la renta petrolera, entre ellos se encuentran: la renta diferencial, la renta de monopolio, la renta de rareza y algunos autores (Guillermo Álvarez C. 2000) consideran la renta absoluta aunque otros no (Pierre Angelier, J. 1980).

La teoría de la **renta diferencial** de Ricardo nos dice que se origina una renta por la diferente fertilidad natural y ubicación de las tierras, esto es ante la presencia de la propiedad privada y bajo el supuesto de que el precio cubre los costos de los menos productivos. Estos dos últimos puntos se cumplen en la industria petrolera y dado que el precio del crudo está en función de su calidad y de los costos de transporte - entre muchos otros factores - la renta petrolera de igual manera está en función de la fertilidad y ubicación de los campos petrolíferos, es decir, que contiene una renta diferencial. **Figura 26.**

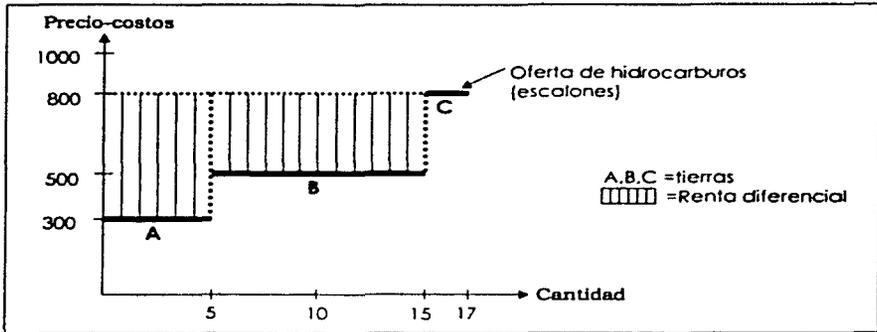


Figura 26. Renta diferencial en la renta petrolera.

La **renta de monopolio** existe cuando hay un precio de monopolio, es decir, cuando el incremento de la oferta no reduce el valor del bien.

El precio de monopolio "... se determina exclusivamente por el deseo y el poder adquisitivo de los compradores, independientemente del precio determinado por el precio general de producción y por el valor de los productos". La "renta petrolera debe su existencia a dos elementos característicos de la industria petrolera internacional: los precios de mercado pueden ser fijados prácticamente a cualquier nivel; y por otra, la ausencia de los sustitutos para varios subproductos de los hidrocarburos, permite fijar precios elevados en la medida en que la elasticidad de la demanda con respecto al precio es muy reducida (por ejemplo, la gasolina". (Angelier, 1980, pp. 59 y 60). De esto último se deriva la **renta de rareza** o de escasez, la cual depende de la elasticidad o pendiente de la función de demanda.

Por su parte, la **renta absoluta** es un remanente sobre la renta diferencial que proviene de la valorización del monopolio de los

terratenientes que disponen de las peores tierras. En la industria petrolera hay campos de menor calidad que otros pero que deben de producir para cubrir la demanda energética, estas tierras (campos marginales) deben de generar una renta, de lo contrario no operarían, esta renta puede considerarse renta absoluta. Sin embargo, la existencia de esta última presenta dos condiciones: 1) que haya impedimentos para la inversión de capitales en la esfera de producción considerada: la propiedad de la tierra y 2) que haya grandes inversiones en mano de obra (así el valor del producto creado es superior a su precio de producción). "La primera condición se cumple: la propiedad, privada o estatal, del subsuelo limita la inversión del capital petrolero. Pero la segunda condición no se realiza: la industria petrolera internacional, como todas las industrias pertenecientes al sector energía, requiere una masa considerable de capitales (capital constante), siendo el capital variable (mano de obra) relativamente reducido." (Angelier, 1980, p. 53). Por lo que se considera que no existe renta absoluta en la industria petrolera.

Después de analizar la definición y origen de la renta petrolera se puede vincular con el régimen petrolero fiscal que posee actualmente PEP.

El régimen fiscal que se aplica desde 1994 a PEP se basa en un cobro del 60.8% de los ingresos brutos pero esta tasa incrementa hasta un 70% debido a que el resto de las subsidiarias no alcanzan a cubrir los montos exigidos por Hacienda y PEP debe de cubrir los montos restantes. El problema principal es que ese 70% no reconoce ni los costos ni la ganancia del inversionista (hasta ahora PEP), es decir, no toma en cuenta el concepto de renta petrolera.

Como se dijo anteriormente la **renta petrolera** es la diferencia entre el precio del crudo y los costos de producirlo, dejando con un porcentaje de ganancia a la empresa ( $RE = Y - C - G$ ). Por lo que los factores que

determinan el monto de la renta petrolera son el precio, las cantidades vendidas, los costos de exploración y producción y la participación o ganancia para el inversionista. El precio del crudo es fijado por las condiciones del mercado internacional, las cantidades vendidas de hidrocarburos por las políticas de venta y su demanda respectiva y los costos se determinan de forma técnica (inversiones en equipo y capital, nivel tecnológico, profundidad de los pozos, etc.). Es decir, estos elementos o factores que componen la renta petrolera son fijados por las condiciones del mercado y por la eficiencia de la empresa, lo que no ocurre necesariamente con la ganancia de la empresa, pues aún con bajos costos las obligaciones fiscales pueden originar una ganancia muy baja, incluso una pérdida. Esto pasa cuando el sistema fiscal no está basado en el cálculo de la renta petrolera.

Veamos el caso de PEP. Si definimos como ganancia del inversionista o de la empresa de la siguiente forma:

$$G(\%) = \left( \frac{UN}{UAT} \right) \times 100$$

donde:

G(%) = Ganancia del inversionista (PEP).

UN = Utilidad neta (después del pago de impuestos).

UAT = Utilidad antes del pago de impuestos (neta de costos).

Y la participación gubernamental o ingresos fiscales conocido también como "government take" proveniente de las actividades llevadas a cabo por la empresa petrolera de la forma siguiente:

$$T(\%) = \left( \frac{T}{UAT} \right) \times 100$$

donde:

T(%) = Participación gubernamental o ingresos fiscales.

T = Impuestos y derechos.

UAT = Utilidad antes del pago de impuestos (neta de costos).

Tenemos que la participación de PEP desde 1993 al año 2000 ha sido de alrededor del 8% y presenta una tendencia a la baja, teniendo pérdidas en 1998. Mientras que los ingresos fiscales fueron del 92% manteniendo una tendencia positiva. Cabe resaltar el caso del año 1998, año en que la utilidad antes de impuestos fue positiva pero después del pago de derechos se convirtió en una pérdida neta. **Tabla 12. Figura 27.**

Tabla 12 Participación de PEP e Ingresos fiscales 1993-2000 Porcentajes		
AÑO	Participación de PEP G(%)	Ingresos fiscales T(%)
1993	10.42	89.58
1994	15.33	84.67
1995	9.61	90.39
1996	10.87	89.13
1997	9.73	90.27
1998	-1.05	101.05
1999	0.00	100.00
2000	5.30	94.70
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en varios informes de PEP		
Notas:		
Promedio %	7.53	92.47

Al comparar la ganancia de PEP (G%)=8) con la participación de las compañías petroleras internacionales se observa que PEP se encuentra muy por debajo de la participación promedio mundial de las empresas internacionales dedicadas a la exploración y producción, el cual es del 30% y cuyo rango oscila entre el 9 y el 75% (Johnston, 1994, p. 14). **Figura 28.**

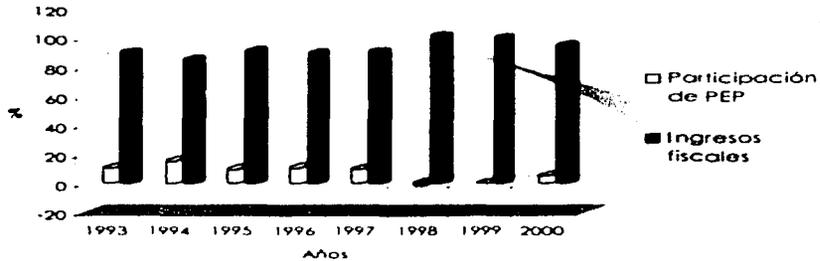


Figura 27. Participación de la empresa e ingresos fiscales, 1993-2000

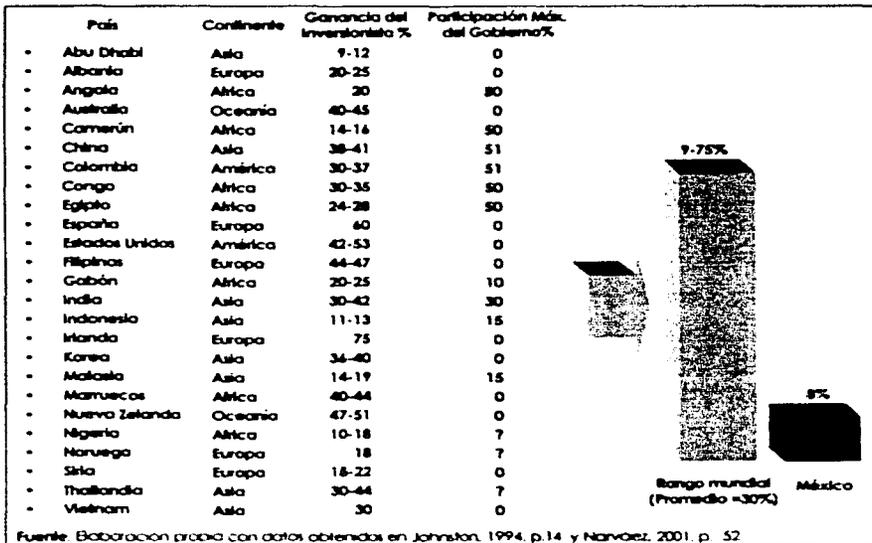


Figura 28. Participación de empresas dedicadas a la E&P por países.

Por lo tanto, si renta petrolera es la diferencia entre el precio y los costos incluyendo una ganancia para la empresa, dado que los costos técnicos de PEP son similares a los internacionales (alrededor del 30% de los ingresos) **Figura 19** y la ganancia de PEP está por debajo de la ganancia internacional en actividades de exploración y explotación mundiales, significa que el gobierno se apodera de un monto mayor de la renta petrolera, es decir, *con la aplicación del actual régimen fiscal de PEP el Estado cobra a la empresa un monto mayor a la renta petrolera*. Y esto puede contribuir a la generación de pérdidas y a la desincentivación en la toma de acciones: reducción de costos, búsqueda de negocios adicionales y de mejores oportunidades de colocación de productos que maximicen el valor presente de la renta petrolera, lo cual va en contra de los intereses del Estado.

Por otra parte, si se utiliza un régimen que absorba una cantidad de recursos similares al monto de renta petrolera se contribuirá a combatir algunos problemas como la falta de neutralidad y de adaptabilidad o flexibilidad del sistema.

Al tomarse en cuenta la renta petrolera, la base de cálculo impositiva tendría descontados los costos de exploración, producción y desarrollo y, además, consideraría una determinada participación de la empresa que otorgaría de una mayor certidumbre sobre los volúmenes de capital invertidos y al conocer los inversionistas los montos de capital futuros no se alterarían sus decisiones de inversión, es decir, el sistema sería neutral. Y siendo la base de cálculo los ingresos menos los costos, cuando cayeran (subieran) los precios del petróleo también disminuiría (aumentaría) la recaudación sin afectar la ganancia de la empresa como ocurre actualmente y el sistema sería flexible.

## **1.5 MARCO LEGAL SOBRE MATERIA DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO**

Como se vio en el inicio del apartado anterior la Constitución Mexicana crea una barrera a la entrada en la industria petrolera ya que la ley establece que la industria petrolera mexicana estará constituida únicamente por una empresa estatal, PEMEX.

Por otra parte, el marco económico no se puede desligar del marco jurídico. Es necesario conocer el marco legal de la industria de hidrocarburos para conocer los límites jurídicos sobre los cuales giran las decisiones económicas referentes a las cuestiones petroleras.

Existen varios reglamentos que tratan el uso y propiedad de los hidrocarburos, entre ellos se tienen los siguientes:

- I. La Constitución Mexicana de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
- II. La Ley Orgánica de la Administración Federal.
- III. La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- IV. El Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.
- V. El Reglamento de Gas Natural.

La Constitución Mexicana de los Estados Unidos Mexicanos respecto al petróleo establece que la Nación mantendrá el dominio directo del hidrocarburo ya que es un recurso natural que pertenece a la Nación, no como Estados Unidos en donde el petróleo es en gran parte de propiedad privada. También establece la prohibición de concesiones y contratos y, los

otorgados con anterioridad al establecimiento de la Constitución quedarán sin validez, tal es el caso de las concesiones que se dieron en nuestro país a lo largo de la primera mitad del siglo XX.

En la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo mantiene que la explotación y exploración de hidrocarburos será llevada a cabo únicamente por la Nación mediante PEMEX y sus organismos subsidiarios. Y se podrán realizar contratos de obras y prestación de servicios cuyo pago no podrá ser en un porcentaje del producto ni de las ganancias.

La Ley Orgánica de la Administración Pública Federal establece que la Secretaría de Hacienda tiene las facultades para el cobro de impuestos, derechos y aprovechamientos, por lo que PEMEX tendrá que cubrir tales pagos a Hacienda según el régimen fiscal establecido.

La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios establece que el Estado podrá llevar a cabo las actividades referentes al petróleo mediante PEMEX y sus organismos para lo cual ésta empresa fue creada en 1938 como organismo descentralizado.

El Reglamento Interior de la Secretaría de Energía establece que dicha secretaría tiene la obligación de tener el registro y catastro petrolero, la evaluación de las políticas de reservas, áreas de exploración y explotación.

El Reglamento de Gas Natural de la Comisión Reguladora de Energía trata las regulaciones de precios y ventas, los permisos de transporte y distribución del gas.

En resumen, PEMEX es el único organismo encargado de llevar a cabo todas las operaciones relacionadas con los hidrocarburos y quedan estrictamente prohibidas las concesiones y contratos con empresas privadas nacionales o extranjeras, así como el pago de servicios mediante repartición de ganancias o del producto. PEMEX junto con la Secretaría de Hacienda, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) mantendrán la organización respectiva para el buen manejo de los recursos petroleros del país.

Cabe preguntarnos si tales reglamentos contribuyen al desarrollo de la industria petrolera. Este es un tema que no corresponde a esta investigación, sin embargo, sabemos que PEMEX no puede desarrollar todo su potencial por falta de capital y tecnología y, mientras otras compañías podrían aportar recursos a la empresa mexicana, el actual marco legal referente a hidrocarburos no lo permite. Así PEMEX tiene que endeudarse mediante los Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) porque el financiamiento del gobierno (Presupuesto de Egresos de la Federación, PEF) no le es suficiente y tiene que cubrir la demanda de crudo y gas del país.

## CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO 1

Petróleos Mexicanos es un monopolio integrado verticalmente porque cuenta con cuatro subsidiarias (PEP, PGPB, PP y PR) organizadas de manera en que unas a otras suministran la materia prima. Pero aún siendo PEMEX un monopolio integrado no obtiene ni las ganancias normales de una empresa después del pago de impuestos, sin embargo, siendo PEMEX la única empresa petrolera tiene que cubrir la demanda de hidrocarburos del país.

El actual régimen fiscal de Pemex Exploración y Producción (PEP) está constituido por el pago de derechos (DEP, DEEP y DAEP) que en total forman una tasa del 78.9% sobre un monto similar a la utilidad de operación y un aprovechamiento sobre los rendimientos excedentes (ARE). El problema principal es que la tasa del 78.9% es variable y aumenta tanto como se requiera para que se cumplan con los montos de recaudación exigidos por Hacienda, aunque esto origine pérdidas a la empresa. PEP termina pagando alrededor del 70% de sus ingresos brutos sin ser considerados los costos ni la ganancia correspondiente para la empresa, es decir, la recaudación fiscal proveniente de los ingresos petroleros de PEP son mayores a la renta petrolera.

Esta renta petrolera es la diferencia entre el precio y el costo de producir cada barril de petróleo y la apropiación correcta por parte del Estado es lo que nos lleva a pensar en un nuevo régimen fiscal. Siendo el petróleo un bien privado - en términos de la teoría económica -, es parte de la Nación y los beneficios obtenidos de él deben de ser transformados en bienes y servicios para la sociedad sin que ello signifique un daño a la industria petrolera.

Además, mientras que empresas petroleras internacionales dedicadas a las actividades de exploración y producción de petróleo tienen en promedio una ganancia del 30%, PEP solo alcanza el 8%. Aunado a esto los otros problemas que presenta el régimen fiscal de PEP como falta de neutralidad ante las decisiones de inversión, ausencia del reconocimiento de riesgos y de flexibilidad a las variaciones en los rendimientos, tasas muy elevadas y variables, incertidumbre en la recaudación fiscal y problemas para fijar tasas eficientes<sup>14</sup>, llevan a la necesidad de un cambio de régimen que cumpla con los criterios de evaluación internacionales y que absorba ingresos fiscales igual al monto correspondiente de la renta petrolera, para que así, el país obtenga el máximo beneficio de los recursos petroleros y se le permita a la industria petrolera crecer satisfactoriamente. Quizá con la participación privada, teniendo en cuenta las legislaciones sobre materia de hidrocarburos que no permiten ni concesiones ni contratos, así como tampoco la repartición de ganancias o producto resultante de la exploración y producción del crudo.

---

<sup>14</sup> Una tasa eficiente en un régimen fiscal es aquella tasa que permite al Estado obtener ingresos fiscales iguales al monto de la renta petrolera, ni más ni menos.

## **Capítulo 2**

# **Regímenes fiscales petroleros internacionales**

A nivel mundial se ha desarrollado una tendencia hacia la apertura económica<sup>15</sup> en los últimos veinte años en todos los sectores (industrial, comercial, servicios, etc.) y la industria petrolera no es la excepción. Venezuela, en América Latina, a pesar de haberse caracterizado por una industria petrolera nacional desde 1975<sup>16</sup> Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, PDVSA, empresa de capital público en su totalidad y verdadero monopolio y de derecho, en los años noventa abre sus puertas al capital extranjero (Mora Contreras, 1995, p.129). Noruega, en Europa, país fuertemente nacionalista, ha basado su industria en una sola empresa petrolera, - propiedad del gobierno -, y defensor de la propiedad de los recursos naturales ha realizado una gran cantidad de licencias para explorar y producir hidrocarburos y muchos ejemplos más.

Con esta tendencia de apertura petrolera, en la que se han roto las barreras a la entrada de empresas 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 petroleras y gobiernos, tales como las concesiones, los contratos de servicio, los contratos de producción compartida, los joint ventures, etc.

Por lo que este capítulo se ha dedicado a una explicación breve de lo que ha ocurrido con las empresas petroleras dedicadas a las actividades upstream en las últimas décadas y el funcionamiento de los sistemas fiscales petroleros más frecuentes en el mundo.

---

<sup>15</sup> Una **apertura económica** puede darse de tres maneras o la combinación de estas: con una **liberalización** (intercambios comerciales entre países con menores obstáculos como la reducción de las tarifas aduaneras), con una **desregulación** (eliminación de barreras a la entrada de una industria como el permiso legal de inversión privada a sectores que no se les permitía) y con una **privatización** (venta de organismos estatales a privados). En este trabajo nos referimos básicamente a la segunda forma, una desregulación.

<sup>16</sup> En 1976 se da la nacionalización de Petróleos Venezolanos Sociedad Anónima (PDVSA).

## 2.1 TENDENCIAS A LA APERTURA PETROLERA INTEGRAL

La desregulación de actividades y la privatización de empresas pertenecientes a la industria energética son cada vez más frecuentes en todo el mundo. A lo largo de todo el siglo XX, principalmente al inicio, las empresas petroleras han cambiado sus políticas de organización inclinándose hacia el modelo de empresa internacional que opera en una gran cantidad de países porque las leyes lo permiten.

En los países de América Latina se crearon las conocidas Empresas Petroleras Públicas (EPP) a lo largo del siglo XX<sup>17</sup>. Estas empresas se desarrollaban al mismo tiempo que el sector industrial, por lo cual fueron tomadas como el motor de crecimiento de las economías latinoamericanas y adoptaron la estructura de monopolio.

Posteriormente, las EPP tuvieron cambios tomando hacia los procesos de desregulación y privatización en los distintos procesos de la industria petrolera. Veamos algunos casos en América Latina y Europa.

**Argentina** fue un país fundamentado en el desarrollo de la industria petrolera basada en capital nacional. Sin embargo, a principios de los años noventa comienza a desarrollarse un proceso de desregulación petrolera. "Argentina privatizó su YPF con la presión de su balanza de pagos; el déficit venezolano, el tratamiento impuesto por el FMI y la penetración del capital petrolero internacional en una parte de gigantescas reservas venezolanas" (Álvarez H., 1995., p.171). Esto contribuyó a la mejora de los costos operativos y al incremento de la producción. La YPF aumentó su producción de 1990 a 1994 en un 44.1%. Algunos autores mencionan que

---

<sup>17</sup> YPF en Argentina (1922), YPB en Bolivia (1937), PEMEX en México (1938), PETROBRAS en Brasil (1953), CVP en Venezuela (1960) y luego PVDSA (1975), ECOPEPETROL en Colombia, PETROPERU en Perú y CEPE en Ecuador.

este incremento no se debió a la entrada de las inversiones extranjeras al país, sino a la disminución de impuestos de los combustibles, a que antes de la privatización se llevaron grandes inversiones y a la reducción de la presión fiscal. (Kozulj, 1995).

**Brasil** con **Petróleos Brasileños Sociedad Anónima (PETROBRAS)** desarrolló su industria petrolera. Esta empresa comenzó a tener competencia extranjera desde 1990<sup>18</sup>, con lo que se adquirieron mayores recursos y se construyeron nueve refinerías en donde la participación nacional fue del 80%. Es decir, que a pesar de las inversiones extranjeras, PETROBRAS no ha dejado de ser una empresa nacional. Y PETROBRAS es actualmente un monopolio cuyo control lo tiene el Gobierno Federal. Es una Sociedad de Economía Mixta con acciones en la Bolsa de Valores, el gobierno Federal posee 81.4% del capital votante.

También **Colombia** y **Ecuador** tuvieron grandes inversiones de capital privado extranjero realizadas por las empresas más grandes estadounidenses desde 1983 hasta 1994.

Cabe señalar que la integración energética entre países ocupa un papel importante en la cuestión de la apertura petrolera - aunque se desarrolló antes que ésta última -, porque pueden desarrollarse más fácilmente acuerdos entre los gobiernos de los distintos países ya que se rompen las barreras de cualquier tipo para ingresar en otro país. En América Latina se dieron dos procesos de integración: en 1965 se creó la Asistencia Recíproca Petrolera Estatal (ARPEL) y en 1973 la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

---

<sup>18</sup> En diciembre de 1992, PETROBRAS firmó un contrato con la YPF de Argentina para su participación en la explotación de gas natural y condensado de la reserva de Aguargüe, localizada en la Cuenca Noroeste de Argentina.

En Europa se tiene el caso de **Noruega**. La industria petrolera noruega estaba organizada por una única empresa, STATOIL. Hasta 1965, cuando se otorga la primera licencia otorgándole el permiso a diversas compañías internacionales para operar los recursos petroleros del país (se dieron alrededor de quince licencias de 1965 a 1998). En 1985, la posición dominante de STATOIL en la economía del país originó un intenso debate nacional, por lo que el gobierno decidió dividir los ingresos de la empresa con la creación de una comisión dedicada a los intereses financieros directos del estado, el State's Directy Financial Interest (SDFI). Con la creación de éste, el gobierno puso en marcha un instrumento económico para intervenir en el sector petrolero, sin tener que participar directamente en las decisiones administrativas de STATOIL. La apertura petrolera noruega comenzó con un cambio en la Ley (Petroleum Act) donde se le permite operar en exploración y producción en un inicio (hasta 1995 aproximadamente), el estado tenía la mayor participación, sin embargo, con cambios hechos por el parlamento a partir de la licencia 15ª. en 1995 la participación del SDFI, pasa del 50% al 30% y STATOIL tuvo menos de la mitad de las licencias otorgadas. Pese a ello, con la participación privada, nacional y extranjera, la producción petrolera noruega ha incrementado: de 1995 a 1996 la producción de crudo incrementó en un 11.5% y la producción de gas en un 33%.

Actualmente, Noruega ha logrado promover la participación de empresas privadas, nacionales y extranjeras, en la exploración y producción de hidrocarburos contribuyendo a una mejora en la eficiencia. Existen 20 compañías extranjeras dedicadas a las actividades upstream con tres compañías noruegas: Statoil (propiedad estatal), Norsk Hydro (51% de los intereses del Estado) y Saga Petroleum (participación privada).

El caso de **Venezuela**<sup>19</sup> es de gran importancia porque la industria venezolana tiene características similares a la mexicana como se verá a continuación. Venezuela gozaba de un monopolio estatal, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), empresa de capital público en su totalidad y verdadero monopolio y de derecho, hasta principios de los años noventa. Posteriormente se desata un proceso de internacionalización, aunque no de manera repentina sino gradual, a través de formas jurídicas contractuales y, al mismo tiempo, una tendencia mundial en la que los recursos petroleros estuvieron a disposición de las empresas petroleras y ya no del gobierno.

En un inicio PDVSA fue creada como un monopolio público y tenía la función de coordinación y supervisión de las actividades de las demás empresas. Tenía doble función: a) la evolución de las Empresas Petroleras Públicas (EPP) venezolanas frente al Estado y b) ser el instrumento de política petrolera diseñado por el Ejecutivo Nacional a fin de hacer cumplir los objetivos con las trece empresas petroleras venezolanas y la Corporación Venezolana del Petróleo (antigua CVP, hoy Corpoven). El Ministerio de Energía de Minas (MEM), se encargaba de examinar y aprobar los presupuestos consolidados de inversiones y operaciones de la corporación. Podría decirse que la relación entre el MEM y PDVSA era similar a la relación que actualmente existe entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) Y PEMEX en el caso de México. Los saldos en moneda extranjera de PDVSA se encuentran en el Banco central de Venezuela (BCV). En el caso de México se encuentran en el Banco de México (BANXICO). Años después el MEM se debilita y PDVSA adquiere mayor poder de decisión.

---

<sup>19</sup> La nacionalización de PDVSA se dio en 1976 y la internacionalización en 1983 (Mora Contreras, 1995, p.129).

En 1992 y 1993 PDVSA<sup>20</sup> suscribió "contratos operativos" con empresas petroleras extranjeras -British Petroleum, Benton Oil-Vincler (Estados Unidos-Venezuela), Teikoku (Japón), Total (Francia), Shell (Inglaterra)-, para reactivar dieciséis campos petroleros denominados inicialmente "marginales". En tales convenios, las empresas privadas no actúan más que como simples contratistas de las filiales de PDVSA: Lagoven, Maraven y Corpoven y la comercialización es realizada por estas últimas, quienes remuneraban a las operadoras por sus costos más una ganancia razonable, contractualmente estipulada y eran cancelados los impuestos correspondientes (la regalia y el ISR). *Se manifiesta así el primer movimiento para distribuir la renta según un esquema distinto al establecido, en el cual PDVSA era sometida a una tasa impositiva equivalente al 67.7% de sus beneficios netos por las actividades que ejecuta sola (PEMEX actualmente paga el 60.8% pero no de los beneficios netos sino de los ingresos brutos).* Con esto se realizó un cambio en el artículo 5º. de la Ley de Nacionalización para permitir la entrada de capital privado en la explotación de campos petroleros venezolanos (Mora Contreras J., 1995, p. 138).

Posteriormente, al tener resultados exitosos con los convenios operativos con las empresas petroleras extranjeras, PDVSA presentó al Ejecutivo el segundo tipo de contratos, autorizados en septiembre de 1993. Estos eran los "convenios de asociación" conocidos como "asociaciones estratégicas" cuyo fin era explotar y mejorar petróleos extrapesados,

---

<sup>20</sup> En 1956 y 1957 PDVSA realizó las últimas concesiones de exploración y explotación de las cuales el gobierno se apropiaba de la mitad de las reservas encontradas y, en 1971, contratos de servicio por primera vez. Estos últimos se desarrollaron para fortalecer el desarrollo de la primera empresa petrolera del Estado venezolano, la Corporación Venezolana del Petróleo, CVP. (Mommer B., 1995, p. 148)

explorar campos de gas costa afuera<sup>21</sup> y transportar y exportar gas natural licuado.

Para 1994, PDVSA presentó un nuevo modelo de contratos, convenios de asociación para explorar y explotar hidrocarburos conocidos como contratos de producción compartida (CPC).

De esta forma se observa que existe una tendencia a la apertura en el ramo de los hidrocarburos. En el caso de **México** han habido cambios en el sector petrolero y gasero 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.

Para fines de 1994, con el Tratado del Libre Comercio (TLC), aunque México mantuvo el derecho para determinar sus niveles de exportación de gas sin garantizar a sus socios su aprovisionamiento, los consumidores privados mexicanos y los proveedores canadienses y estadounidenses podían negociar directamente ventas y contratos de aprovisionamiento. Así mismo, el gobierno mexicano reclasificó numerosos productos petroquímicos antes reservados al Estado para hacer posible su producción por empresas privadas. Como en el caso de la eliminación de las restricciones que existían para la inversión extranjera en 14 de las 19 categorías de productos petroquímicos básicos y sobre todos los productos secundarios.

Para el mismo periodo del TLC, se pensó en la privatización de PEMEX, al ser esta descartada, se escogió una reorganización y modernización de la empresa, de sus relaciones con proveedores y

---

<sup>21</sup> Las actividades costa afuera u offshore son actividades upstream que se desarrollan en plataformas marítimas y las actividades costa adentro u onshore son actividades de exploración y producción sobre tierra.

consumidores y de sus relaciones con el gobierno, es así como se escogió el modelo organizacional de las empresas petroleras internacionales públicas y privadas y se crean cuatro empresas filiales mencionadas anteriormente: Pemex Exploración y producción (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Gas Y Petroquímica básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PP), las cuales dependen de una estructura central de tipo *holding* organizado en divisiones y cuyo objetivo es transformar cada filial en un centro de ganancias y de costos, funcionando con métodos modernos de contabilidad y convirtiéndose en responsables de la gestión de su presupuesto, inversiones, personal, patrimonio, etc.

Uno de los proyectos de inversión más importantes realizado por PEMEX es en el Complejo de Cantarell. Este proyecto consiste en una planta construida por inversionistas privados que asegurarán también su operación y de la cual serán propietarios.

En cuanto al sector petroquímico, la participación estatal comenzó a descender desde 1980 y la participación privada ha estado incrementado en gran medida por la falta de recursos. En un inicio, en la petroquímica básica solamente el Estado podía participar, en la petroquímica secundaria la participación extranjera se limitaba a 40% y en la petroquímica terciaria no había restricción alguna. Posteriormente, el objetivo era disminuir los productos básicos y aumentar los productos secundarios, facilitando el acceso de la inversión extranjera. Conjuntamente, se dieron cambios en la ley sobre las inversiones extranjeras realizadas en 1993 en la petroquímica secundaria. Para 1995 se pusieron en venta plantas petroquímicas por la paralización de las inversiones por parte de PEMEX pero nunca se vendieron porque las empresas privadas ofrecieron un pago fiscal muy reducido.

Por otra parte, los cambios hechos a el artículo 27 de la Constitución muestra un rasgo de la desregulación en la industria de hidrocarburos, ya que tal modificación establece que los inversionistas privados, nacionales y extranjeros podrán exportar, almacenar y distribuir gas natural, así como construir, operar y convertirse en propietarios de sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural - campos reservados anteriormente a PEMEX -. **Figura 29.**

Situación anterior / evidencia para la desregulación	Reformas recientes y sobresalientes	Regulación de precios del gas natural	Otras regulaciones que pueden afectar la competencia
Subinversión por parte del monopolio paraestatal verticalmente integrado	Debido a reformas efectuadas en 1995, el sector privado ahora puede operar, construir y ser propietario de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y participar en la comercialización del mismo. Ya hay varias empresas en operación en importantes centros urbanos.  Las regulaciones obligan al desglose de precios (el transporte, la distribución y el costo del producto deben ser listados en la facturación del usuario final), incluso en el caso de las ventas de primera mano de PEMEX (producto y costos de transporte).	La CRE regula, via "netback" las ventas de primera mano de PEMEX (el monopolio paraestatal) y las tarifas de transporte, almacenamiento y distribución.	Ausencia de muchos productores y negociantes de gas.  Producción controlada por el gobierno.  En el norte de México, el gas se importa fácilmente.

Fuente: OCDE, la Reforma Regulatoria de México en Ramirez H., 2000, p. 166.

**Figura 29.** Reforma Regulatoria en México: Gas Natural.

Observamos la forma en que en las distintas fases de la industria petrolera mexicana se presenta la tendencia a incorporar mucho más a los capitales privados en las inversiones realizadas en la industria de hidrocarburos. Sin embargo, lo que interesa en esta investigación es lo que ha venido ocurriendo con la exploración y explotación de los

hidrocarburos, es decir, el ramo *upstream* (operado actualmente por Pemex Exploración y Producción - PEP).

Actualmente, la Secretaría de Energía y el director de PEMEX, Muñoz Leos, han expresado la necesidad de mayores recursos en la industria gasera para cubrir la demanda<sup>22</sup>, por lo que han solicitado mayores montos de inversión. Para esto, la Secretaría de Energía ha propuesto al Congreso una modificación de los artículos 27 y 28 de la Constitución para permitir la refinación de petróleo, la petroquímica básica y la explotación de gas natural por inversionistas privados nacionales y extranjeros (Reforma, 24 de agosto de 2001) y Muñoz Leos ha propuesto la creación de convenios llamados "contratos de servicio múltiples para exploración y explotación", con la finalidad de "integrar servicios que actualmente contrata PEP en forma separada. Se trata de juntarlos, de darles el valor agregado de tecnología de punta y de atraer financiamiento dentro del mismo marco legal y presupuestal actual" (Ramírez Corso, L., *El Economista*, 24 de septiembre 2001). Si esta propuesta de contratos es aceptada habría que recordar el caso venezolano donde se comenzó con "contratos operativos" cuya finalidad en un inicio era la inversión en los campos marginales y años después se desarrollaron toda una serie de contratos permitiendo la gran participación extranjera en el ramo *upstream*. Esto tiene que ser considerado, pues viendo la posible llegada de empresas petroleras extranjeras es cuando más se tiene que ser competitivos en términos técnicos, como fiscales, pues si se permite la participación privada en el ramo *upstream* no se podrán manejar los actuales acuerdos fiscales, ya que - como vimos anteriormente - deja al inversionista con una participación mínima.

---

<sup>22</sup> PEMEX produce el 85% de gas natural y el resto lo importa (*El Financiero*, 2 de noviembre de 2001).

## *Cap. 2 Regímenes fiscales petroleros internacionales*

En otros países este proceso ya ha estado ocurriendo, como se vio arriba con los casos de Argentina, Brasil, Venezuela, Noruega, etc., las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas de empresas petroleras extranjeras son cada vez más frecuentes, de donde surge la necesidad de llegar a acuerdos entre el gobierno y empresas privadas nacionales y/o extranjeras sobre la repartición del producto y ganancias obtenidas en la industria petrolera. Estos acuerdos se manifiestan en los distintos sistemas o regímenes fiscales que se explican en los siguientes apartados.

## **2.2 REGÍMENES FISCALES PETROLEROS MÁS FRECUENTES**

En todo el mundo hay una gran variedad de regímenes fiscales aplicados a las empresas de la industria petrolera. Cada país maneja distintos tipos de regímenes o sistemas fiscales según la etapa del proceso de producción, distribución o comercialización y los montos de producción del petróleo y del gas, el tipo de hidrocarburo, el manejo de la propiedad de los recursos naturales, etc., por lo que se dice que existen más regímenes fiscales que países.

Los distintos gobiernos adoptan o diseñan varios regímenes fiscales con la finalidad de capturar la máxima renta petrolera y, al mismo tiempo, crear un estímulo en las actividades de exploración y producción.

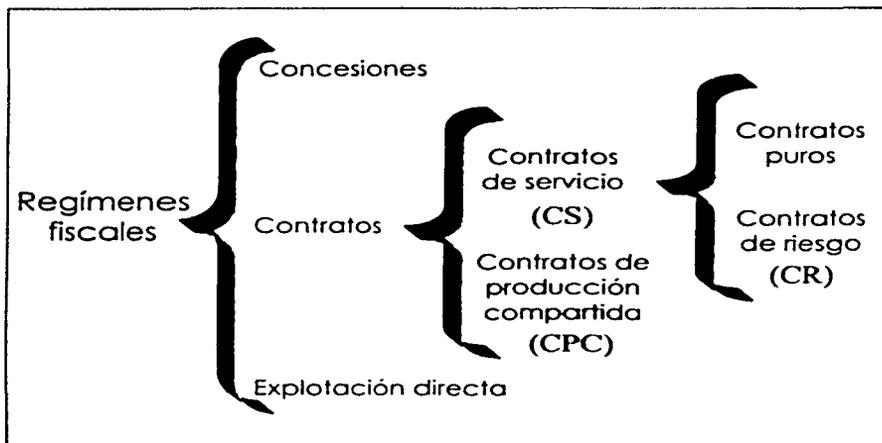
Para diseñar un régimen fiscal petrolero los países consideran el marco legal relacionado con los recursos petroleros, las estrategias de desarrollo, las actividades a estimular fiscalmente, la tradición y las experiencias tenidas (Narváez, 2001, p.46), por lo que cada régimen posee características que lo diferencian del resto.

En general, los sistemas fiscales petroleros se dividen en tres grandes rubros:

- a) Régimen de concesiones
- b) Régimen de contratos
- c) Explotación directa

A su vez, los sistemas de contratos se subdividen en contratos de servicio (CS) y contratos de producción compartida (CPC). Los contratos de

servicio se subdividen en contratos de servicio puro y contratos de servicio de riesgo ó únicamente contratos de riesgo (CR). **Figura 30.**



**Figura 30.** Regímenes fiscales internacionales.

Un solo país puede tener distintos tipos de regímenes o 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; Venezuela utiliza contratos de riesgo y de repartición de la producción. De la misma forma muchos más países utilizan uno o varios sistemas a la vez. **Figura 31.**

Hay tres principales razones por las cuales existen una gran diversidad de sistemas fiscales (Narváez, R. A. 2001, p.53):

1. Diseñar sistemas fiscales que capturen la *máxima renta económica* estimulando la inversión privada y sin afectar las inversiones de las empresas petroleras del gobierno.
2. Los gobiernos toman en cuenta los *riesgos de la industria petrolera* para diseñar sus regímenes, principalmente en la exploración y producción, con lo que permiten operar con rentabilidad campos marginales.
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.

Concesión	Contratos de producción Compartida (CPC)	Contratos de riesgo (CR)
• Abu Dhabi	• Algeria	• Algeria
• Algeria	• Angola	• Argentina
• Bolivia	• Argentina	• Bolivia
• Brunei	• Bolivia	• Brasil
• Corea	• China (acete)	• Chile
• Estados Unidos	• China (gas)	• Colombia
• Francia	• China (offshore)	• Ecuador
• Guinea	• China (onshore)	• España
• Holanda	• Colombia	• Filipinas
• Inglaterra	• Ecuador	• Ghana
• Irlanda	• Egipto	• Guinea
• Mar o c o	• Guinea	• Morocco
• Noruega	• Indonesia	• Perú
• Nueva Guinea	• Malasia	• Tailandia
• Nueva Zelanda	• Malta	• Venezuela
• Pakistán	• Morocco	
	• Nigeria (offshore)	
	• Nigeria (onshore)	
	• Siria	
	• Timor Gap	
	• Venezuela	

Fuente: Narvóez R. A., 2001, p. 53

Figura 31. Algunos países y sus regímenes fiscales.

Así con la finalidad de obtener la máxima renta económica recientemente los países han adoptado otros regímenes fiscales. Existen los contratos de la tasa de retorno (Return of Rate - ROR), regímenes basados en el porcentaje de ganancia que se espera obtener; contratos con el factor R o de rentabilidad acumulada, estos utilizan una escala impositiva en función de la producción obtenida: los "joint ventures" ó asociaciones donde regularmente la compañía extranjera asume los costos y los contratos de asistencia técnica (technical assistance contracts - TACs) cuya finalidad es la mejora de los campos menos atendidos. Todos estos regímenes son menos frecuentes en el mundo y son denominados "sistemas de avanzada" (Narváez, R. A. 2001, p.54). Cada uno tiene ventajas y desventajas que más adelante se mencionarán.

## 2.3 RÉGIMEN DE CONCESIONES

En el **régimen de concesión** (concessionary system), como su nombre lo dice, se concede la propiedad privada de los recursos petroleros, pasando del gobierno a la empresa, ya que ésta es quien coloca los recursos necesarios para que se realicen las respectivas inversiones. El principal país que desarrolla este tipo de régimen fiscal es Estados Unidos, donde sobresale la propiedad privada.

Estos tipos de regímenes son los más antiguos a nivel mundial y en los años noventa fueron los más generalizados<sup>23</sup> 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.

Casi en todos los países que utilizan este régimen, el gobierno es propietario de los recursos petroleros, pero bajo la concesión los recursos se transfieren al inversionista.

Las concesiones comenzaron con la aplicación de un pequeño royalty<sup>24</sup>. Un **royalty** o **regalía** es el pago que tienen que realizar las

---

<sup>23</sup> En 1991, 122 países utilizaban los sistemas de concesión, principalmente los países integrantes de la OPEP con excepción de Nigeria, Egipto y los países del Mar del Norte. (Álvarez, H. C. G., 1995, pp.172; 179).

<sup>24</sup> Los royalties o regalías son característicos de los sistemas concesionarios, sin embargo, existen en otros sistemas como los de producción compartida (CPC). Hay distintos tipos de regalías, por ejemplo una regalía como una cantidad fija por barril o tonelada (Unión Soviética y Colombia) o como un porcentaje de los ingresos brutos. Una regalía demasiado

empresas petroleras al gobierno por el uso de la tierra. Las regalías son similares a los derechos que paga actualmente PEP. Actualmente, los regímenes concesionarios utilizan más herramientas como el impuesto sobre la renta.

Veamos un ejemplo para un barril de petróleo. Supongamos que el precio del barril del petróleo es de 20 dl y el gobierno aplica una regalía del 20% sobre los ingresos brutos. Luego se le permite a la empresa que los costos de operación, los costos intangibles de perforación<sup>25</sup>, la depreciación, la depleción<sup>26</sup> y la amortización (depreciation, depletion & amortization - DD&A) sean deducibles de impuestos. Supongamos que tales deducciones suman 9 dl/bl. Al restarle a los ingresos brutos la regalía y las deducciones obtenemos el ingreso gravable, que es de 7 dl/bl.

Posteriormente se aplica la tasa impositiva. Supongamos que hay dos; la estatal y la federal, si la primera es del 10% y la segunda del 40%, el ingreso neto (de impuestos) será de 3.78 dl/bl. De tal forma que al final el gobierno se apropia de 7.22 dl/bl y la empresa de 3.78 dl/bl, quedándose la empresa con el 64% y el gobierno con el 36% de los ingresos, sin embargo, después de descontar los costos la empresa se apropia del 34% y el Estado del 66%. **Figura 32.** Es decir, con el régimen concesionario el Estado resulta beneficiado.

---

alto puede hacer no rentable un proyecto, por lo cual existen límites y escalas de regalías en función de los niveles de producción.

<sup>25</sup> Los costos intangibles son todos los activos intangibles necesarios de los que tiene que disponer el inversionista como las aportaciones, patentes, marcas, descuentos de deuda no amortizadas y cargos diferidos. En muchos sistemas impositivos los costos intangibles son tomados como costos de operación.

<sup>26</sup> La depleción económica es la reducción de valor de una canasta de activos por la disminución de las reservas de petróleo o gas. En política de impuestos es tratada como un tipo de depreciación.

Para la Empresa	Un barril de petróleo	Para el Estado
	Ingresos brutos 20.0 Dl.	
	20% de Regalía	▶ 4.0
	Ingreso antes de impuestos 16.0	
9.0	◀ Deducciones	
	Ingreso gravable 7.0	
	Impuestos estatales 10%	▶ 0.7
	Impuestos federales 40%	▶ 2.52
<u>3.78</u>	◀ Ingreso neto de la empresa	
<b>12.78</b>	◀ Total	<b>7.22</b>
64%	◀ Repartición del Ingreso total	▶ 36%
<b>34%</b>	◀ Ganancia e Ingresos fiscales	<b>66%</b>

Fuente Johnston, D., 1994, p. 30 y Narváez, R. A., 2001, p. 47

**Figura 32.** Régimen de concesiones.

Este régimen puede aplicarse fácilmente mientras las leyes permitan la propiedad privada de los hidrocarburos. En cuanto al porcentaje de regalía, éste es resultado de negociaciones previas entre el gobierno y el inversionista, ya que una regalía muy elevada de nada serviría para un buen régimen porque limitaría los recursos necesarios para el crecimiento de la empresa petrolera. También en las negociaciones se tienen que definir muy bien 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 (en nuestro ejemplo se toman los costos de operación y los intangibles y el DD&A) de lo contrario habrían desacuerdos y cada agente tratará de manejarlo a su conveniencia.

Lo que se pretende cuando se adopta un régimen fiscal son 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 resulten beneficiados, pero es un error absoluto el tomar en cuenta únicamente en los valores absolutos, se tiene que considerar la sensibilidad que tienen tales resultados ante las variaciones en los precios y los costos. Por lo que para en 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, cuyos resultados deben de ser los siguientes:

$$1) \quad \frac{\Delta YF}{\Delta YB} > 0$$

Esto es porque sabemos que renta petrolera es (1)  $RP = YB - C - G$ , conforme incrementen los ingresos brutos ya sea por un incremento en precios o por mayores cantidades vendidas, la renta petrolera debe aumentar y, por lo tanto, los ingresos fiscales. Es decir, que la elasticidad de los ingresos fiscales respecto a los ingresos brutos de la empresa debe de ser positiva para que el Estado obtenga los beneficios del incremento de la renta petrolera.

En relación al incentivo a la inversión debe de ocurrir lo siguiente:

$$2) \quad \frac{\Delta G}{\Delta C} < 0$$

que la elasticidad de las ganancias de la empresa respecto a los costos sea negativa, así cuando un inversionista sea más competitivo en costos (con costos bajos) su rentabilidad será mayor y existirá un incentivo a incrementar la eficiencia de las empresas.

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 (Jonhston, 1994). Otra forma para incentivar los capitales en los proyectos de alto riesgo es la utilización de tasas impositivas menores o la exención de impuestos durante los primeros años hasta que la empresa recupere costos (tax holiday).

Analicemos el caso del régimen concesionario **norteamericano** visto arriba. **Figura 32.**<sup>27</sup> Si suponemos que los ingresos brutos incrementan un 25% y obtenemos las elasticidades veremos que existe una relación positiva entre los ingresos fiscales y los ingresos brutos y, además, dado que  $\frac{\Delta YF}{\Delta YB} < \frac{\Delta G}{\Delta YB}$ , resulta un sistema un poco más riesgoso para la empresa que para el gobierno por su mayor sensibilidad a los movimientos del precio del crudo.

En cuanto a la elasticidad de las ganancias de la empresa respecto a los costos, ésta es negativa, por lo que este sistema sí incentiva a la competitividad de los inversionistas, si los costos caen, aumentará la participación del inversionista en el producto. Y como  $\frac{\Delta YF}{\Delta C} < \frac{\Delta G}{\Delta C}$  en términos absolutos, es decir, que la sensibilidad de las ganancias respecto a los costos es mayor que la sensibilidad que tienen los ingresos fiscales, la empresa tiene un incentivo mayor que el gobierno para reducir sus costos. **Figura 33.**

<sup>27</sup> En Estados Unidos se cobra una regalía de un octavo generalmente, aunque a veces es de un sexto (Mommer B., 1998, p. 22) y la tasa impositiva federal es del 34%.

<b>Supuestos</b>			
Regalía (%)	0.20		
Impuesto federal (%)	0.10		
Impuesto estatal (%)	0.40		
Variación de los YB	0.25		
Incremento de los Ctos.	0.25		
Ingresos brutos	20.00	25.00	20.00
Royalty	4.00	5.00	4.00
Ingresos antes de impuestos	16.00	20.00	16.00
Costos	9.00	9.00	11.25
Ingreso gravable	7.00	11.00	4.75
Impuesto Federal	0.70	1.10	0.48
Impuesto Estatal	2.52	3.96	1.71
Ingreso neto	3.78	5.94	2.57
Ganancia p/emp (%)	0.34	0.37	0.29
Ingresos fiscales (%)	0.66	0.63	0.71
Ing. Fisc. Tot.	7.22	10.06	6.19
Elast. de los YF resp. al YB	1.57		
Elast. de las G resp. al YB	2.29		
Elast. de los YF resp. a los Ctos.	-0.57		
Elast. de las G resp. a los Ctos.	-1.29		

**Figura 33.** Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Régimen concesionario.

Sin embargo, cuando incrementa el costo (en 25%) la participación del inversionista disminuye (del 34% al 29%) por lo que *el régimen concesionario es considerado regresivo* (Jonhston, 1994, p.37).

Por lo tanto, *en un régimen concesionario hay transferencia 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.*

## 2.4 CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA (CPC)

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 naturales, el pago a la empresa se hace otorgando un porcentaje negociable de la producción por los servicios realizados y la totalidad de la inversión de riesgo la efectúa el socio extranjero.

Con los eventos geopolíticos de las décadas de los sesenta y comienzos de los setenta, caracterizados a favor de las nacionalizaciones, 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 captura de las rentas diferenciales o absolutas por parte del propietario territorial y la compensación al nivel de la rentabilidad *normal* para el capital" (Álvarez, H. C. G., 1995, p. 172), tiempo en que surgen los CPC.

Hay CPC que utilizan el pago de una regalía y hay otros que no<sup>28</sup>. La regalía se encuentra entre un rango del 0% y el 20%, aunque después del 15% se considera excesiva. El pago de la regalía puede estar o no en función de los niveles de producción, por ejemplo, a mayor producción una regalía mayor.

La diferencia principal que tiene con los regímenes concesionarios es que los CPC frecuentemente tienen un *límite en los costos de*

---

<sup>28</sup> Indonesia es un ejemplo de un país que utiliza contratos de producción compartida sin regalía.

recuperación<sup>29</sup> y las concesiones no. Este límite regularmente se encuentra en un rango del 30% y 60%<sup>30</sup>. Si los costos sobrepasan el límite establecido, la cantidad restante se deducirá en los siguientes 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 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 1966 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).

---

<sup>29</sup> El costo de recuperación es aquél que le permite al inversionista recuperar los costos de exploración, desarrollo y operación fuera de las ventas brutas.

Los costos de recuperación normalmente son los costos de operación, de capital depreciados, el DD&A corriente, los intereses, los costos no recuperados en los años anteriores y los créditos. Algunas veces son tomados los costos de administración (general & administrative costs - G&A).

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 y el inversionista otra.

<sup>30</sup> El 75% de los sistemas fiscales tienen un límite entre el 40% y el 60% (Johnston D., 1994, p. 62).

El límite de los costos de recuperación puede variar según el tipo de campo o proyecto. Si se trata de un campo marginal bastará con que se coloque un límite pequeño porque este tendrá un gran impacto, lo que no ocurrirá con un campo muy rentable.

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 todo el financiamiento y tecnología. El equipo que comprara 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.

Para ilustrar los actuales CPC empleados en muchos países se supone lo siguiente:

Un barril de petróleo = 20 dl

Regalía = 10% (sobre los 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 dl, los cuales se dividen entre la empresa y el gobierno. Quedándose 4 y 6 dl respectivamente. Al final la empresa se queda con el 20% de ganancias y la recaudación fiscal es del 80%. Figura

**34.** Es decir, que con este sistema, al igual que con el anterior, el Estado es el beneficiado, ya que se obtienen ingresos fiscales mayores. (80% contra 66%).

Para la Empresa		Un barril de petróleo		Para el Estado	
		Ingresos brutos	20.0 Dl.		
		10% de Royalty		2.0	
		Ingreso antes de las deducciones	18.0		
8.0		Costos de recuperación			
		Ingreso antes de la repartición	10.0		
4.0		Repartición de la producción (40% y 60%)		6.0	
-1.6		Impuesto 40% sobre la parte de la empresa		1.6	
10.4		Total		9.6	
52%		Repartición		48%	
20%		Ganancia e Ingresos fiscales		80%	

**Figura 34.** Régimen de contratos de producción compartida.

Analizando las elasticidades de este sistema encontramos que  $\frac{\Delta YF}{\Delta YB} < \frac{\Delta G}{\Delta YB}$  y ambas son positivas. Con los CPC un incremento en los precios elevará los ingresos fiscales y también la ganancia del inversionista, pero el efecto es mayor para los segundos. Y, además, como  $\frac{\Delta YF}{\Delta C} < \frac{\Delta G}{\Delta C}$  en términos absolutos, la empresa estará realmente incentivada a disminuir sus costos. **Figura 35.**

Supuestos			
Ctos. de Recup.	0.40		
Regalía (%)	0.10		
Tasa impositiva (%)	0.40		
Pte. p/la Emp.	0.40		
Pte. p/el Gob.	0.60		
Variación en YB	0.25		
Variación en Ctos.	0.25		
Ingresos brutos	20.00	<b>25.00</b>	20.00
Regalía	2.00	2.50	2.00
Ingresos antes de impuestos	18.00	22.50	18.00
Costos de recuperación (40%)	8.00	8.00	<b>10.00</b>
Ingreso gravable	10.00	14.50	8.00
Pte. p/la Emp.	4.00	5.80	3.20
Pte. p/el Gob.	6.00	8.70	4.80
Impuesto	1.60	2.32	1.28
Ingreso neto	2.40	3.48	1.92
Ganancia p/Emp. (%)	0.20	0.20	0.19
Ingresos fiscales (%)	0.80	0.80	0.81
Ing. Fisc. Tot.	9.60	13.52	8.08
Elast. de los YF resp. al YB	<b>1.63</b>		
Elast. de las G resp. al YB	<b>1.80</b>		
Elast. de los YF resp. a los Ctos.	<b>-0.63</b>		
Elast. de las G resp. a los Ctos.	<b>-0.80</b>		

**Figura 35.** Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Contratos de producción compartida.

Al igual que en un sistema concesionario existe regresividad porque si se invierte en campos de un costo mayor (25%), la participación del inversionista caerá (del 20% al 19%).

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 relación a un sistema concesionario), no existe un gran incentivo en la disminución de costos de los inversionistas y es un sistema regresivo.

Cabe agregar lo que ocurre con una regalía fija, por ejemplo, el cobro de 1 dl/bl. Esto puede actuar en contra de la empresa porque si bajan los precios demasiado, 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 incremente 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 del 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:

<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 incrementarán conforme incremente la producción y al mismo tiempo disminuirán si la producción cae.

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 de 10,000 bpd puede ser demasiado bajo. La mayoría de los campos produce del 15% al 20% de sus reservas.

También pueden existir los "work commitments" o compromisos de trabajo, éstos consisten en los kilómetros permitidos para explorar y explotar los hidrocarburos y el número de pozos que puede realizar la

empresa petrolera. Algunas veces los intereses son considerados como deducciones.

Aunque la totalidad de la inversión la asume el inversionista, existen costos inevitables (abandonment cost) 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 "abandonment costs" son los costos para recuperar solo los costos de exploración, desarrollo y operación. El gobierno los cubre de forma indirecta porque se toman como una deducción. Esto puede constituir un incentivo en la industria.

## 2.5 CONTRATOS DE SERVICIO (CS)

Un **contrato de servicio (CS)** (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 (CPC). Hay 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.

El inversionista proporciona todo el capital asociado con la exploración y desarrollo de los recursos petroleros y asume totalmente el riesgo de la exploración. Si la exploración es exitosa el gobierno le permite al inversionista recuperar sus costos a través de la venta del crudo y gas y realizar el pago correspondiente en base a un porcentaje de las ventas restantes. Esta prima está frecuentemente sujeta a impuestos. Toda la producción pertenece al gobierno. Los países importadores netos son quienes utilizan este tipo de sistema como Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, Perú, Venezuela y Filipinas.

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 frecuentemente un límite para los costos de recuperación o costos deducibles.

Un ejemplo lo es el sistema de **contrato de servicio de riesgo filipino**. Este se basa en una escala de primas que paga el gobierno al inversionista en función de la participación de la producción total filipina como vemos a continuación:

<u>Participación filipina (%)</u>	<u>Incentivo(%)</u>
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

Límite del costo de recuperación = 70%

Repartición de ganancias = 60/40% (a favor del gobierno)

Tasa impositiva = 0%

Supongamos que una empresa filipina tiene ventas brutas por 100 mmdd y que ocupa más del 30% de la participación en la producción por lo que se le otorga un incentivo del 7.5%. y que además sus costos suman 50 mmdd. Al realizar los cálculos se tiene que el ingreso antes de descontar los costos es de 92.5 mmdd y el ingreso antes de la repartición de ganancias es de 42.5 mmdd. Este se divide y el gobierno se apropia de 25.5 mmdd y la empresa de 17 mmdd, que representa el 60 y 40% de los ingresos netos de costos respectivamente. De tal forma que al tomar en

cuenta el incentivo, la ganancia para el inversionista es de 49% y la recaudación fiscal del 51%. **Figura 36.** El gobierno - al igual que en el sistema de concesiones y en los contratos de producción compartida -, es el beneficiado, ya que la participación gubernamental es mayor que la de la empresa aunque por muy poco (51% vs. 49%).

Para la Empresa	Un barril de petróleo	Para el Estado
	Ingresos brutos	100.0 DI.
7.5	◀ 7.5% Incentivo o prima	
	Ingreso antes de costos	92.5
50.0	◀ Costos de recuperación	
	Ingreso antes de la repartición	42.5
17.0	◀ Repartición de la ganancia (40% y 60%)	25.5
74.5	◀ Total	25.5
74.5%	◀ Repartición	25.5%
49%	◀ Ganancia e ingresos fiscales	51%

Figura 36. Régimen de contratos de riesgo.

Mediante el análisis de las elasticidades ante cambios en el precio y los costos, nos encontramos con que las elasticidades respecto a los ingresos brutos son positivas y respecto a los costos son negativas, por lo que el Estado obtiene los beneficios de incrementos en el precio y la empresa se incentiva a minimizar costos. Pero además, como  $\frac{\Delta YF}{\Delta YB} > \frac{\Delta G}{\Delta YB}$ , la sensibilidad de los ingresos fiscales 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 lo mismo ocurre con las variaciones en los costos, ya que  $\frac{\Delta YF}{\Delta C} > \frac{\Delta G}{\Delta C}$ . **Figura 37.**

<u>Supuestos</u>			
Ctos. de Recup.	0.50		
Incentivo a prima (%)	0.075		
Impuesto (%)	0.00		
Pte. p/la Emp.	0.40		
Pte. p/el Gob	0.60		
Variación en YB	0.25		
Variación en Ctos	0.25		
Ingresos brutos	100.00	<b>125.00</b>	100.00
Incentivo a prima	7.50	7.50	7.50
Ingresos antes de costos	92.50	117.50	<b>92.50</b>
Ctos. de Recup.	50.00	50.00	62.50
Ingreso gravable	42.50	67.50	30.00
Pte. p/la Emp.	17.00	27.00	12.00
Pte. p/el Gob.	25.50	40.50	18.00
Incentivo	7.50	7.50	7.50
Pte. Tot. p/la Emp.	24.50	34.50	19.50
ganancia p/emp (%)	0.49	0.46	0.52
ingresos fiscales (%)	0.51	0.54	<b>0.48</b>
Pte. Tot. p/el Gob.	18.00	33.00	10.50
Elast. de los YF resp. al YB	<b>3.33</b>		
Elast. de las G resp. al YB	<b>1.63</b>		
Elast. de los YF resp. a los Ctos.	<b>-1.67</b>		
Elast. de las G resp. a los Ctos.	<b>-0.82</b>		
<b>Nota:</b> Para este ejemplo se supone que cuando incrementan los YB no varía el incentivo ni los Ctos.			

**Figura 37.** Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Contratos de riesgo.

Y a diferencia de los dos sistemas fiscales vistos anteriormente, los *contratos de riesgo sí son progresivos*. Ante costos mayores (en un 25%), la participación del inversionista es mayor (de 49% al 52%).

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 inversionista (51 Vs. 49%) y es muy sensible a cambios en los precios, crea altos incentivos a la inversión y es un sistema progresivo.*

Cabe señalar en este apartado los contratos propuestos por PEMEX, los *contratos de servicio múltiples (CSM)* para incrementar la oferta de gas natural. Estos no son contratos de servicio puros ni de riesgo, es una modalidad diferente. El objetivo de los CSM es la contratación de distintos servicios de empresas privadas para disminuir costos e incrementar la oferta. Los servicios requeridos son ingeniería de yacimientos, estudios ambientales, modelado geológico, plantas de tratamiento de gas, entre otros. Estos contratos van de 25 a 40 años (una duración de 20 años para el caso de Burgos).

Bajo estos contratos no se le otorgarán al contratista ni parte del producto ni de las ganancias, por lo que los CSM se encuentran dentro de los lineamientos legales de México. Al contratista se le otorgará una tarifa que estará sujeta al impuesto sobre la renta. Después de 20 años resultará una ganancia del 50% tanto para el contratista como para la empresa estatal y se garantizará una ganancia para esta última ya que a la empresa extranjera se le pagará un porcentaje de los ingresos disponibles formados por los ingresos brutos menos el pago de derechos y un ingreso garantizado para PEMEX.

Es decir, los CSM son una modalidad de contratos que PEMEX propone para incrementar la oferta de gas, ya que el país es importador neto de este hidrocarburo. La diferencia que tienen los CSM con los contratos de riego fundamentalmente radica en que en los CSM no hay un reparto de las ganancias (ni del producto), mientras que en los otros sí.



## 2.6 OTROS TIPOS DE REGÍMENES FISCALES.

Además de los sistemas concesionarios y los contratos de producción compartida y de servicio existen los de explotación directa en los 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 de avanzada". Algunos de ellos ya han sido mencionados anteriormente y son los siguientes:

- a) Contratos de tasa de retorno (ROR)
  - b) Contratos con el factor R o de rentabilidad acumulada
  - c) Joint ventures ó contratos de asociaciones
  - d) Contratos de asistencia técnica (technical assistance contracts - TAC's)
- a) Contratos de tasa de retorno (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 están caracterizados 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 tienen muchas ventajas tanto para el inversionista como para el gobierno, por lo que se les considera un contrato estándar.

El método más comúnmente usado para crear flexibilidad es una escala, que indica distintas tasas para distintos niveles de producción. Conforme incrementan las tasas de producción, los ingresos fiscales también incrementan. Aún con una escala de regalías puede ser el sistema regresivo<sup>31</sup>, por lo que algunos sistemas se basan en otras medidas como las ganancias de la empresa. Algunos contratos dan flexibilidad a través de tasas impositivas progresivas, otros utilizarán más de una variable en una escala ascendente como el costo de recuperación, repartición de ganancias y el uso de regalías. Y otros sistemas en donde hay impuestos adicionales que captan los rendimientos excedentes.

El sistema ROR fue empleado por primera vez en **Papua Nueva Guinea** (PNG) aunque también lo utilizan Australia, Liberia, Guinea Ecuatorial y Tanzania. Debajo del sistema ROR de Nueva Guinea el gobierno recibe 1.25% de los ingresos brutos por regalía y 22.5% por las actividades de exploración. El impuesto básico al petróleo (basic petroleum tax - BPT) es del 50% de los ingresos brutos menos la regalía, pero solo se cobra en caso de que el inversionista exceda del 25% de su inversión inicial.

Hay un impuesto adicional que es repartido en caso de que la tasa de retorno del inversionista exceda del 27%. Esta es hecha por los flujos netos de efectivo negativos en una tasa del 27% (similar al VAN). Una vez que el flujo neto llegue a ser positivo se adiciona un impuesto sobre la renta del 50% esto es llamado el *impuesto adicional sobre las ganancias* (APT o trigger tax).

El costo de recuperación del que se habló en los sistemas precedentes es similar a la tasa de retorno (ROR) porque ambas permiten a

---

<sup>31</sup> En realidad son situaciones muy extrañas porque los volúmenes de producción - para efectos contables -son aproximaciones a la rentabilidad de la empresa.

la empresa recuperar un porcentaje de sus costos, lo cual constituye un elemento de garantía del retorno de la inversión.

**b) Contratos con el factor R o 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.

Los **contratos Tunecinos y peruanos** consisten en fijar una tasa impositiva ascendente conforme el rendimiento a la inversión sea mayor, es decir, conforme el factor R crezca.

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

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

donde:

X = Ventas netas acumuladas.

Y = Gastos acumulados totales.

La escala utilizada es:

<u>factor R</u>	<u>Impuesto sobre la renta (%)</u>
Menor al 1.5	50%
De 1.5 a 2	55
De 2 a 2.5	60
De 2.5 a 3	65
De 3 a 3.5	70
Mayor a 3.5	75

En este contrato el factor R es basado en la tasa sobre los rendimientos sobre la inversión (return of investment - ROI). Una vez que el inversionista ha recibido sus costos más 50% o una ROI del 150%, la tasa impositiva incrementa de 50% a 55%. En esto se parece al sistema ROR. La tasa de rendimiento utilizada en este tipo de contratos es la tasa interna de retorno (TIR).

Los **contratos colombianos** de 1994, también basados en el factor R, no son similares al resto de los países porque toma más elementos de rentabilidad, como las ganancias, costos, probabilidad de éxito en la exploración, etc.

El factor R es:

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

donde:

X = Ganancias acumuladas del inversionista.

$(ID + A - B + (\alpha \times C) + GO)$  = Inversión acumulada + Costos acumulados del inversionista.

ID = 50% de los costos de desarrollo acumulados.

A = Costos de exploración de reservas exitosas.

B = Costos de exploración acumulados reemborsados por ECOPETROL (50%).

C = Costos de exploración acumulados de reservas no exitosas.

$\alpha$  = Proporción de perforación de los pozos reemborsados por ECOPETROL, máximo 50%.

GO = Costos de operación netos acumulados del inversionista incluyendo pagos por impuestos de guerra y derechos de importaciones.

Y la escala colombiana del factor R es la siguiente:

<u>Factor R</u>	<u>participación del inversionista</u>
Menos de 1.0	50%
De 1.0 a 2.0	50/R
Más de 2.0	25

Con el cálculo del factor R hay una menor sensibilidad de la TIR ante cambios en los precios y costos. Si aumentan los costos la TIR se verá menos afectada si se utiliza el factor R (colombiano) que si no se utilizara y si bajan los precios del crudo la TIR disminuirá menos que si no se utilizara el factor R. **Figura 38.** Los costos y precios son más sensibles con el factor R que si no estuviera. El factor R aborda todas las variables que afectan al proyecto económico.

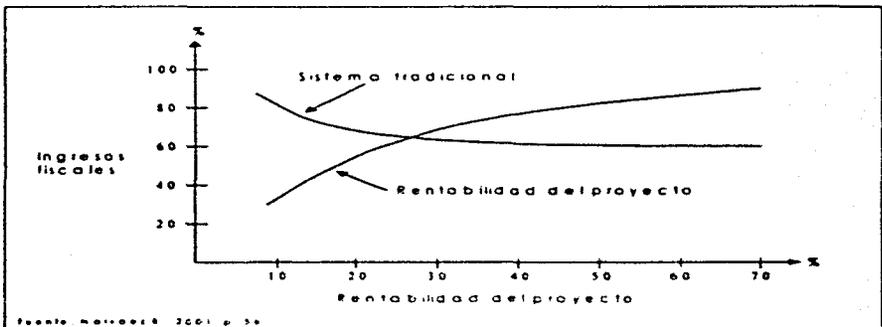


Figura 38. Relación entre ingresos fiscales y rentabilidad. Contratos sin el factor R.

El potencial del inversionista se mueve al revés, conforme incrementa el precio éste disminuye y lo mismo ocurre con los costos. Si los costos son relativamente más altos, el factor R disminuye el impacto negativo. Si los costos son más bajos, ambos el inversionista y el gobierno son beneficiados.

**c) Joint ventures o contratos de asociación**

En este tipo de acuerdos tiene la finalidad de incrementar las actividades de exploración por lo que se asocian la empresa petrolera nacional y empresas extranjeras. 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% de los costos de exploración

Los **joint ventures** en **Rusia** se basan en la aplicación de una **regalía** sobre los ingresos brutos y el ingreso resultante se divide entre las partes (la empresa y el gobierno). Finalmente la participación de la empresa es del 10 ó 20% y el gobierno se queda con el resto.

**d) Contratos de asistencia técnica (technical assistance contracts - TAC's)**

Esta clase de contratos están dirigidos a proyectos de recuperación de petróleo, rehabilitación, nuevos desarrollos, etc. Se aplican también en campos marginales. A través de este sistema a una empresa se le permite operar (equipo y personal) un determinado campo; la empresa suministra recursos de inversión, tecnología y experiencia, es decir, otorga asistencia técnica y económica.

Si un campo tiene producción al momento de entregárselo al operador, el pronóstico futuro de esta producción debe ser negociado, ya que será propiedad del gobierno. Las producciones incrementales arriba de la producción existente, se repartirán, ya sea a través de contratos de riesgo o a través de contratos de producción compartida. **Figura 39.**

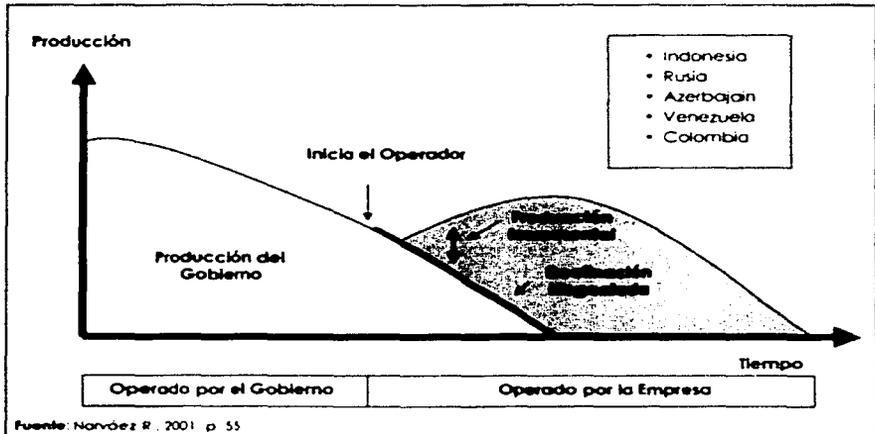


Figura 39. Contratos de Asistencia Técnica

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, es decir, que exista flexibilidad o adaptabilidad y para esto se han creado una gran diversidad de fórmulas y cálculos.

## **2.7 COMPARACIONES ENTRE RÉGIMENES**

A lo largo de este capítulo se han explicado los distintos tipos de regimenes fiscales en el mundo. Al conocerlos se adquiere un mayor conocimiento del tema fiscal petrolero en todo el mundo, lo que amplía nuestra visión sobre el tema. Sin embargo, no se está sugiriendo que se elige uno en específico y se adopte, pero sí que se conozca con detalle los regimenes más frecuentes para absorber algunos de sus elementos que contribuyan a la creación de un mejor sistema fiscal para PEP.

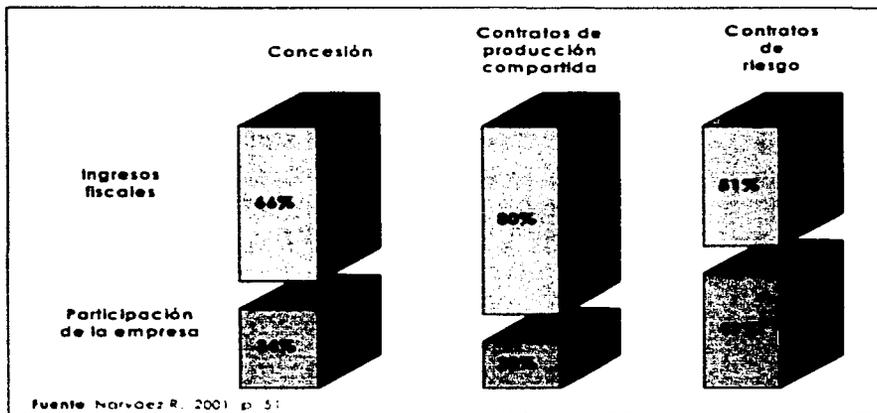
En este apartado se explican las diferencias que tienen los regimenes fiscales precedentes.

Los regimenes concesionarios tienen la principal característica de que se concede la propiedad privada al que realiza las inversiones para la exploración y producción del crudo o gas, lo que no ocurre con los contratos. Los regimenes concesionarios como los contratos de producción compartida y los contratos de riesgo se adaptan a las variaciones de la rentabilidad de los proyectos realizados, garantizándole al inversionista un monto de ganancia independiente de sus obligaciones con el gobierno, lo que no ocurre con el actual régimen fiscal de PEP. En un apartado anterior se vio que la participación promedio de las empresas que se dedican a las actividades de exploración y producción es del 30%. Para estos sistemas se encuentra entre el 20 y el 49% independiente del pago fiscal. Esto aunado a la flexibilidad del sistema nos muestra que la recaudación fiscal puede moverse que la renta petrolera con la utilización de tales regimenes.

Dado que progresividad del régimen existe cuando la participación de la empresa es mayor para un campo con mayores costos, solo los contratos de riesgo son progresivos. Pero esto no indica que el resto de los

sistemas no sean buenas opciones fiscales, ya que se pueden crear otro tipo de estímulos para las inversiones en los campos menos rentables como menores tasas fiscales, tax holidays, etc. y, además, en base al estudio de las elasticidades de los ingresos fiscales y las ganancias respecto a las variaciones en el precio y en los costos, se mostró que ante incrementos en el precio, tanto el gobierno como el inversionista privado incrementan sus beneficios y ante disminuciones en el costo la ganancia del inversionista aumentaba. Así, los tres tipos de regímenes contienen por sí mismos un incentivo para que las empresas sean competitivos en costos y para que los gobiernos otorguen incentivos a esta competitividad, ya que la elasticidad de los ingresos fiscales respecto a los costos es negativa para los tres regímenes.

Comparando estos tres regímenes, concesión, CR y CPC, los contratos de producción compartida son los que generan los mayores ingresos fiscales (80%) y los regímenes concesionarios los menores ingresos presupuestales (34%). **Figura 40.**



**Figura 40.** Participación del inversionista privado e ingresos fiscales.

En cuanto a los sistemas de avanzada, los contratos basados en la tasas de retorno (ROR) y los basados en el factor R, son los contratos más adaptables a los rendimientos de los proyectos porque 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 crea un incentivo.

Los joint ventures y los contratos de asistencia técnica contribuyen en gran medida a invertir en actividades y campos específicos. **Figura 41.**

Por consiguiente, 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.

Sistema fiscal	Respecto a la propiedad privada	Participación de la empresa (%)	Ingresos fiscales o participación del gobierno (%)	Características
• Sistema concesionario	Hay transferencia de la propiedad privada	34%	66%	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Regresivo</li> <li>&gt; Incentiva a la inversión</li> <li>&gt; Ligeramente adaptable</li> </ul>
• Contrato de producción compartida, CPC	No hay transferencia de la propiedad privada pero hay repartición del producto	20%	80%	<ul style="list-style-type: none"> <li>◊ Regresivo</li> <li>◊ Incentiva a la inversión</li> <li>◊ Ligeramente adaptable</li> </ul>
• Contrato de resp. CR	No hay transferencia de la propiedad privada pero hay repartición de las ganancias	49%	51%	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Progresivo</li> <li>&gt; Incentiva a la inversión</li> <li>&gt; Ligeramente adaptable</li> </ul>
• Contratos de tasa de retorno, ROR	No hay transferencia de la propiedad privada	T/R 27% (Papua Nueva Guinea)		<ul style="list-style-type: none"> <li>◊ Garantiza la recuperación de la inversión</li> <li>◊ Fuertemente adaptable</li> </ul>
• Contratos con el factor R	No hay transferencia de la propiedad privada	50% (Túnez y Perú)	50% (Túnez y Perú)	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Garantiza la Recup. de Inv.</li> <li>&gt; Fuertemente adaptable</li> </ul>
• Joint ventures o contratos de asociación	No hay transferencia de la propiedad privada	10-20% (Rusia)	80-90% (Rusia)	<ul style="list-style-type: none"> <li>◊ Incentiva la Inv. en Explor.</li> <li>◊ Se permite recuperar parte de los costos</li> </ul>
• Contratos de asistencia técnica TAC's	No hay transferencia de la propiedad privada y pueden repartirse las ganancias o el producto	Similar al CR o al CPC	Similar al CR o al CPC	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Fomenta la inversión en campos marginales</li> </ul>

Figura 41. Comparaciones entre regímenes fiscales mundiales

## **CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO 2**

Existe una tendencia de 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 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 petroleros y gaseros 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 otros no. Dentro de los contratos se encuentran 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 que el sistema sea progresivo. Los contratos de servicio múltiples (CSM) propuestos por PEMEX se calculan 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 los contratos de asistencia técnica (TAC's), y en las actividades exploratorias, como los joint ventures.

Todos estos sistemas muestran el gran avance que existe en materia fiscal petrolera a nivel mundial, como puede ser que en nuestro país con la gran importancia del petróleo para el desarrollo nacional exista un régimen fiscal petrolero que no reconozca la rentabilidad de la empresa, que influya en las decisiones de inversión, que no genere incentivos para invertir en los campos marginales, entre muchos otros problemas. Y que, además, siendo un tema de actualidad la necesidad de nuevas inversiones privadas (que serían casi en su totalidad extranjeras) para el desarrollo de campos petroleros - con lo que seguramente comenzará una nueva etapa para la industria petrolera que requerirá una serie de cambios incluyendo los fiscales - se requiere de un avance en materia fiscal del ramo petrolero upstream tanto para combatir los problemas que tiene el actual (mencionados en el capítulo 2) como para permanecer dentro de los estándares mundiales.

## **Capítulo 3**

# **Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP**

Hasta aquí se ha dado a conocer el entorno legal y económico sobre el cual nos podemos mover en la generación de un nuevo régimen fiscal para PEP, pues ya se han dado a conocer el marco económico sobre el uso de hidrocarburos, los principales problemas del actual régimen, los regímenes mundiales y la importancia de la renta petrolera. Con todos estos planteamientos y análisis es posible plantear una alternativa de régimen fiscal para PEP que maximice el valor de los hidrocarburos sin afectar el desarrollo de la industria petrolera. Además, dada la tendencia mundial de apertura petrolera se ha considerado la alternativa de un nuevo régimen en caso de que se permitiera colaborar a empresas petroleras privadas en las actividades de exploración y explotación petrolera de crudo y gas.

Es así como en este capítulo se desarrollan tres posibles escenarios para PEP. En el primero, se analizan los ingresos para el gobierno y para Pemex Exploración y Producción (PEP), para los siguientes quince años en caso de continuar con el mismo régimen fiscal y sin cambiar las leyes constitucionales; en el segundo, también dentro del mismo marco legal pero con un nuevo régimen y, en el tercero, se plantea un escenario de régimen ante un escenario de apertura, donde se requiere de un nuevo régimen y marco legal. Los tres escenarios son evaluados y se obtienen conclusiones de éstos.

### 3.1 ¿QUÉ ES UN ESCENARIO?

¿Por qué plantearse un escenario de régimen fiscal sobre el esquema petrolero en México? Una visión verdaderamente amplia sobre un tema en cuestión requiere del conocimiento de los posibles cambios que pudiesen existir sobre dicho tema para tomar mejores decisiones.

Por lo tanto ¿qué es un escenario? "Un escenario *a)* no es una lectura sencilla o compleja de las apreciaciones de uno sobre el futuro y, *b)* no es una lista de lo que nos puede pasar al tomar decisiones. Un escenario sí es un planteamiento frío de condiciones independientes de los deseos, miedos o aspiraciones de uno; son las condiciones tales como un precio muy alto o bajo del petróleo; son campos de acción para ejecutivos o funcionarios públicos. Asimismo, cada escenario nos exige un plan de acción que corresponde a tales condiciones para optimizar los valores comerciales o institucionales". "Durante los últimos 20 años, se ha utilizado el análisis de escenario en la industria petrolera para ayudar a las compañías a entender mejor su rango de opciones bajo diferentes condiciones de mercado y política. El objetivo del análisis de escenario es permitir a los planificadores y directivos optimizar la toma de decisiones difíciles mucho antes de la llegada de las condiciones de mercado o política bajo estudio". "Un escenario es un grupo de condiciones imaginarias en el mercado incluyendo restricciones normativas y fiscales en las cuales la administración empresarial o dependencia gubernamental deberá tomar decisiones fundamentadas, oportunas y sabias". "Un escenario no es la decisión o conjunto de decisiones que tome una dependencia de gobierno; un escenario es el que establece el campo de juego conceptual sobre el cual deben tomarse decisiones posteriores". (Baker, septiembre, 2001).

Un **escenario** es un campo de acciones y condiciones imaginarias futuras para una variable de estudio, tomando en cuenta las restricciones económicas y políticas del país, así como el ámbito y tendencias internacionales.

En esta investigación se manejan tres tipos de escenarios. El primero tiene como campo de acción una situación en la cual se continúa utilizando en los siguientes años el mismo régimen fiscal para Pemex Exploración y Producción, PEP, los reglamentos que tratan el uso de hidrocarburos permanecen inalterados y únicamente PEP puede realizar actividades de exploración y producción de gas y petróleo (actividades upstream). Esto último es debido a que ni las leyes actuales lo permiten (apartado 1.5) ni el actual régimen crea un incentivo a la participación privada con una ganancia (o participación) por debajo de la media mundial (8%, apartado 1.4).

Un segundo escenario se desarrolla en un campo en el que hay un nuevo régimen fiscal, sin modificar las leyes constitucionales y sólo opera PEP. Este escenario podría ser el más cercano ya que el posible cambio de régimen es tema actual de discusión y por las ideas "nacionalistas" en México en contra de inversiones privadas en hidrocarburos. Sin embargo, existe la tendencia de apertura petrolera (apartado 1.1) tanto en Europa como en América Latina, en la que cada vez un mayor número de empresas petroleras operan en distintos países. Por lo que en esta investigación se realiza un escenario cuyo campo imaginario es la participación de empresas petroleras internacionales en el ramo upstream junto con PEP, con lo que también hay un cambio en la Constitución y en el régimen fiscal para las actividades upstream. **Figura 42**

Escenario	Campo de acción
<p>❖ Primer escenario</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Actual régimen fiscal</li> <li>➢ Leyes constitucionales inalteradas sobre el uso de hidrocarburos</li> <li>➢ Únicamente PEP opera en el ramo upstream</li> </ul>
<p>❖ Segundo escenario</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Nuevo régimen fiscal para PEP</li> <li>➢ Leyes constitucionales inalteradas sobre el uso de hidrocarburos</li> <li>➢ Únicamente PEP opera en el ramo upstream</li> </ul>
<p>❖ Tercer escenario</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Nuevo régimen fiscal</li> <li>➢ Cambios en la Constitución y en las leyes reglamentarias en materia de hidrocarburos</li> <li>➢ PEP opera en el ramo upstream en competencia o en asociación con empresas privadas</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia.

Figura 42. Escenarios de régimen fiscal para PEP.

### 3.2 MUESTRA UTILIZADA

Para la construcción de los tres escenarios expuestos se analiza una muestra de quince proyectos de Pemex Exploración y Producción (PEP). La muestra de proyectos elegida es una muestra intencional. Una **muestra intencional** se obtiene cuando quien diseña la muestra busca que sea representativa de la población de donde se obtiene, pero esta representatividad se obtiene de su particular opinión. Así fue como se eligió la muestra, de tal forma que dentro de ella hay proyectos de alta rentabilidad como el proyecto Desarrollo Adicional de Chuc de la Región Marina Suroeste y de baja rentabilidad como el proyecto Integral PEG Tampico Misantla de la Región Norte; los proyectos de la muestra pertenecen a las cuatro regiones administrativas y producen crudo y gas.

En cuanto al *tamaño de la muestra*, según la Teoría del Muestreo no debe ser demasiado grande porque puede significar un costo y tiempo elevado de análisis, ni demasiado pequeño porque la precisión puede ser demasiado baja y no tener utilidad en la práctica. Cuando la muestra se va a elegir de una población con una sola característica, los elementos de la muestra pueden escogerse de manera aleatoria, es decir, que cada elemento de la población tenga la misma probabilidad de ser escogido, pero esto no ocurre para las poblaciones con más de una característica. Este es el caso de la muestra de nuestra investigación. Los proyectos utilizados tienen varias características como el nivel de inversión, el volumen de producción o grado de rentabilidad, entre otras, por lo que no resulta conveniente utilizar solo una característica y formar un histograma de frecuencias. Por lo tanto, la muestra se ha elegido de forma intencional y no aleatoriamente. Y además, para corroborar que el tamaño de la muestra es conveniente se ha elegido la *técnica de muestreo* que nos dice que una muestra es representativa cuando:

$$n = \frac{N}{20}$$

donde:

n = tamaño de la muestra

N = Tamaño de la población

El número total de proyectos es de 114. Al aplicar esta técnica obtenemos  $n = 6$ . Sin embargo, ha sido necesario ampliar nuestra muestra porque así se incluyen casi todas las características de la población.

Así, dado que la muestra tiene el tamaño adecuado y que contiene características de cada región, producto y grado de rentabilidad, la muestra es representativa y el comportamiento de los datos mostrarán el comportamiento de toda la población (formada por la muestra utilizada y el resto de los proyectos). De esta manera se podrán conocer los recursos de la empresa y del gobierno ante la aplicación de los distintos regímenes para los siguientes años.

Los proyectos de la muestra son los siguientes:

1. Arenque
2. Ayín
3. Campeche Poniente
4. Desarrollo Adicional de Chuc
5. Desarrollo de Campos PEG La Central
6. Integral Amatitlán - Profeta - Tzapotempa - Vinazco, primera fase
7. Integral PEG Crudo Ligero Marino (componente exploratoria)
8. Integral PEG Tampico - Misantla - Sur de Burgos
9. Jujo Tecominoacán

10. Ku - Maloob - Zaap
11. Och - Uech - Kax
12. Proyecto Burgos de exploración
13. Proyectos Burgos de explotación
14. Proyecto Integral Complejo Antonio J. Bermúdez
15. Sardina

Los proyectos abarcan un período de 15 años, de 2001 a 2015. La información contenida en cada uno de ellos son inversión, producción, costos de operación y mantenimiento y precios esperados, tanto para el caso del gas como del petróleo.

Como la base de datos utilizada comprende una gran cantidad de conceptos en materia petrolera resulta necesario explicarlos con detalle. Como se mencionó antes (apartado 1.2), PEP está organizada en cuatro regiones: Norte, Sur, RMSO, RMNE. Cada una se divide en activos de exploración y explotación. En cada activo hay campos de producción. Estos son campos con pozos productores o inyectores, así como pozos cerrados con posibilidades de explotación. Figura 43. Los proyectos incluyen varios campos de producción y distintos programas.

Como se mencionó en el apartado 3.6 en los contratos de asistencia técnica hay dos tipos de producciones en la industria petrolera, la existente y la nueva. Las inversiones que se realizan para generar producción nueva o incremental se llaman **inversiones estratégicas** y las inversiones que generan producción existente o base se les conoce como **inversiones operacionales**.

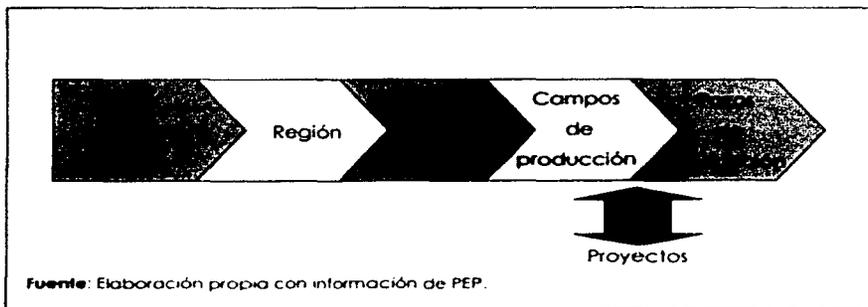
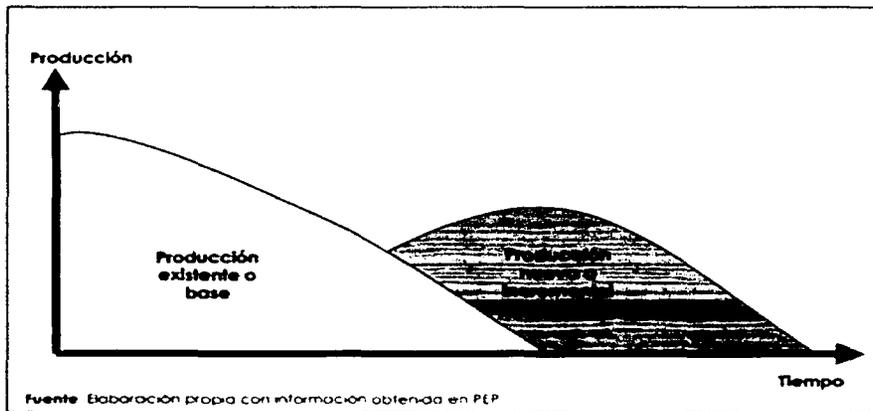


Figura 43. Estructura de la base de información.

PEP tiene proyectos con componentes estratégicos y proyectos con componentes operacionales. Los **proyectos con componentes estratégicos** son proyectos que tienen inversión estratégica y/o producción incremental. Son proyectos nuevos. Se requiere que a estos se les aplique un análisis de rentabilidad, de tal forma que su valor presente neto sea mayor o igual a cero ( $VPN \geq 0$ ) para que puedan llevarse a cabo. Estos proyectos manejan programas de desarrollo de campos, instalaciones comunes de producción, sistemas artificiales de explotación, evaluación de potencial, entre otros. Por su parte, los **proyectos con componentes operacionales** tienen inversión operacional y/o producción base. Estos proyectos - a diferencia de los anteriores - no se requiere de una análisis de rentabilidad para decidir si se realiza o no el proyecto (lo cual ya fue hecho anteriormente) únicamente para conocer el estado financiero del proyecto. Algunos programas de este tipo de proyectos son: mantenimiento de pozos, mantenimiento de infraestructura, mantenimiento de plataformas y capacitación y actualización. Los proyectos estratégicos incluyen gastos de exploración y los operacionales no, por lo que los estratégicos implican un mayor costo por unidad producida.

Un proyecto puede tener componentes estratégicos y operacionales. Es decir, cuando se realiza un proyecto estratégico se plantea la inversión de cada año para generar producción nueva, pero al mismo tiempo se generará producción (existente) por inversiones hechas anteriormente. De los 15 proyectos analizados únicamente el proyecto Desarrollo de Campos PEG La Central de la zona sur y el proyecto de exploración Burgos son proyectos totalmente estratégicos, el resto tiene componentes operacionales y estratégicos. **Figura 44.**

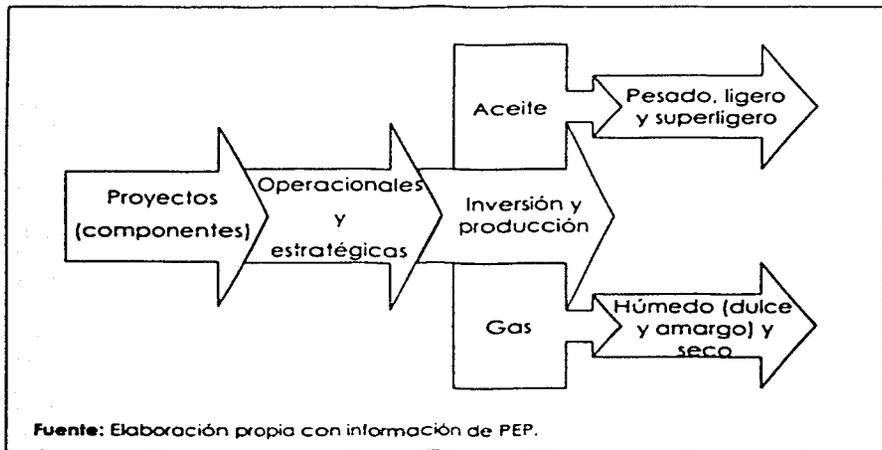


**Figura 44.** Producción nueva (incremental) y existente (base).

Cada proyecto maneja un tipo de crudo y/o gas. Hay tres tipos de aceite: el **aceite pesado**, petróleo crudo con densidad API<sup>32</sup> igual o inferior a 27°, la mayor parte de la producción de este tipo de petróleo crudo proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche; el **aceite ligero**, petróleo crudo con densidad API superior a 27° y hasta 38°, hay una

<sup>32</sup> API es una escala de densidad relativa estadounidense que mide la calidad del crudo.

producción muy alta de este tipo de petróleo también en la Sonda de Campeche y el **petróleo superligero** que es petróleo crudo con densidad API superior a 38°, se produce en yacimientos en las áreas mesozoicas de la Región Sur. Entre más ligero ó de mayor densidad sea el crudo tendrá mayor calidad. Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo: el maya (pesado), el istmo (ligero) y el olmeca (muy ligero). En esta investigación se manejan los conceptos de petróleo crudo del mercado nacional: pesado, ligero y superligero. En cuanto al gas hay dos tipos, el húmedo y el seco. A su vez, existe el gas húmedo dulce y el húmedo amargo. **Figura 45.**



**Figura 45.** Estructura de la base de información.

Cada uno de los productos mencionados tiene un precio pronosticado para cada año hasta el 2015. Estos pronósticos son utilizados por PEP en sus análisis económicos. El precio del crudo se mide en dólares por barril (dl/bl) y el del gas en dólares por millar de pie cúbico

(dl/mpc). Los costos de operación y mantenimiento se miden en unidades de dólar por barril de petróleo equivalente (dl/bpce).

Los indicadores que se toman para la medición entre los distintos resultados de un régimen y otro son: el valor presente neto (VPN), el valor presente de la inversión (VPI) y la tasa interna de retorno (TIR). Con el VPI se observará que los montos de inversión son los mismos en cada escenario aunque tengan una distribución distinta a lo largo del proyecto; con la TIR se verá la rentabilidad de cada régimen y permitirá compararlos sin ningún problema y, por último, con el VPN se conocerán los beneficios acumulados futuros en términos de un mismo año.

El año 2001 se utilizó como fecha de valuación para el cálculo de los valores presentes y la misma tasa de descuento que utiliza PEP en sus análisis, del 10%. Así como el mismo tipo de cambio, 10.1416 \$/dl.

Por último cabe agregar, que en la realización de los escenarios se manejan los siguientes **supuestos**:

- 1) Los análisis son realizados por proyectos
- 2) No existe endeudamiento
- 3) No se realiza aquél proyecto que resulte no rentable después del pago de impuestos

Estos supuestos son muy importantes para el entendimiento de los escenarios ya que con ellos se llegan a los resultados de oferta de hidrocarburos, tasas de rentabilidad, etc.

### 3.3 PROYECTOS DE INVERSIÓN ANTES DE IMPUESTOS

PEP realiza los análisis de rentabilidad de los proyectos antes del pago de impuestos. Esto solo lo hace para los proyectos con componentes estratégicos porque son los que generan producción nueva. Por lo tanto, al obtener los valores presente de los flujos de efectivo (VPN), se requiere que únicamente los VPN de los proyectos estratégicos sean positivos, de lo contrario no convendrá su inversión. Esto no es necesario para los proyectos con componentes operacionales porque el análisis de rentabilidad fue hecha anteriormente, estos proyectos simplemente implican una inversión para continuar con la producción que se ha venido generando año tras año.

Al analizarse la base de información se obtienen los flujos de efectivo, resultando todos los proyectos rentables. Sin el pago de impuestos y con una inversión en valor presente de 123,780 millones de pesos (mmdp) la empresa obtendrá un rendimiento de 308,393 mmdp por los nuevos proyectos, es decir, el retorno de la inversión será de 2.5 veces ( $VPN/VPI=2.5$ ). Y una tasa interna de retorno (TIR) promedio del 85% en los siguientes quince años. **Tabla 13**. Después de cubrir los costos la empresa obtendrá una utilidad neta de 43,602 mmdp. **Tabla 14**. Y bajo un precio promedio del crudo de 17.36 dl/bl y de 3.57 dl/mpc para el gas, sin pago de impuestos, PEP producirá 593 mbd y 1,439 mmpcd. **Tabla 15**. Estos serán los resultados si fuese el caso en que no se cobrasen impuestos a la empresa.

Se pretende con estos datos mostrar los resultados de las inversiones de los proyectos en caso de no existir ninguna barrera que distorsione su realización como una alta carga fiscal, recursos de inversión insuficientes, entrada de nuevos participantes en la rama upstream, etc.

Cap. 3 Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP

**Tabla 13**  
**Análisis de rentabilidad de PEP antes de impuestos**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Región	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	2,892.24	642.85	93.5
AYIN	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR.	18,958.93	3,326.12	74.7
CAMPECHE PONIENTE	MSO	ABKATUN	EXPLOR.	17,030.84	23,077.78	27.9
DES. ADIC. DE CHUC	MSO	POL-CHUC	EXPLOR.	6,446.67	182.43	294.7
DES. DE C. PEG CENTRAL	SUR	CINCO PRESIDENTES	EXPLOR.	57.40	271.24	15.5
INT. AMATILAN-P-I-V.	NORTE	POZA RICA	EXPLOR.	22,911.45	7,153.39	80.5
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR.	23,432.49	12,601.10	32.9
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	5,672.75	9,328.86	20.4
JUJO-TECOMINOACAN	SUR	JUJO-TECOMINOACAN	EXPLOR.	23,889.20	5,459.20	118.4
KU-MALOOB-ZAAP	MNE	KU-MALOOB-ZAAP	EXPLOR.	87,188.06	21,285.37	55.1
OCH-UECH-KAX	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR.	3,946.63	588.16	202.2
P. BURGOS (EXPLOR.)	NORTE	BURGOS	EXPLOR.	34,307.90	12,323.35	54.2
P. BURGOS	NORTE	BURGOS	EXPLOR.	25,411.74	9,753.01	113.2
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	SUR	SAMARIA-SITIO GRANDE	EXPLOR.	34,780.73	12,809.83	68.9
SARDINA	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	1,840.92	4,601.66	16.8
<b>SUMA O PROMEDIO</b>				<b>308,747.95</b>	<b>123,404.37</b>	<b>84.6</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

**Tabla 14**  
**Estado de resultados de PEP sin considerar el pago de impuestos**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	10,274.64	3,385.01	6,889.64
AYIN	26,510.29	5,325.06	23,185.23
CAMPECHE PONIENTE	47,739.19	27,255.99	20,483.20
DESARROLLO ADICIONAL DE CHUC	53,397.29	5,722.56	47,674.73
DESARROLLO DE CAMPOS PEG LA CENTRAL	574.04	483.78	90.26
INTEGRAL AMATILAN-PROFETA-TZAPOTEMPA-VINAZCO	52,285.38	26,471.89	25,813.50
INTEGRAL PEG CRUDO LIGERO MARINO (EXPLORATORIA)	42,343.04	15,615.14	26,727.90
INTEGRAL PEG TAMPICO MISANTLA SUR DE BURGOS	22,292.67	15,707.11	6,585.56
JUJO-TECOMINOACAN	89,704.76	17,708.82	71,995.93
KU-MALOOB-ZAAP	238,574.80	47,638.02	190,936.78
OCH-UECH-KAX	22,908.97	3,563.64	19,345.33
PROYECTO BURGOS (EXPLORACIÓN)	55,836.24	18,086.93	37,749.31
PROYECTO BURGOS	79,974.61	19,331.78	60,642.83
PROYECTO INTEGRAL COMPLEJO ANTONIO J. BERNUDEZ	151,000.02	35,057.99	115,942.03
SARDINA	7,763.95	7,789.74	-25.79
<b>SUMA O PROMEDIO</b>	<b>903,179.90</b>	<b>249,143.44</b>	<b>43,602.43</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Nota: Para obtener el valor de los ingresos brutos se utilizó el tipo de cambio de 10.1416 \$/cl

**Tabla 15**  
**PEP: Análisis de rentabilidad antes de impuestos**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de crudo (mbd)	Producción de gas (mmpcd)	Precio del crudo (dt/bf)	Precio del gas (dt/mpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	6	16	20.22	3.56
AYIN	SUPERLIGERO	AMARGO	23	6	21.74	3.56
CAMPÉCHE PONIENTE	PESADO	AMARGO	47	34	15.95	3.56
DES. ADIC. DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20.22	3.56
DES. DE C. PEG CENTRAL	LIGERO	DULCE	-	3	20.22	3.63
INT. AMATILAN-P-T-V	SUPERLIGERO	DULCE	32	72	21.74	3.63
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR)	LIGERO	AMARGO	17	123	20.22	3.56
INT. PEG TAMP. M S DE B	LIGERO	AMARGO	-	118	20.22	3.56
JUJO-TÉCOMINOAC AN	SUPERLIGERO	AMARGO	61	78	21.74	3.56
KU-MALOOB-ZAAP	PESADO	AMARGO	241	102	15.95	3.56
OCH-UECH-KAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	28	21.74	3.56
P. BURGOS (EXPLOR)	ND	AMARGO	-	293	0.00	3.56
P. BURGOS	ND	DULCE	-	370	0.00	3.63
P. INT. COMPLEJO A J B	LIGERO	AMARGO	107	146	20.22	3.56
SARDINA	LIGERO	AMARGO	6	4	20.22	3.56
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>593</b>	<b>1,439</b>	<b>17.36</b>	<b>3.57</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Nota: Si se desea obtener los ingresos brutos a partir de estos datos debe de considerarse que la producción de crudo y gas es diaria y tomar en cuenta los quince años. También hay que considerar que los datos no darán el resultado exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizadas. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se requiere realizar lo siguiente:

$$YB = \{[(\text{Prod. crudo} \cdot 365 \cdot 15 \cdot \text{Precio. crudo}) + (\text{Prod. gas} \cdot 365 \cdot 15 \cdot \text{Precio. gas})] \cdot 10.1416\} / 1000$$

### 3.4 PRIMER ESCENARIO: RÉGIMEN FISCAL ACTUAL PARA PEP 2001-2015

Pensemos en una situación en la que dentro de los próximos quince años continuamos con las mismas leyes en materia de hidrocarburos, por lo que PEP continúa siendo el único oferente de crudo y gas. También supongamos que el régimen fiscal de PEP se mantiene inalterado y que la empresa únicamente obtiene recursos presupuestales y no por endeudamiento.

En el capítulo 2 se dio a conocer la estructura del actual sistema fiscal de PEP, el cual cubre distintas tasas impositivas; el DEP de 52.3%, el DEEP de 25.5% y el DAEP de 1.1%, (sin considerar la carga fiscal sobre ingresos excedentes, el ARE), es decir, una tasa del 78.9% sobre las utilidades. Dicha tasa en realidad termina siendo del 92%. Tabla 5. Apartado 1.2. Esto es porque en la Ley de ingresos se establece que PEMEX debe cubrir el 60.8% de los ingresos brutos (derecho sobre hidrocarburos, DSH), pero los organismos subsidiarios PGPB, PP y PR no lo alcanzan a cubrir por tener pérdidas en sus resultados (la Ley de Ingresos establece que si hay pérdidas no se cobrarán impuestos) y, finalmente, PEP es el organismo que cubre el monto restante variando las tasas del DEP y del DEEP hasta cumplir con el 60.8%. Esto conlleva a que PEP pague en promedio casi el 68% de sus ingresos brutos (el 67.3% - Tabla 4. Apartado 1.2 -). Por consiguiente, para aplicar el régimen actual sobre la muestra de proyectos se utiliza la tasa real promedio de impuestos sobre ventas brutas de PEP que se ha aplicado desde el surgimiento del actual régimen fiscal (1994), del 68%.

Si se continúa utilizando el mismo régimen fiscal para PEP y se realiza la inversión solicitada, 123,780 mmdp, ni siquiera habrá un

retorno por esa misma cantidad, sino que se tendrán pérdidas (VPN = - 55,293 mmdp) y como se supone que PEP únicamente obtiene recursos del gobierno y no se endeuda, once de los quince proyectos nuevos dejan de ser rentables y, por lo tanto, no se realizarán.

Únicamente los proyectos más rentables podrán desarrollarse bajo este escenario y solo si la empresa se endeuda o disminuye su carga fiscal se realizará el resto de los proyectos. En cuanto a la TIR promedio, no resulta conveniente compararla con la descrita anteriormente (85%) porque únicamente toma a los proyectos más rentables. **Tabla 16.**

Proyecto	Región	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOT.	- 372.75	642.85	
AYIN	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT.	1,322.79	3,326.12	14.1
CAMPECHE PONIENTE	MSO	ABKATUN	EXPLOR.	- 15,434.24	23,077.78	
DES. ADIC. DE CHUC	MSO	POL. CHUC	EXPLOT.	1,123.95	182.43	30.3
DES. DE C. PEG CENTRAL	SUR	CINCO PRESIDENTES	EXPLOT.	- 308.77	271.24	
INT. AMATILAN-P.T.V	NORTE	POZA RICA	EXPLOT.	- 12,512.23	7,153.39	
INT. PEG C.L.M. [EXPLOR.]	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR.	- 5,363.20	12,601.10	
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	- 9,488.70	9,328.86	
JUJO-TECOMINOACAN	SUR	JUJO-TECOMINOACAN	EXPLOT.	- 425.26	5,459.20	
KU-MALOOB-ZAAP	MNE	KU-MALOOB-ZAAP	EXPLOT.	- 1,273.58	21,285.37	
OCH-UECH-KAY	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT.	544.49	588.16	24.3
P. BURGOS (EXPLOR.)	NORTE	BURGOS	EXPLOR.	- 3,663.17	12,373.35	
P. BURGOS	NORTE	BURGOS	EXPLOT.	860.03	9,753.01	12.7
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	SUR	SAMARIA-SIHO GRANDE	EXPLOT.	- 5,534.92	12,809.83	
SARDINA	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	- 4,391.82	4,601.66	
<b>SUMA O PROMEDIO</b>				<b>- 54,917.37</b>	<b>123,404.37</b>	<b>20.3</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Bajo este esquema el gobierno obtendrá recursos por 301,874 mmdp y la empresa de 62,430 mmdp. Aquí hay que destacar que aunque algunos proyectos no serán rentables, si generarán ingresos porque se seguirá generando producción estratégica. **Tabla 17.** Y con un precio del crudo

promedio<sup>1</sup> de 20.44 dl/bl se producirán 285 mbd y con un precio promedio del gas de 3.58 dl/mpcd se producirán 651 mmpcd. **Tabla 18.** Es decir, que la oferta disminuye en gran medida. **Figuras 46 y 47.**

**Tabla 17**  
**Estado de resultados de PEP con régimen fiscal actual**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Unidad antes de impuestos (mmdp)	Impuestos (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	5,251.82	1,608.56	3,643.26	3,571.24	72.03
AYIN	28,510.29	5,325.06	23,185.23	19,387.00	3,798.23
CAMPECHE PONIENTE	-	558.50	558.50	-	558.50
DES. ADIC. DE CHUC	53,397.29	5,722.56	47,674.73	36,310.16	11,364.57
DES. DEC. PEG CENTRAL	-	-	-	-	-
INT. AMATILAN-P.T.V.	195.31	299.74	104.44	132.81	237.24
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	-	307.95	307.95	-	307.95
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	-	587.35	587.35	-	587.35
JUJO-TECOMINOACAN	53,819.30	8,647.73	45,171.56	36,597.12	8,574.44
KU-MALOOB-ZAAP	108,487.72	15,586.34	92,901.38	73,771.65	19,129.73
OCH-UECH-KAX	22,908.97	3,563.64	19,345.33	15,578.10	3,767.23
P. BURGOS (EXPLOR.)	-	1,221.72	1,221.72	-	1,221.72
P. BURGOS	79,974.61	19,331.78	60,642.83	54,382.74	6,260.09
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	91,386.66	14,985.33	76,401.34	62,142.93	14,258.41
SARDINA	-	1,881.66	1,881.66	-	1,881.66
<b>SUMA</b>	<b>443,931.98</b>	<b>79,427.92</b>	<b>344,304.06</b>	<b>301,873.75</b>	<b>62,430.31</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.  
Nota: Para obtener el valor de los ingresos brutos se utilizó el tipo de cambio de 10 1416 \$/dl

Bajo este escenario el costo unitario promedio es de 16.5 dl/bl, donde 5.6 dl forman el costo de producción y 10.9 dl el costo fiscal. Y el costo unitario promedio del gas es de 4.07 dl/mpcd, formado por 1.34 dl de costo de producción y 2.7 dl de costo fiscal. **Tabla 19.**

Por lo tanto, el régimen actualmente aplicado a PEP ocasiona que las inversiones realizadas en exploración y producción de hidrocarburos no sean rentables y obliga a la empresa a obtener recursos mediante el endeudamiento. **Figura 48.** El régimen actual únicamente tiene objetivos recaudatorios más no de eficiencia (Un **régimen eficiente** es aquél que

<sup>1</sup> Aquí se tienen que considerar que el promedio del precio del crudo y/o gas varía para cada escenario debido a que en el promedio solo se toman en cuenta los proyectos económicamente posibles con tal escenario.

permite obtener un monto igual a la renta petrolera. Esto se puede lograr si cumple los criterios internacionales de evaluación).

**Tabla 18**  
**Producción y precios de PEP con régimen fiscal actual**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de aceite (mbd)	Producción de gas (mmcpd)	Precio del crudo (dl/bf)	Precio del gas (dl/mpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	3	11	20.22	3.56
AYIN	SUPERLIGERO	AMARGO	7.5	6	21.74	3.56
CAMPECHE PONIENTE	PESADO	AMARGO				
DES ADIC DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20.22	3.56
DES DEC PEG CENTRAL	LIGERO	DULCE				
INT. AMATILAN P.T.V	SUPERLIGERO	DULCE	6.1	0.3	21.74	3.63
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR)	LIGERO	AMARGO				
INT. PEG TAMPA M. S. DE B	LIGERO	AMARGO				
JUJO TECOMINOACAN	SUPERLIGERO	AMARGO	36	46	21.74	3.56
KU MALOOB-ZAAP	PESADO	AMARGO	104	50	15.95	3.56
OCTLUCH-KAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	28	21.74	3.56
P. BURGOS (EXPLOR)	ND	AMARGO				
P. BURGOS	ND	DULCE		370		3.63
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	LIGERO	AMARGO	63	92	20.22	3.56
SARDINA	LIGERO	AMARGO				
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>285</b>	<b>651</b>	<b>20.44</b>	<b>3.58</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.  
Nota: Si se desea obtener el ingreso bruto a partir de estos datos, el resultado no será exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizadas. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se realiza lo siguiente:  
 $YB = [(Prod. crudo * 365 * 15 * Precio. crudo) + (Prod. gas * 365 * 15 * Precio. gas)] * 10.1416 / 1000$

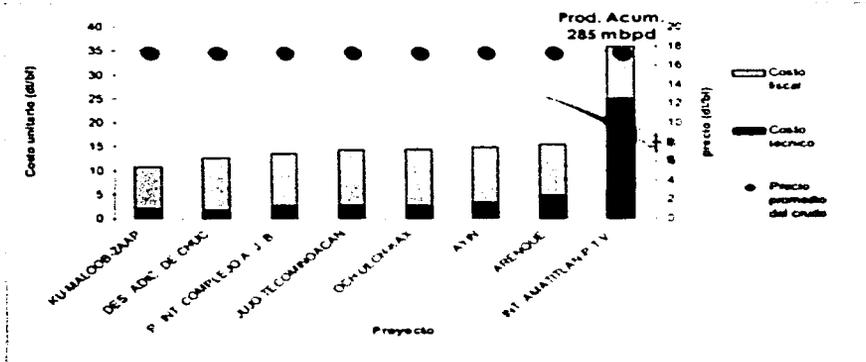


Figura 46. Oferta de crudo con régimen fiscal actual de PEP. Valor presente 2001.

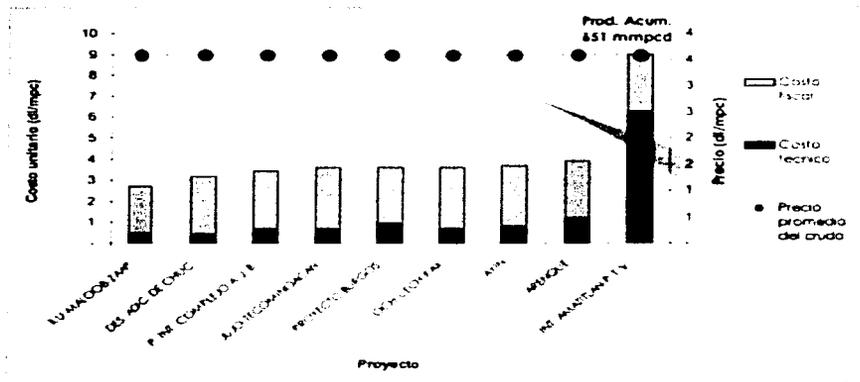


Figura 47. Oferta de gas con régimen fiscal actual de PEP. Valor presente 2001.

**Tabla 19**  
**Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con régimen fiscal actual**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Costo unitario del aceite (dl/bi)	Costo unitario del gas (dl/mpc)	Costo de producción unitario del aceite (dl/bi)	Costo de producción unitario del gas (dl/mpc)	Costo fiscal unitario del aceite (dl/bi)	Costo fiscal unitario del gas (dl/mpc)
ARENQUE	15.51	3.88	4.82	1.20	10.70	2.67
ATIN	14.80	3.70	3.19	0.80	11.61	2.90
CAMPECHE PONIENTE						
DES ADIC DE CRUC	12.74	3.18	1.73	0.43	11.00	2.75
DES DE C PEG CENTRAL						
INT AMAITILAN P-T-V	35.95	8.99	24.91	6.23	11.04	2.76
INT PEG C L.M. (EXPLOR)						
INT PEG TAMAP M S DE B						
JUJO-TECOMINOACAN	14.34	3.58	2.74	0.69	11.60	2.90
KU-MALOOB-2A-P	10.84	2.71	1.89	0.47	8.95	2.24
OCHI-UECH-KAX	14.47	3.62	2.89	0.67	11.77	2.94
P BURGOS (EXPLOR)						
P BURGOS		3.59		0.94		2.65
P INT COMPLEJO A J B	13.65	3.41	2.65	0.66	11.00	2.75
SARDINA						
PROMEDIO	16.54	4.07	5.58	1.34	10.96	2.73

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

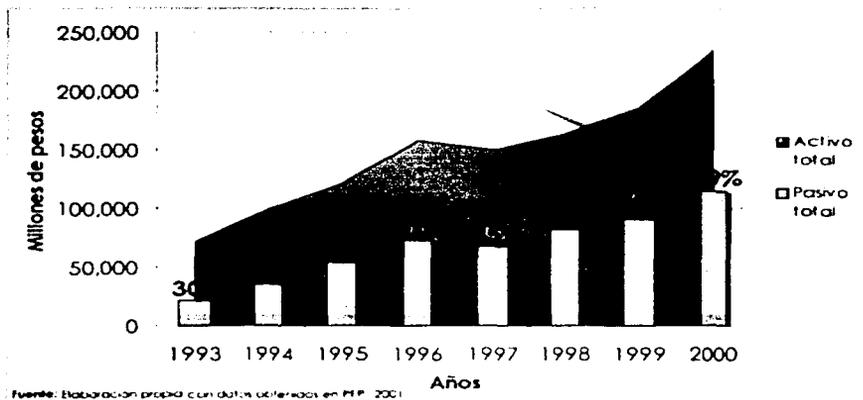


Figura 48. Endeudamiento de PEP. 1993-2000.

Por lo tanto, si se continúa utilizando el mismo régimen fiscal para PEP, el gobierno siempre obtendrá el 68% de los ingresos brutos de la empresa, pero no contribuirá a una mayor eficiencia en costos de la empresa, ésta necesitará endeudarse cada vez más, la oferta de crudo y gas se verá mermada y no se maximizarán los ingresos fiscales petroleros.

### 3.5 SEGUNDO ESCENARIO: NUEVO RÉGIMEN FISCAL PARA PEP 2001 - 2015

Ahora pensemos en una situación para los siguientes años en la que únicamente PEP explora y produce crudo y gas dado que las leyes constitucionales continúan siendo las mismas y no se permite la participación de empresas privadas en el ramo upstream. Pero si hay un régimen fiscal para PEP distinto. Esto es, por un lado, porque actualmente las autoridades han manifestado la urgente modificación de régimen y, por otro, los grandes problemas que presenta el régimen actual:

- a) El actual régimen fiscal de PEP genera ingresos fiscales petroleros por debajo de la media mundial (70% de PEP vs. 83% de los países del Medio Oriente y 75% del promedio mundial). Figura 19. Apartado 1.2.
- b) No contribuye a una mayor eficiencia en costos de la empresa. Figura 19. Apartado 1.2.
- c) No cumple con los criterios internacionales de evaluación fiscal: neutralidad, riesgos del inversionista, prueba de la tasa máxima, adaptabilidad, riesgos de la recaudación fiscal y dilemas de imposición. Figura 23. Apartado 1.3.
- d) El actual régimen fiscal de PEP no contribuye al crecimiento de la oferta petrolera y gasera de nuestro país porque limita de recursos a la empresa. Tabla 9. Figura 21. Apartado 1.3.

Además, el actual régimen no reconoce la renta petrolera, cobrándole a la empresa un monto mayor a ésta y no permitiéndole crecer.

Observando los obstáculos del actual régimen se ha pensado en una nueva alternativa de sistema fiscal que sea más eficiente. Al analizar los tres tipos de regímenes fiscales internacionales más frecuentes: los sistemas concesionarios, los contratos de producción compartida (CPC) y los contratos de riesgo (CSR), se encontró que los ingresos fiscales se mueven al igual que la renta petrolera porque la elasticidad de los ingresos fiscales respecto a los ingresos brutos es positiva, cuando el precio del crudo aumenta los ingresos fiscales también aumentan, y cuando disminuyen, los ingresos fiscales también disminuyen, permitiendo a la empresa obtener una ganancia independiente de los impuestos y derechos que paga, dejándola finalmente con un monto representado por la diferencia entre los ingresos brutos y la renta petrolera, pero nunca por un monto menor. Es decir, que *con la adaptabilidad o flexibilidad de los sistemas fiscales se contribuye a que el Estado obtenga un monto correspondiente a la renta petrolera.*

Al mismo tiempo, los tres sistemas incentivan la eficiencia en costos porque la elasticidad de la ganancia de la empresa respecto a los costos es negativa. Cuando disminuyen los costos, la ganancia aumenta, generando un incentivo a la minimización de costos.

Como estos sistemas son flexibles a cambios en los precios e incentivan la minimización de costos, se ha elegido una propuesta de régimen fiscal para PEP similar a los internacionales. En ellos se cobra una regalía sobre los ingresos brutos y un impuesto sobre los ingresos netos.

También es necesario considerar que Hacienda y el Congreso no aceptarán una propuesta de régimen en el que se obtenga una menor cantidad de recursos fiscales petroleros generados por el actual régimen, por lo que el nivel de las tasas impositivas se han fijado de forma que se

cumpla esto, es decir, un nuevo régimen que genere 301,874 mmdp de ingresos presupuestales resultantes del actual régimen (con la muestra de proyectos utilizada).

Existe otro aspecto importante para la elección de un nuevo régimen, la heterogeneidad de la producción, me refiero a los dos tipos de producción: la producción resultante de proyectos anteriores (operacionales) y de proyectos nuevos (estratégicos). Para incrementar la oferta de crudo hay que incentivar de alguna manera las inversiones nuevas.

Además, por otro lado, no hay que olvidar que México es un país importador de gas y que, además, se pronostica un incremento de la demanda de dicho hidrocarburo. El régimen puede tener elementos que incentiven la inversión en proyectos de gas y, principalmente, proyectos nuevos. Para lograr esto, el incentivo para los nuevos proyectos y en específico, los de gas, se realiza una escala de regalías similar a las utilizadas en los sistemas de concesión o a los contratos basados en el factor R, pero aquí en vez de que la regalía esté en función de los volúmenes de producción, está en función del tipo y del producto generado. **Figura 49.**

El lector aquí se preguntará el porque de las tasas con rangos tan grandes de 0.5% hasta 61.5%, la respuesta es que algunos proyectos son demasiado sensibles al pago de la regalía, me refiero a la producción de gas nuevo, si se le colocara una regalía mayor al 1%, algunos proyectos dejarán de ser rentables y, si la empresa no se endeuda, el proyecto no será llevado a cabo y la oferta de gas será menor. Y en cuanto a la regalía del crudo existente (de proyectos anteriores), estos presentan una regalía demasiado elevada porque pueden soportarlo, los proyectos del crudo existente no dejan de ser rentables con tal regalía.

Producto	Regalía (%)
Crudo de proyectos anteriores	61.5
Crudo de proyectos nuevos	14.5
Gas de proyectos anteriores	7.5
Gas de proyectos nuevos	0.5

- **Tasa impositiva del 15%** sobre los ingresos brutos netos de costos y el pago de la regalía.
- **Los costos de recuperación del 30%** sobre ingresos brutos.
- Continúa utilizándose el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes (**ARE**) por la flexibilidad.

**Figura 49.** Propuesta de régimen fiscal para PEP

Junto con el cálculo de las regalías se analizó una tasa impositiva, que junto con el pago de las regalías, genere los mismos recursos fiscales que el régimen actual. De esta manera se encontró que la mejor tasa impositiva sobre los ingresos brutos después de descontar los costos y la regalía, es del 15%. También se colocó un límite en la deducibilidad de los costos, conocido como *deducciones* en los sistemas concesionarios o como *costos de recuperación* en los contratos de producción compartida. Este límite fue del 30% porque los costos y gastos de PEP han estado en este nivel desde 1993. **Tabla 4.** Apartado 1.2.

En cuanto a los pagos sobre rendimientos extraordinarios que existe en el actual régimen, es decir, el aprovechamiento sobre rendimientos excedentes, el ARE, es un buen mecanismo porque capta las variaciones

de la renta petrolera por cambio en los precios y/o cantidades y, además, se adapta a los cambios en el precio, por lo que tal aprovechamiento puede continuar utilizándose. Este aprovechamiento no se analiza en el modelo presentado porque resulta muy difícil pronosticar los precios base del crudo que Hacienda fijará para los próximos años, ya que se fijan año con año en función de las expectativas y la situación mundial y del país.

Con el régimen fiscal planteado todos los proyectos son rentables. Con el mismo monto de inversión para los proyectos nuevos (con componentes estratégicos) que en el anterior escenario, 123,404 mmdp, se obtiene un VPN positivo, 211,404 mmdp y una tasa de retorno del 67.2%. **Tabla 20.** A lo que es lo mismo que la inversión retornará en 1.71 veces. Ante este régimen todos los proyectos serán rentables, la empresa podrá llevarlos a cabo y no tendrá que endeudarse.

Después de analizar todos los proyectos se obtuvo una cantidad similar a los ingresos fiscales del régimen actual, 303,966 mmdp, pero la empresa de ingresos se apropia de una mayor cantidad de recursos, siendo su utilidad neta de 417,248 mmdp. **Tabla 21.** Mientras que con el primer escenario se obtenía una utilidad neta de 62,430 mmdp. La oferta de crudo es mayor que lo obtenido con el régimen actual, pasando de 285 a 597 bpd y lo mismo con la oferta de gas, de 651 a 1465 mmpcd. **Tabla 22.** Es decir, que la oferta de crudo aumentará en 109% y la del gas en 125% en quince años. Los proyectos podrán ser realizados exitosamente sin que ninguno deje de ser rentable, tanto para crudo como para gas. **Figuras 50 y 51.**

**Tabla 20**  
**Análisis de rentabilidad de PEP con nuevo régimen fiscal**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Región	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOT.	1,924.73	642.85	67.8
ATIN	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT.	12,996.62	3,326.12	60.6
CAMPECHE PONIENTE	MSO	ABKATUN	EXPLOR.	7,813.45	23,077.78	19.6
DES. ADIC. DE CHUC	MSO	POI-CHUC	EXPLOT.	4,737.13	182.43	251.7
DES. DE C. PEG CENTRAL	SUR	CINCO PRESIDENTES	EXPLOT.	0.39	271.24	10.0
INT. AMATITLAN-P.T.V.	NORTE	POZA RICA	EXPLOT.	13,603.73	7,153.39	60.2
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR.	16,478.36	12,601.10	27.8
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	3,458.68	9,328.86	16.9
JUJO-TECOMINOACAN	SUR	JUJO-TECOMINOACAN	EXPLOT.	16,742.83	5,459.20	92.7
KU-MALOOB-ZAAP	MNE	KU-MALOOB-ZAAP	EXPLOT.	58,640.92	21,285.37	44.2
OCH-UECH-KAX	MSO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT.	2,865.55	588.16	149.6
P. BURGOS (EXPLOR.)	NORTE	BURGOS	EXPLOR.	28,119.71	12,323.35	48.8
P. BURGOS	NORTE	BURGOS	EXPLOT.	20,885.56	9,753.01	96.4
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	SUR	SAMARRA-SITIO GRANDE	EXPLOT.	23,124.91	12,809.83	52.1
SARDINA	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR.	11.60	4,601.66	10.1
<b>SUMA O PROMEDIO</b>				<b>211,404.16</b>	<b>123,404.37</b>	<b>67.2</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

**Tabla 21**  
**Estado de resultados de PEP con nuevo régimen fiscal**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Utilidad antes de impuestos (mmdp)	Impuestos (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	10,274.64	2,251.41	8,023.23	3,443.29	4,579.94
ATIN	28,510.29	3,906.69	24,603.61	8,368.98	16,234.63
CAMPECHE PONIENTE	47,739.19	23,636.28	24,102.91	10,334.30	13,768.61
DES. ADIC. DE CHUC	53,397.29	5,190.62	48,206.68	27,851.24	20,355.44
DES. DE C. PEG CENTRAL	574.04	271.24	302.80	77.78	225.02
INT. AMATITLAN-P.T.V.	52,285.38	7,453.13	44,832.26	11,627.74	33,204.52
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	42,343.04	12,909.05	29,433.99	7,957.46	21,476.53
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	22,292.67	9,916.21	12,376.47	2,782.41	9,594.06
JUJO-TECOMINOACAN	89,704.76	14,106.94	75,597.82	38,731.30	36,866.52
KU-MALOOB-ZAAP	238,574.80	36,871.72	201,703.08	97,328.13	104,374.95
OCH-UECH-KAX	22,908.97	3,263.20	19,645.77	10,466.14	9,179.63
P. BURGOS (EXPLOR.)	55,836.24	13,545.07	42,291.17	7,341.20	34,949.97
P. BURGOS	79,974.61	16,215.93	63,758.68	12,500.22	51,558.46
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	151,000.02	27,795.16	123,204.86	63,460.94	59,743.92
SARDINA	9,162.23	6,030.87	3,131.36	1,995.06	1,136.30
<b>SUMA</b>	<b>904,578.18</b>	<b>183,363.50</b>	<b>721,214.68</b>	<b>303,946.19</b>	<b>417,268.49</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Nota: Para obtener el valor de los ingresos brutos se utilizó el tipo de cambio de 10.1416 \$/d.  
En el concepto impuestos también se incluyen regalías.

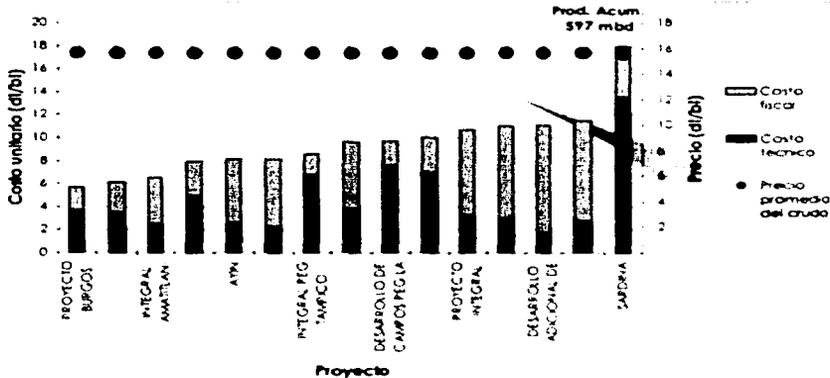
**Tabla 22**  
**Producción y precios de PEP con nuevo régimen fiscal**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de aceite (mbd)	Producción de gas (mmpcd)	Precio del crudo (dl/bl)	Precio del gas (dl/mpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	7	16	20.22	3.56
AYIN	SUPERLIGERO	AMARGO	23	6	21.74	3.56
CAMPECHE PONIENTE	PESADO	AMARGO	47	34	15.95	3.56
DES. ADC. DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20.22	3.56
DES. DE C. PEG CENTRAL	LIGERO	DULCE		3		3.63
INT. AMATILAN-P.I.V.	SUPERLIGERO	DULCE	32	72	21.74	3.63
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	LIGERO	AMARGO	17	123	20.22	3.56
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	LIGERO	AMARGO		118		3.56
JUJO-TECOMINOACAN	SUPERLIGERO	AMARGO	62	78	21.74	3.56
KU-MALOOB-ZAAP	PESADO	AMARGO	242	103	15.95	3.56
OCH-UECH-KAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	26	21.74	3.56
P. BURGOS (EXPLOR.)	ND	AMARGO		295		3.56
P. BURGOS	ND	DULCE		391		3.63
P. INT. COMPLEJO A J B	LIGERO	AMARGO	108	147	20.22	3.56
SARDINA	LIGERO	AMARGO	7	5	20.22	3.56
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>587</b>	<b>1,465</b>	<b>19.99</b>	<b>3.57</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Nota: Si se desea obtener el ingreso bruto a partir de estos datos, el resultado no será exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizadas. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se realiza lo siguiente:

$$YB = ((\text{Prod. crudo} * 365 * 15 * \text{Precio crudo}) + (\text{Prod. gas} * 365 * 15 * \text{Precio gas})) * 10 / 1.416 / 1000$$



**Figura 50.** Oferta de crudo con nuevo régimen fiscal para PEP. Valor presente 2001.

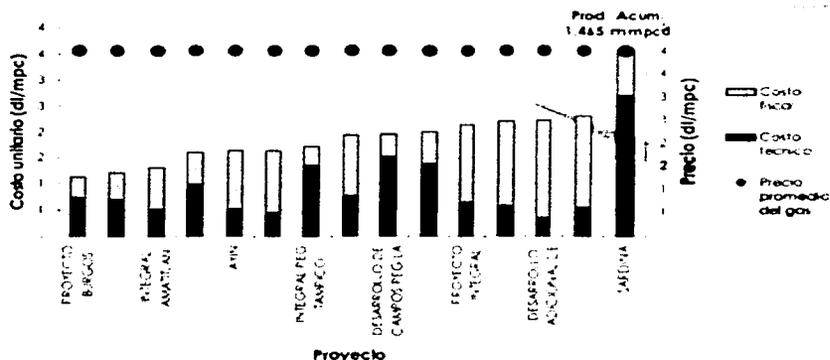


Figura 51. Oferta de gas con nuevo régimen fiscal para PEP. Valor presente 2001.

En cuanto a los costos, el costo total unitario de la producción de aceite será de 8.60 dl/bl y de gas 2.15 dl/mmpcd (siendo el 48% costo técnico y el 52% costo fiscal) mientras que con el régimen actual, el costo unitario será de 16.5 dl/bl y para el crudo de 4.07 dl/mmpcd. **Tabla 23.** Por lo que con este nuevo sistema fiscal PEP sería más eficiente en costos que con el régimen actual.

Sabemos que el actual régimen fiscal genera ingresos fiscales petroleros por debajo de la media mundial, con esta propuesta de régimen en quince años se generarán los mismos ingresos fiscales que con el régimen actual, sin embargo, como la propuesta permite el crecimiento de la oferta de crudo y gas, se generarán mayores ingresos brutos año tras año, lo que significa, mayores ingresos presupuestales petroleros futuros para el país.

**Tabla 23**  
**Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con nuevo régimen fiscal**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Costo unitario del aceite (dl/bl)	Costo unitario del gas (dl/mpc)	Costo de producción unitario del aceite (dl/bl)	Costo de producción unitario del gas (dl/mpc)	Costo fiscal unitario del aceite (dl/bl)	Costo fiscal unitario del gas (dl/mpc)
ARENQUE	8.71	2.18	3.44	0.86	5.27	1.32
AYIN	7.35	1.84	2.34	0.58	5.01	1.25
CAMPÉCHE PONIENTE	9.04	2.26	6.29	1.57	2.75	0.69
DES. ADIC. DE CHUC	10.01	2.50	1.57	0.39	8.44	2.11
DES. DE C. PEG CENTRAL	8.79	2.20	6.83	1.71	1.96	0.49
INT. AMATITLAN-P-T-V	5.91	1.48	2.31	0.58	3.60	0.90
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR.)	7.20	1.80	4.45	1.11	2.75	0.69
INT. PEG TAMP. M. S. DE B	7.77	1.94	6.07	1.52	1.70	0.43
JUJO-TECOMINOACAN	9.94	2.48	2.65	0.66	7.28	1.82
KU-MALOOB-ZAAP	7.38	1.85	2.03	0.51	5.35	1.34
OCH-UECH-KAX	10.38	2.59	2.47	0.62	7.91	1.98
P. BURGOS (EXPLOR.)	5.13	1.28	3.33	0.83	1.80	0.45
P. BURGOS	5.54	1.38	3.16	0.79	2.38	0.59
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	9.66	2.41	2.94	0.74	6.71	1.68
SARDINA	16.18	4.04	12.16	3.04	4.02	1.01
<b>PROMEDIO</b>	<b>8.60</b>	<b>2.15</b>	<b>4.14</b>	<b>1.03</b>	<b>4.46</b>	<b>1.12</b>

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Así también, como el gobierno le permitirá a la empresa apropiarse de una ganancia mayor, la empresa disminuirá sus niveles de endeudamiento, podrá incrementar sus inversiones y adquirir mayor tecnología y conocimiento, lo que contribuirá a ser más eficiente en costos.

Haciendo una comparación de los criterios internacionales de evaluación fiscal entre este sistema y el actual, se encuentra que el nuevo régimen actúa de forma *neutral* porque la empresa puede tener una mayor certeza de sus ingresos futuros, ya que conocerá realmente el pago fiscal que tendrá que realizar, pues las tasas no son variables, ni dependerá de los resultados de las otras subsidiarias, como ha venido ocurriendo.

La parte del nuevo régimen que no tiene neutralidad, pero que actúan de manera positiva, son las participaciones diferentes de regalías:

la regalía sobre el crudo es mayor que para el gas, con lo que se incentiva la producción de gas y la regalía para los proyectos nuevos es mayor que la de los proyectos anteriores, para así incentivar las nuevas inversiones.

El régimen será estable pues no existirá la necesidad de realizar cambios inesperados porque cumple con los demás criterios.

El sistema pasa el criterio de evaluación de *riesgos del inversionista* porque hace una distinción entre los proyectos más rentables y menos rentables. Por ejemplo para el caso del proyecto de crudo nuevo, Desarrollo de campos PPEG La Central, éste tiene una TIR de 10% y se le cobra una regalía pequeña, del 14.5% o el proyecto Integral PEG Crudo Ligero Marino, que tiene una TIR de 27.8% con gran parte de producción existente, se le cobra una regalía de 61.5%. Exige un pago menor de impuestos en los proyectos cuyo riesgo es más elevado, por lo tanto, se cumple con este criterio.

El criterio de *la tasa máxima* pareciese ser que no se cumple porque la tasa máxima es del 61.5% (sobre la producción de crudo existente) ya que la regalía promedio internacional oscila entre 0 y 20%, por lo que parece ser alta, sin embargo, es un porcentaje de regalía que se aplica únicamente sobre las producciones de aceite existente y no sobre las producciones nuevas, por lo que no desincentivará a las nuevas inversiones. Además la tasa impositiva que se cobra en esta propuesta es del 15% mientras que en sistemas internacionales se encuentra entre 25 y 85%. Por lo que podríamos decir que esta medida de evaluación si se cumple.

En cuanto a la *adaptabilidad*, como se mencionó antes, es totalmente adaptable o flexible, porque no habrá necesidad de modificar ia

participación de las regalías o de la tasa impositiva para que cuando los precios de los hidrocarburos varíen, también lo hará el ingreso fiscal.

En cuanto a los *riesgos de la recaudación fiscal*, ésta estará en función de las expectativas del Estado sobre los precios y cantidades vendidas. Pero con este sistema habrá un grado mayor de certeza sobre los recursos fiscales petroleros futuros porque las tasas impositivas no variarán como ocurre con el sistema actual, en donde se plantea una tasa promedio del 60.8% de los ingresos brutos y termina siendo del 70%.

Dado que el actual sistema fiscal cumple con el criterio de *rezago en la recaudación fiscal* puede seguirse utilizando la forma en que se hacían los pagos al gobierno **Figura 22**. Apartado 1.3.

El nuevo régimen se planteó de forma en que las tasas impositivas sean consistentes con la neutralidad y la máxima recaudación, por lo que no existen *dilemas de imposición*.

La **administración y legislación** consiste en la facilidad con que se puede aplicar un impuesto. No podrán existir dificultades para su aplicación siempre y cuando se tenga la suficiente información sobre el monto y tipo de producción, así como el tipo de hidrocarburo, ya que son tasas impositivas simples.

Y a diferencia del régimen actual este régimen expandirá la oferta de crudo y gas, todos los proyectos podrán ser realizados.

Otro mecanismo que podría emplearse (que no se incluye en la propuesta) es un incentivo a la inversión de manera en que se permitiera a la empresa la recuperación de un porcentaje de sus costos. Por ejemplo, en Túnez y Perú, el gobierno le permite a las empresas

recuperar el 50% de sus costos o en Mauritania, con los joint ventures, a la empresa también se le permite recuperar el 50%, pero únicamente de sus costos exploratorios. O el caso de Rusia, donde el gobierno permite la recuperación de todos los gastos de desarrollo. Este mecanismo puede emplearse deduciendo del pago fiscal, determinado porcentaje de los costos o cierta cantidad de producto, ya sea en términos absolutos o por pozo producido.

Por último cabe agregar que aunque con el régimen actual y el nuevo régimen se pueden obtener la misma cantidad de recursos, habrá que sacrificar parte de los recursos actuales por recursos futuros. Es decir, para el año 2001 con el régimen actual se obtendrán 56,819 mmdp mientras que con el régimen actual 37,613 mmdp, para el 2002 48,583 mmdp con el régimen actual y 34,103 mmdp con la propuesta y así sucesivamente. Es decir, las recaudaciones serán menores con el régimen actual que con el nuevo. **Figura 52.**

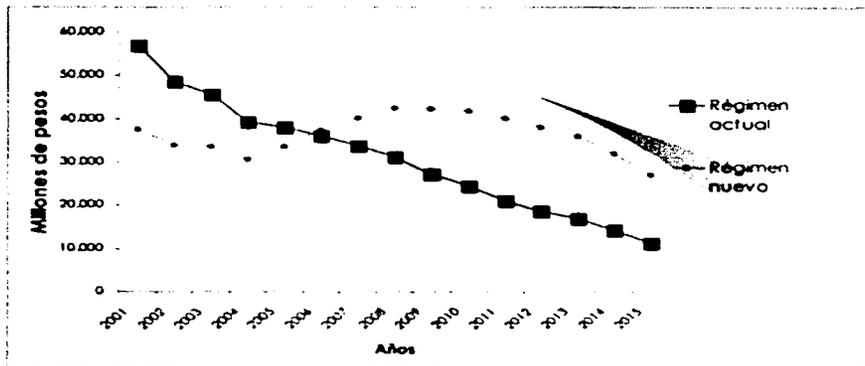


Figura 52. Comparación de ingresos fiscales de PEP entre el régimen actual y el nuevo. 2001-2015.

*Por lo tanto, con el régimen fiscal propuesto e gobierno obtendrá mayores ingresos fiscales, se cumplirá con los criterios internacionales de evaluación, contribuirá a una mayor eficiencia en costos de la empresa e incrementará la oferta de hidrocarburos, principalmente de gas.*

### 3.6. TERCER ESCENARIO. RÉGIMEN FISCAL PARA PEM EN CASO DE APERTURA EN EL RAMO UPSTREAM 2001-2010

Es totalmente evidente la apertura del sector en todo el mundo, tal y como se describe anteriormente. No cabe que exista todavía el desarrollo de su industria petrolera en una única empresa estatal abida sus puertas a compañías internacionales. Venezuela que concierne con contratos operativos para incrementar las inversiones en los campos marginales, a abierto a las compañías extranjeras la exploración y explotación de sus hidrocarburos. Brasil ha logrado una buena organización entre la participación estatal y la privada desde 1990. Estos ejemplos implicaron la gran tendencia de la adopción de nuevas formas de organización petrolera entre empresas estatales y privadas, en su mayoría extranjeras.

México, por su parte, no ha permitido la participación de nuevas empresas en el ramo upstream, sin embargo, varios sectores de gran importancia, la Secretaría de Energía y el propio director de PEMEX, ya han solicitado la entrada de inversiones privadas en la industria del gas. Lo que muestra un posible cambio en la organización de la industria petrolera mexicana.

Por otra parte, hasta ahora México ha sido un país exportador de crudo pero también es un país importador de gas, lo que genera un grado de dependencia extrema. Esta, unida a la futura demanda creciente de gas crea la necesidad inmediata de incrementar las tecnologías en la producción de gas y si no hay recursos internos se tendrán que buscar países como es el caso de Canadá, el Golfo Pérsico.

Varias organizaciones internacionales (OIEA, OCDE, BID, etc.) que se han centrado en el estudio de la industria petrolera y el gas en México.

(distribución y transporte), El Financiero 5 de noviembre de 2001). Pero, como vimos en el caso venezolano, donde se permitió la contratación de "acuerdos operativos" con empresas extranjeras, éstos iniciaron con la finalidad de incrementar la inversión en campos marginales y, actualmente, la mayor participación es de las empresas privadas. O como el caso de Noruega, que inició su apertura petrolera con pequeñas licencias y ahora el Estado controla únicamente el 30% de la producción (desde la licencia 13").

Por esta tendencia de apertura se ha planteado en esta investigación un tercer escenario en el cual hay nuevos participantes en la industria petrolera.

Supongamos que el Congreso realiza modificaciones en las leyes constitucionales -que hasta ahora no han permitido la elaboración de contratos, ni repartición de ganancias ni de producto en la industria petrolera -, de forma que se permita la participación privada. Es decir, un cambio legal similar al noruego en noviembre de 1996 con "The Petroleum Act" o en Venezuela en los años noventa con la modificación del artículo 5°. Con esta modificación, nuevas compañías petroleras participarán en el ramo upstream, pero se requerirá un nuevo régimen fiscal para las actividades de exploración y explotación porque con el régimen actual la participación de la empresa petrolera (PEP) es de 8%, mientras que el promedio mundial se encuentra en el 30% Tabla 12. Figuras 27 y 28. Apartado 1.4. Con el régimen actual no se incentivarán nuevas inversiones.

Supongamos también que PEP continúa siendo estatal, como ha ocurrido en Noruega, a pesar de la entrada de un gran número de empresas petroleras extranjeras (y privadas nacionales), la única empresa petrolera nacional, STATOIL, continuó (y continúa) siendo estatal.

Se tendrá que aplicar un régimen similar a PEP y a las empresas privadas, por una lado, para incentivar la participación privada y, por otro, para no perjudicar a la empresa estatal (quizá podría otorgarse algunos incentivos a la empresa nacional como una tasa impositiva menor o una mayor cantidad de barriles deducibles de impuestos).

Al permitirse la exploración y producción de otras compañías pueden existir varias formas de reorganización. Las más frecuentes en el mundo son: la transferencia de la propiedad, como en Estados Unidos; repartición del producto final, Venezuela o Indonesia, o repartición de las ganancias, en Filipinas. Me refiero a los tres tipos de sistemas fiscales internacionales: sistemas concesionarios, contratos de producción compartida (CPC) y contratos de servicio de riego (CR) (estos tres sistemas se adaptan al monto correspondiente a la renta petrolera). Por lo tanto, este escenario lo hemos dividido en tres partes.

1) La posibilidad de adoptar un **sistema fiscal concesionario**. Éste parece estar muy alejado porque en México existe un nacionalismo muy elevado y el uso de la propiedad privada se maneja con mucho cuidado, principalmente lo referente a recursos petroleros. Pero, por otra parte, es el sistema que prevalece en Estados Unidos y dada la gran influencia de este país sobre el nuestro, si se permitiera la entrada de compañías extranjeras, las estadounidenses serían las más interesadas en invertir en México por varios factores, entre ellos la ubicación. Por lo que vale la pena analizar este posible escenario.

Los **supuestos** son los siguientes.

- Las leyes constitucionales permiten la participación de nuevas empresas petroleras privadas, nacionales e internacionales.
- Se aplica el régimen similar al concesionario.

*Cap. 3 Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP*

- Hay transferencia de la propiedad privada.
- PEP continúa siendo estatal y realizando su plan de inversiones (muestra de proyectos analizada).
- PEP tiene la capacidad tecnológica y organizativa para competir con otras empresas.
- No hay endeudamiento. PEP únicamente tiene recursos gubernamentales.

El régimen que se le aplicará a PEP y a las compañías petroleras extranjeras tiene que cubrir tres requisitos principales:

- a) Tasas impositivas similares a las extranjeras para incentivar la inversión extranjera.
- b) No perjudicar a la empresa estatal, PEP. Se busca que la gran mayoría de los proyectos sean rentables.
- c) Proporcionarle al gobierno - como mínimo -, la misma cantidad de ingresos fiscales petroleros que con el régimen actual.

Con estos tres objetivos se aplicó un régimen fiscal a PEP similar al concesionario. Como la mayoría de estos tipos de sistemas no tienen límite a las deducciones de los costos, no se colocó ningún límite a la deducibilidad de costos. La regalía internacional oscila entre el 0 y 20% y la tasa impositiva sobre ingresos netos (después de descontar la regalía y los costos deducibles) entre el 25 y 85%. Acorde a esto y tomando en cuenta que con el actual régimen fiscal el gobierno obtendrá 301,874 mmdp, se colocó una regalía de 15% y una tasa impositiva de 31%. Con lo que únicamente dos proyectos de PEP dejaron de ser rentables, PEG La Central y Sardina, con la misma inversión que en los escenarios anteriores, 123,404 mmdp, obteniéndose una tasa de retorno de 64.9%.

**Tabla 24.** Los ingresos fiscales finales, regalías más impuestos, serán de

302,544 mmdp y la utilidad neta de 349,546 mmdp. **Tabla 25.** La producción de PEP disminuirá un poco a lo largo de los quince años (-1.7% la producción de crudo y -2.3% la de gas) hasta 587 bpd de crudo y 1,432 mmpcd de gas. **Tabla 26.**

**Tabla 24**  
**Análisis de rentabilidad de PEP con régimen concesionario**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Region	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	1,489.72	642.85	61.8
AYIN	MISO	UICORAL DE TABASCO	EXPLOR	10,074.80	3,326.12	53.5
CAMPECHE PONIENTE	MISO	ASBATUN	EXPLOR	4,886.15	23,077.78	16.6
DES ADIC DE CHUC	SUP	POZUCHUC	EXPLOR	3,678.08	182.43	220.5
DES DE C PEG CENTRAL	SUP	CHICO PRESIDENTES	EXPLOR	64.97	271.24	
INT AMATILAN P.T.V	NORTE	POZARICA	EXPLOR	10,620.21	7,153.39	54.7
INT PEG C.L.M. (EXPLOR)	MISO	UICORAL DE TABASCO	EXPLOR	10,125.57	12,601.10	22.7
INT PEG TAMP. M.S. DE B	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	458.17	9,328.86	11.1
JUJO TECOMINOACAN	SUP	JUJO TECOMINOACAN	EXPLOR	12,906.80	5,459.20	81.9
KU-MALCOOB ZAAP	MIDE	KU-MALCOOB ZAAP	EXPLOR	45,587.64	21,265.37	40.2
OCHUECH-KAX	MISO	UICORAL DE TABASCO	EXPLOR	2,177.99	988.16	123.0
P. BURGOS (EXPLOR)	NORTE	BURGOS	EXPLOR	17,144.72	12,323.35	38.3
P. BURGOS	NORTE	BURGOS	EXPLOR	13,326.52	9,753.01	72.0
P. INT COMPLEJO A. J. B	SUP	SAMARIA SITO GRANDE	EXPLOR	17,876.89	12,809.83	48.0
SARDINA	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	382.75	4,601.66	
<b>SUMA O PROMEDIO</b>				<b>149,899.55</b>	<b>123,404.37</b>	<b>44.9</b>

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos en PEP 2001

**Nota:** Para obtener ingresos fiscales similares a los obtenidos con el régimen actual y para conservar las principales características de los regímenes concesionarios internacionales se colocó un límite a los costos deducibles de 100% regla del 15% y tasa impositiva del 31%.

Pero hay que tomar en cuenta que con la entrada de nuevas empresas aumentarán las inversiones y la producción también. Por lo que aquí no se podrá afirmar que la producción total disminuirá sino por el contrario. Por ejemplo, Noruega después de haber tenido un crecimiento promedio anual de 1992 a 1994 del 8% (INEGI, 2001), posterior a la licencia 14<sup>a</sup>. en 1995, tuvo un crecimiento en la producción para 1996 de 11.6% en la producción de crudo (y de 33% en gas natural) (IEA, Reviews - Norway, 1997), es decir, más de un 3% sobre la tasa de crecimiento promedio que venía generando antes del otorgamiento de licencias. O como el caso de Argentina, que incrementó su producción de 1990 a 1994 en 44.1%, es decir, más del 10% anual, del cual se le alude a la participación

privada el 55% de dicho incremento (Kozulj, R., 1995, p. 45). Por consiguiente, ante este escenario la producción total incrementará, pero los proyectos de PEP menos rentables se verán afectados. Tal y como se mencionó antes en el apartado 3.3, el sistema concesionario no incentiva la inversión en los proyectos más costosos. Lo que propiciará que la oferta de crudo y gas de PEP no se desarrolle a su potencial. **Figuras 53 y 54.**

**Tabla 25**  
Estado de resultados de PEP con régimen concesionario  
2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Regalo (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Utilidad antes de impuestos (mmdp)	Impuestos (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	10 274.64	1 541.20	3 385.91	5 348.44	1 658.02	3 690.42
AYIN	28 510.29	4 276.54	5 325.06	18 908.69	6 382.83	12 525.86
CAMPECHE PONIENTE	47 739.19	7 160.88	27 255.99	13 322.32	6 180.93	7 141.39
DES ADIC DE CHUC	53 397.29	8 009.59	5 722.56	39 665.14	12 296.19	27 368.95
DES DE C PEG CENTRAL						
INT ANATILAN P-1-V	52 285.38	7 842.81	26 471.89	17 970.69	5 666.85	12 303.84
INT PEG C LAM (EXPLOR)	42 343.04	6 351.46	15 615.14	20 376.45	8 263.53	12 112.92
INT PEG TAMP M S DE B	22 292.67	3 343.90	15 707.11	3 241.66	2 382.01	859.65
JUJO-TECOMANOCAN	89 764.76	13 455.71	17 708.82	58 540.22	18 147.47	40 392.75
KU-MALCOB-TAAP	238 574.80	35 786.22	47 638.02	155 150.56	48 096.67	107 053.89
OCH-UECH-LAJ	22 908.97	3 436.35	3 563.64	15 908.98	4 967.16	10 941.82
P-BURGOS (EXPLOR)	55 636.24	8 375.44	18 086.93	29 373.87	10 275.21	19 098.66
P-BURGOS	75 974.61	11 996.19	19 331.78	48 646.64	15 080.46	33 566.18
P-INT COMPLEJO A J B	151 000.02	22 650.00	35 057.99	93 292.02	28 920.53	64 371.50
SARDINA			1 881.66	1 881.66		1 881.66
SUMA O PROMEDIO	894 641.91	134 224.29	242 751.60	517 844.02	148 317.85	349 546.16

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP 2001

Nota: El tipo de cambio utilizado es de 10 1416 \$/dl. Para obtener ingresos fiscales similares a los obtenidos con el régimen actual y para conservar a los principales características de los regímenes concesionarios internacionales, se colocó un límite de costos deducibles del 100% regalo del 15% y tasa impositiva del 31%.

Pueden existir proyectos con costos en producción porque algunos incluyen programas que no implican producción como construcción de plataformas, perforación exploratoria, etc.

Con este régimen hay una mayor eficiencia en costos, el barril de petróleo crudo tendrá un costo promedio de 7.48 dl/bl y el gas de 1.87 dl/mmpe incluyendo el costo fiscal. **Tabla 27.**

El hecho de que se de transferencia de la propiedad obviamente no es un asunto así de simple, se trata de que los propietarios del recurso natural sean privados y se requiere de un estudio exhaustivo pero esto no

involucra este tema, simplemente aquí se plantea como una posible campo de acción.

**Tabla 26**  
**Producción y precios de PEP con régimen concesionario**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de aceite (mbd)	Producción de gas (mmpcd)	Precio del crudo (dl/bf)	Precio del gas (dl/mmpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	6	16	20 22	3 56
ATIN	SUPERLIGERO	AMARGO	73	6	21 74	3 56
CAMPECHE PONIENTE	PESADO	AMARGO	47	34	15 95	3 56
DES ADIC. DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20 22	3 56
DES DE C PEG CENTRAL	LIGERO	DULCE	-	-	-	-
INT. AMATILAN P.T.V	SUPERLIGERO	DULCE	32	72	21 74	3 63
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR)	LIGERO	AMARGO	17	123	20 22	3 56
INT. PEG TAMP. M.S. DE B	LIGERO	AMARGO	-	118	20 22	3 56
JUJO TCCOMINOACAN	SUPERLIGERO	AMARGO	61	78	21 74	3 56
EU-MALGOB ZAAP	PESADO	AMARGO	241	102	15 95	3 56
OCH UECH KAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	28	21 74	3 56
P. BURGOS (EXPLOR)	ND	AMARGO	-	293	-	3 56
P. BURGOS	ND	DULCE	-	370	-	3 63
P. INT. COMPLEJO A J B	LIGERO	AMARGO	107	146	20 22	3 56
SARDINA	LIGERO	AMARGO	-	-	-	-
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>587</b>	<b>1,432</b>	<b>19,99</b>	<b>3,57</b>

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos en PEP 2001.  
**Nota:** Si se desea obtener el ingreso bruto a partir de estos datos, el resultado no será exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizados. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se realiza la siguiente:  
YB=(Prod.crudo\*365\*15\*Precio crudo)+(Prod.gas\*365\*15\*Precio gas)\*10.1416/1000

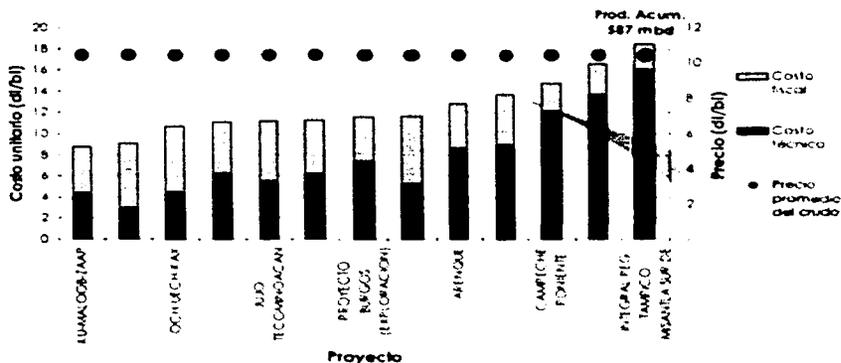


Figura 53. Oferta de crudo de PEP con régimen concesionario. Valor presente 2001.

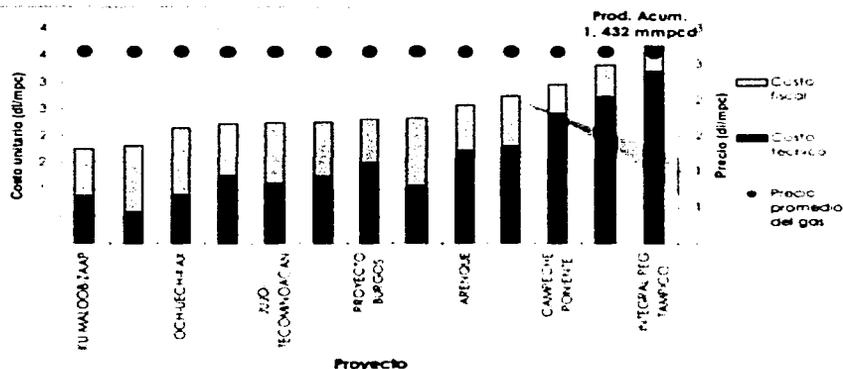


Figura 54. Oferta de gas de PEP con régimen concesionario. Valor presente 2001.

**Tabla 27**  
Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con régimen concesionario  
2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Costo unitario del aceite (dl/bi)	Costo unitario del gas (dl/mpc)	Costo de producción unitario del aceite (dl/bi)	Costo de producción unitario del gas (dl/mpc)	Costo fiscal unitario del aceite (dl/bi)	Costo fiscal unitario del gas (dl/mpc)
ARENQUE	7.72	1.93	5.18	1.29	2.54	0.63
AYIN	7.01	1.75	3.19	0.80	3.82	0.96
CAMPECHE PONIENTE	8.89	2.22	7.25	1.81	1.64	0.41
DES. ADIC. DE CHUC	5.46	1.36	1.73	0.43	3.73	0.93
DES. DE C. PEG CENTRAL						
INT. AMATILAN-P.I.V	9.96	2.49	8.20	2.05	1.76	0.44
INT. PEG C.I.M. (EXPLOR.)	8.24	2.06	5.39	1.35	2.85	0.71
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	11.07	2.77	9.82	2.40	1.46	0.36
JUJO-TECOMINOACAN	6.74	1.69	3.33	0.83	3.41	0.85
KU-MALOOB-ZAAP	5.27	1.32	2.62	0.66	2.65	0.66
OCH-UECH-KAX	6.45	1.61	2.69	0.67	3.75	0.94
P BURGOS (EXPLOR.)	6.96	1.74	4.44	1.11	2.52	0.63
P BURGOS	6.70	1.68	3.77	0.94	2.94	0.73
P INT. COMPLEJO A. J. B.	6.77	1.69	3.71	0.93	3.06	0.77
SARDINA						
<b>SUMA O PROMEDIO</b>	<b>7.48</b>	<b>1.87</b>	<b>4.70</b>	<b>1.18</b>	<b>2.78</b>	<b>0.69</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Por lo tanto, si las leyes constitucionales permiten la participación de compañías petroleras privadas, nacionales y extranjeras, y se adopta un sistema fiscal en el ramo upstream similar al concesionario, con una regalía y una tasa impositiva que garanticen ingresos fiscales similares a los que se obtendrán con el régimen fiscal actual de PEP, habrá una mayor eficiencia en costos, la oferta total de hidrocarburos incrementará y los ingresos fiscales también, pero los proyectos menos rentables de PEP no se desarrollarán (porque se supone que no hay endeudamiento).

2) Una segunda posibilidad ante el escenario de apertura será la utilización de los **contratos de producción compartida (CPC)**. Con estos, una parte le queda a la empresa involucrada y otra al gobierno.

Los supuestos son los mismos que en un sistema concesionario, con la diferencia de que con los CPC, en vez de la transferencia de propiedad habrá una repartición del producto. En lo referente a la producción del gobierno con PEP, la parte de producto correspondiente a PEP no pasaría a propiedad privada porque PEP continuaría siendo estatal, simplemente se lo apropiaría PEP para continuar con sus inversiones. Sería necesario que el gobierno mexicano tuviera un organismo que administrara la parte correspondiente al gobierno como lo hace actualmente Noruega con el Stated Direct Financial Interest (SDFI), el cual se encarga de dividir la participación de la empresa estatal, STATOIL, en licencias entre el Estado y STATOIL. Así, el Estado tendría otro organismo de control - a parte de PEP -, que controlara la participación de PEP y el Estado.

Al igual que en un sistema concesionario, se supone que no hay endeudamiento. Esto es para poder conocer el impacto que tiene la aplicación de cada régimen sobre la oferta, más no, el impacto del endeudamiento.

Ante este escenario al igual que en los sistemas concesionarios, se aplicará un sistema fiscal similar a PEP y a las compañías extranjeras. En el caso de PEP se le otorgará una parte del producto pero seguirá siendo propiedad del estado, en cambio, para el caso de empresas extranjeras éstas serán propietarias del producto obtenido.

Con los mismos tres objetivos que en sistema concesionario: tasas impositivas similares a los CPC internacionales, garantizar al gobierno la misma cantidad de ingresos fiscales que el actual régimen y perjudicar lo menos posible la inversión de PEP, se han fijado las medidas de las tasas fiscales de los CPC. Éstas, - para cumplir con tales objetivos - fueron: 0% de regalia sobre ingresos brutos, tasa impositiva del 7% y repartición del producto en 60/40% a favor del gobierno, con un límite en la deducibilidad de costos del 50%<sup>1</sup>.

De esta manera, con el mismo monto invertido de 123,404 mmdp de los escenarios anteriores se obtiene un VPN positivo final de 164,650 mmdp por los proyectos nuevos, pero dos de los quince proyectos, los menos rentables, se ven afectados. **Tabla 28.** El gobierno podrá ofrecer un régimen fiscal muy atractivo a compañías internacionales, pues sin el cobro de una regalia, con una tasa impositiva muy baja y repartición del producto a favor de la empresa, se obtendrán ingresos fiscales de 302,602 mmdp, similares a los del régimen actual, y una utilidad neta para la empresa de 349,828 mmdp **Tabla 29.**

Lo único que haría falta es colocar una escala de regalías o de tasas impositivas que diferencie los proyectos menos rentables de los más rentables como se hizo en la propuesta de nuevo régimen (escenario 2). Por

---

<sup>1</sup> Los CPC en todo el mundo utilizan una regalia del 0 al 20%, una tasa impositiva entre 25 y 55% y la repartición está a favor de la empresa frecuentemente.

lo tanto, con la llegada de nuevas empresas si el gobierno opta por CPC atraerá capitales de inversión y, si toma la rentabilidad de los proyectos de PEP, no afectará las inversiones de la estatal y podrá obtener una mayor cantidad de recursos que los que se pueden obtener con el régimen actual.

**Tabla 28**  
**Análisis de rentabilidad de PEP con contratos de producción compartida (CPC)**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	ALTAMIRA	EXPLOT	1,645.50	642.85	64.7
AYIN	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT	10,560.42	3,326.12	54.9
CAMPECHE PONIENTE	ABKATUN	EXPLOT	6,653.09	23,077.78	18.5
DES. ADIC. DE CHUC	POL. CHUC	EXPLOT	3,824.18	182.43	225.5
DES. DE C. PEG CENTRAL	CINCO PRESIDENTES	EXPLOT	61.24	271.24	
INT. AMATILAN-P.T.V.	POZA RICA	EXPLOT	12,808.74	7,153.39	59.4
INT. PEG C.L.M. (EXPLOR)	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR	11,118.37	12,601.10	23.7
INT. PEG TAMP. M. S. DE B.	ALTAMIRA	EXPLOR	1,100.51	9,328.86	12.5
JUJO-TECOMINOACAN	JUJO-TECOMINOACAN	EXPLOT	14,001.07	5,459.20	86.4
KU-MALOOB-ZAAP	KU-MALOOB-ZAAP	EXPLOT	48,374.15	21,285.37	41.3
OCH-UECH-KAX	LITORAL DE TABASCO	EXPLOT	2,280.81	588.16	128.2
P. BURGOS (EXPLOR)	BURGOS	EXPLOR	18,590.56	12,323.35	39.7
P. BURGOS	BURGOS	EXPLOT	14,369.31	9,753.01	75.0
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	SAMARIA SITIO GRANDE	EXPLOT	19,611.43	12,809.83	49.7
SARDINA	ALTAMIRA	EXPLOR	226.43	4,601.66	
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>144,450.48</b>	<b>123,404.37</b>	<b>67.7</b>

**Fuente:** Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.  
**Nota:** Para obtener ingresos fiscales similares a los obtenidos con el régimen actual y para conservar las principales características de los regímenes concesionarios internacionales, se colocó un límite a los costos deducibles del 50%, regalía del 0%, tasa impositiva del 7% y repartición del producto 40/60% en favor de la empresa.

Como algunos los proyectos nuevos menos rentables disminuyeron su rentabilidad y, por lo tanto, no se llevan a cabo porque se supone no endeudamiento, la oferta de crudo y gas de PEP disminuirá, al igual que en el sistema concesionario, se producirá 587 bpd de crudo y 1432 bpd de gas. **Tabla 30. Figuras 55 y 56.** El costo unitario también será alto en relación al escenario 2, de 9.76 dl para el crudo y 2.44 dl para el gas. **Tabla 31.**

**Tabla 29**  
Estado de resultados de PEP con contratos de producción compartida (CPC)  
2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Regalía (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Parte para la empresa (mmdp)	Parte para el gobierno (mmdp)	Impuestos (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	10 274.64	-	3 365.01	4 133.78	2 755.63	289.36	3 844.42
AYIN	26 510.29	-	5 355.06	15 057.49	10 039.33	1 054.02	12 092.88
CAMPECHE PONIENTE	47 739.19	-	27 255.99	17 123.28	11 415.52	1 198.63	7 869.05
DES ADIC DE CHUC	53 397.29	-	5 722.56	26 604.84	19 069.89	2 002.34	26 602.50
DES DE C PEG CENTRAL	-	-	-	-	-	-	-
INT AMATITLAN P.T.V	52 285.35	-	26 471.89	16 687.56	11 123.04	1 168.13	13 520.33
INT PEG C.L.M. (EXPLOR)	42 343.04	-	15 615.14	20 274.56	13 516.33	1 419.22	11 792.35
INT PEG TAMP. M. S. DE B	22 242.67	-	15 707.11	7 544.20	5 029.47	338.09	1 028.00
JUJO-TECOMINOACAN	89 704.76	-	17 708.85	43 197.56	26 798.37	3 023.83	40 173.73
KU-MALOOB-ZAAP	28 574.65	-	47 638.02	114 522.07	76 374.71	8 019.34	106 542.72
OCH-UECH-LAX	25 966.92	-	3 563.64	11 683.97	7 769.31	817.88	10 736.14
P BURGOS (EXPLOR)	55 836.24	-	18 066.93	25 490.66	16 993.77	1 784.35	18 971.19
P BURGOS	77 974.61	-	19 331.78	36 385.70	24 257.13	2 547.00	33 838.70
P INT COMPLEJO A. J. B	151 000.00	-	35 057.99	69 565.22	46 376.81	4 869.57	64 695.65
SARDINA	-	-	1 881.66	-	-	-	1 881.66
<b>SUMA</b>	<b>894 841 91</b>	-	<b>242 751 60</b>	<b>410 310 82</b>	<b>273 540 35</b>	<b>28 721 76</b>	<b>349 828 00</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001

Nota: Para la conversión de moneda se utilizó el tipo de cambio de 10 1416 \$/dl

Pueden existir proyectos con costos en producción porque algunos incluyen programas que no implican producción como construcción de plataformas perforación exploratoria, etc.

**Tabla 30**  
Producción y precios de PEP con contratos de producción compartida (CPC)  
2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de aceite (mbd)	Producción de gas (mmpcd)	Precio del crudo (dl/bf)	Precio del gas (dl/mpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	6	16	20 22	3 56
AYIN	SUPERLIGERO	AMARGO	23	8	21 74	3 56
CAMPECHE PONIENTE	PESADO	AMARGO	47	34	15 95	3 56
DES ADIC DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20 22	3 56
DES DE C PEG CENTRAL	LIGERO	DULCE	-	-	-	-
INT AMATITLAN P.T.V	SUPERLIGERO	DULCE	32	72	21 74	3 63
INT PEG C.L.M. (EXPLOR)	LIGERO	AMARGO	17	123	20 22	3 56
INT PEG TAMP. M. S. DE B	LIGERO	AMARGO	-	118	-	3 56
JUJO-TECOMINOACAN	SUPERLIGERO	AMARGO	61	78	21 74	3 56
KU-MALOOB-ZAAP	PESADO	AMARGO	241	102	15 95	3 56
OCH-UECH-LAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	28	21 74	3 56
P BURGOS (EXPLOR)	ND	AMARGO	-	293	-	3 56
P BURGOS	ND	DULCE	-	370	-	3 63
P INT COMPLEJO A. J. B	LIGERO	AMARGO	107	146	20 22	3 56
SARDINA	LIGERO	AMARGO	-	-	-	-
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>587</b>	<b>1 432</b>	<b>19 97</b>	<b>3 57</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001

Nota: Si se desea obtener el ingreso bruto a partir de estos datos, el resultado no será exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizadas. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se realiza lo siguiente:

$$YB = ((\text{Prod crudo} * 365 * 15 * \text{Precio crudo}) + (\text{Prod gas} * 365 * 15 * \text{Precio gas})) * 10 1416 / 1000$$

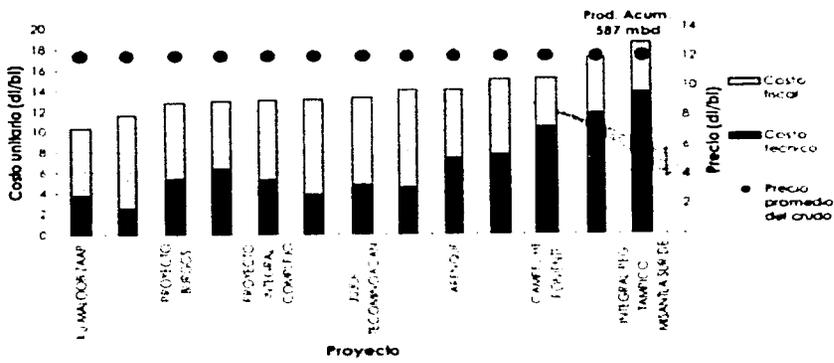


Figura 55. Oferta de crudo de PEP con contratos de producción compartida (CPC). Valor presente 2001.

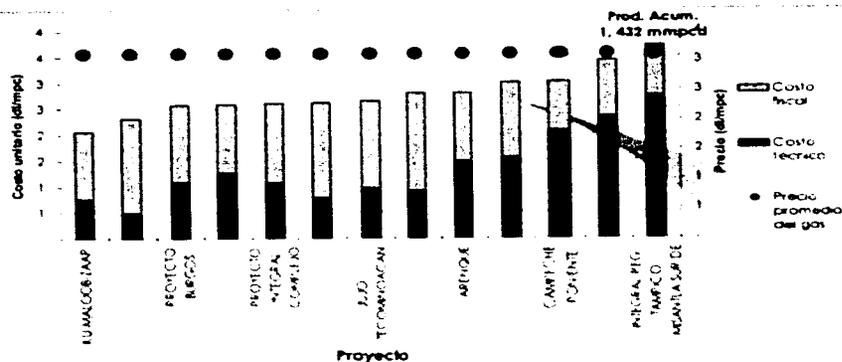


Figura 56. Oferta de gas de PEP con contratos de producción compartida (CPC). Valor presente 2001.

Por lo tanto, si empresas petroleras extranjeras se les permite participar en el ramo upstream y se aplican contratos de producción compartida (CPC), si éstos toman en cuenta las rentabilidades de los

proyectos de PEP y les dan preferencia los proyectos nuevos, los ingresos fiscales se garantizarán y, además, se podrá recaudar una mayor cantidad de ingresos petroleros sin afectar a la empresa mexicana. El punto negativo es que este sistema no propiciará una gran eficiencia en costos. Además, no hay que olvidar que con este sistema se exige la repartición de producto final, por lo que empresas extranjeras serán dueñas de una parte del crudo.

**Tabla 31**  
Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con contratos de producción compartida (CPC) 2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Costo unitario del aceite (dl/bl)	Costo unitario del gas (dl/mpc)	Costo de producción unitario del aceite (dl/bl)	Costo de producción unitario del gas (dl/mpc)	Costo fiscal unitario del aceite (dl/bl)	Costo fiscal unitario del gas (dl/mpc)
ARENQUE	9.84	2.46	5.18	1.29	4.66	1.16
AYIN	9.83	2.46	3.19	0.80	6.64	1.66
CAMPÉCHE PONIENTE	10.60	2.65	7.25	1.81	3.36	0.84
DES. ADIC. DE CHUC	8.12	2.03	1.73	0.43	6.38	1.60
DES. DE C. PEG CENTRAL						
INT. AMATILAN-P-I-V	12.01	3.00	8.20	2.05	3.81	0.95
INT. PEG C. I. M. (EXPLOR.)	10.54	2.64	5.39	1.35	5.15	1.29
INT. PEG TAMP. M. S. DE B	13.02	3.25	9.62	2.40	3.40	0.85
JUJO. TECOMINOACAN	9.31	2.33	3.33	0.83	5.98	1.50
KU. MALOOB-ZAAP	7.26	1.82	2.62	0.66	4.64	1.16
OCH. UECH-KAX	9.20	2.30	2.69	0.67	6.50	1.63
P. BURGOS (EXPLOR.)	9.05	2.26	4.44	1.11	4.61	1.15
P. BURGOS	8.99	2.25	3.77	0.94	5.22	1.31
P. INT. COMPLEJO A. J. B	9.13	2.28	3.71	0.93	5.42	1.36
SARDINA						
PROMEDIO	9.76	2.44	4.70	1.18	5.04	1.27

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

3) Si en vez de tomar un sistema concesionario o contratos de producción compartida, se consideran contratos de servicio de riesgo (CR). Se hará una repartición de las ganancias con otras empresas. No hay que olvidar que se supone que PEP es totalmente competitiva con el resto de las empresas, por lo que se puede hacer este análisis de manera sencilla.

Con los CR no se verá afectado ningún proyecto. **Tabla 32.** El gobierno recaudará una cantidad similar al régimen actual, pero permitirá

a la empresa crecer con una utilidad neta de 350,303 mmdp **Tabla 33**. La oferta de hidrocarburos de PEP no tendrá ningún efecto negativo **Tabla 34**. **Figura 57 y 58**. Pero no hay una gran eficiencia en costos **Tabla 35**.

**Tabla 32**  
Análisis de rentabilidad de PEP con contratos de riesgo (CR)  
2001-2015  
Valor presente 2001

Proyecto	Región	Activo	Tipo	VPN (mmdp)	VPI (mmdp)	TIR (%)
ARENQUE	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	4 589 81	642 85	123.4
AYB	MISO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR	30 301 67	3 326 12	94.5
CAMPICHE PONIENTE	MISO	ABLATUN	EXPLOR	31 248 67	23 077 78	36.9
DES ADIC DE CHUC	MISO	POL-CHUC	EXPLOR	10 003 83	182 43	365.3
DES DE C PEG CENTRAL	SUR	CINCO PRESIDENTES	EXPLOR	194 05	271 24	26.8
INT AMATILAN P.T.V	NORTE	POZA RICA	EXPLOR	36 886 80	7 153 39	99.3
INT PEG C L M (EXPLOR)	MISO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR	40 083 42	12 601 10	41.6
INT PEG TAMP M S DE B	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	11 609 37	9 328 84	27.3
JUJO.TECOMINOACAN	SUR	JUJO.TECOMINOACAN	EXPLOR	37 495 76	5 459 20	152.4
KU-MALOOB-ZAAP	MNE	KU-MALOOB-ZAAP	EXPLOR	139 488 85	21 285 37	68.3
OCH-UECH-KAX	MISO	LITORAL DE TABASCO	EXPLOR	6 194 48	588 16	324.0
P BURGOS (EXPLOR)	NORTE	BURGOS	EXPLOR	55 653 21	12 323 35	68.2
P BURGOS	NORTE	BURGOS	EXPLOR	40 138 92	9 753 01	153.8
P INT COMPLEJO A. J. B.	SUR	SAMARIA-SIHO GRANDE	EXPLOR	55 347 41	12 809 83	87.5
SARDINA	NORTE	ALTAMIRA	EXPLOR	4 420 85	4 601 66	23.3
<b>SUMA O PROMEDIO</b>				<b>503.679.10</b>	<b>123.404.37</b>	<b>112.8</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

Nota: Para obtener ingresos fiscales similares a los obtenidos con el régimen actual y utilizando el modelo filipino, se colocó un límite a los costos deducibles del 80%, prima del 9.5%, tasa impositiva del 0% y repartición de la ganancia 50/49% en favor del gobierno.

Si por consiguiente, invierten compañías privadas en exploración y producción petrolera y se utilizan contratos de riesgo, la oferta total de hidrocarburos aumentará, la empresa estatal, PEP, llevará a cabo sus proyectos sin dificultades y el gobierno obtendrá los ingresos fiscales similares a las que se pudiesen obtener con el régimen actual, sin embargo, si se aplica este régimen se tendrán mayores costos unitarios que con los otros regímenes.

Cap. 3 Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP

**Tabla 33**  
**Estado de resultados de PEP con contratos de riesgo (CR)**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Ingresos brutos (mmdp)	Prima (mmdp)	Costo de producción (mmdp)	Parte para la empresa (mmdp)	Parte para el gobierno (mmdp)	Impuestos (mmdp)	Utilidad neta (mmdp)
ARENQUE	10 274.64	976.09	3 365.01	2 897.64	3 015.91	-	3 873.73
AYIN	26 510.29	2 708.48	5 325.06	16 673.40	11 317.21	-	11 668.02
CAMPECHE PONIENTE	47 739.19	4 535.22	27 255.99	11 068.55	11 541.14	-	8 942.06
DES. ADIC. DE CHUC	53 397.29	5 072.74	5 723.36	20 874.98	21 737.01	-	23 947.72
DES. DE C. PEG. CENTRAL	57 404	54.53	483.78	93.99	101.99	-	11.75
INT. AMATITLAN P.T.V	52 285.38	4 987.11	26 471.89	10 366.38	10 789.49	-	15 024.00
INT. PEG. C.L.M. (EXPLOR)	42 343.64	4 022.59	15 615.14	14 257.65	14 839.60	-	11 868.31
INT. PEG. TAMP. M. S. DE B.	22 292.67	2 117.80	15 707.11	4 396.47	4 575.92	-	2 069.64
JUJO. TECOMINOACAN	89 704.76	8 521.95	17 708.82	31 162.25	32 371.73	-	39 624.20
KU. MALOOB. ZAAP	236 574.80	22 664.61	47 638.02	82 453.36	85 818.81	-	103 117.97
OCH. UECH. KAX	22 908.97	2 176.35	3 563.64	8 469.07	8 814.75	-	10 530.58
P. BURGOS (EXPLOR)	55 836.24	5 304.44	18 096.93	17 813.67	18 540.26	-	19 208.55
P. BURGOS	78 974.61	7 597.58	19 331.78	25 995.11	27 053.07	-	33 369.78
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	151 000.02	14 349.00	33 057.96	49 785.54	51 814.48	-	64 197.56
SARDINA	7 763.95	737.57	8 165.13	495.59	1 632.23	-	1 437.42
<b>SUMA O PROMEDIO</b>	<b>903 179.90</b>	<b>85 802.07</b>	<b>249 518.65</b>	<b>291 441.71</b>	<b>303 358.11</b>		<b>350 502.94</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP 2001.  
Nota: Para la conversión de moneda se utilizó el tipo de cambio de 10.1416 \$/¢

**Tabla 34**  
**Producción y precios de PEP con contratos de riesgo (CR)**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Tipo de aceite	Tipo de gas	Producción de aceite (mbd)	Producción de gas (mmpcd)	Precio del crudo (dl/bf)	Precio del gas (dl/mpc)
ARENQUE	LIGERO	AMARGO	7	16	20.22	3.56
AYIN	SUPERLIGERO	AMARGO	23	6	21.74	3.56
CAMPECHE PONIENTE	PESADO	AMARGO	47	34	15.95	3.56
DES. ADIC. DE CHUC	LIGERO	AMARGO	38	48	20.22	3.56
DES. DE C. PEG. CENTRAL	LIGERO	DULCE	-	3	-	3.63
INT. AMATITLAN P.T.V	SUPERLIGERO	DULCE	32	72	21.74	3.63
INT. PEG. C.L.M. (EXPLOR)	LIGERO	AMARGO	17	123	20.22	3.56
INT. PEG. TAMP. M. S. DE B.	LIGERO	AMARGO	-	118	-	3.56
JUJO. TECOMINOACAN	SUPERLIGERO	AMARGO	62	78	21.74	3.56
KU. MALOOB. ZAAP	PESADO	AMARGO	242	103	15.95	3.56
OCH. UECH. KAX	SUPERLIGERO	AMARGO	14	28	21.74	3.56
P. BURGOS (EXPLOR)	ND	AMARGO	-	295	-	3.56
P. BURGOS	ND	DULCE	-	391	-	3.63
P. INT. COMPLEJO A. J. B.	LIGERO	AMARGO	108	147	20.22	3.56
SARDINA	LIGERO	AMARGO	7	5	20.22	3.56
<b>SUMA O PROMEDIO</b>			<b>597</b>	<b>1,465</b>	<b>19.99</b>	<b>3.57</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP 2001.  
Nota: Si se desea obtener el ingreso bruto a partir de estos datos, el resultado no será exacto porque los datos presentados son promedios de grandes bases de datos utilizadas. Para obtener el ingreso bruto de cada proyecto se realizó lo siguiente:  
 $YB = ((\text{Prod. crudo} * 365 * 15 * \text{Precio. crudo}) + (\text{Prod. gas} * 365 * 15 * \text{Precio. gas})) * 10.1416 / 1000$

Cap. 3 Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP

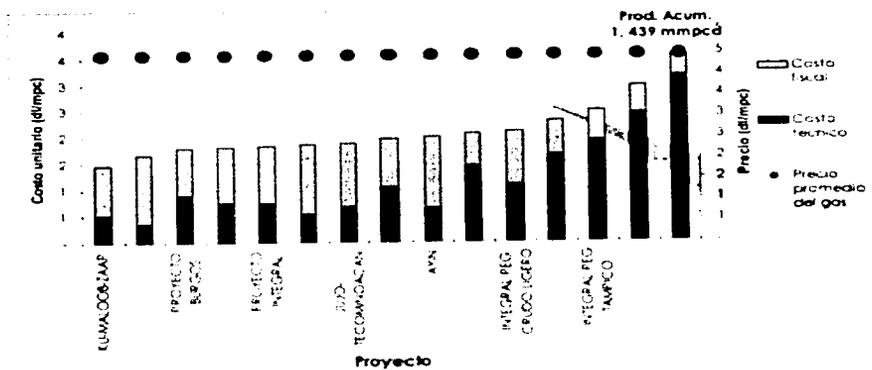


Figura 57. Oferta de gas de PEP con contratos de riesgo (CR). Valor presente 2001.

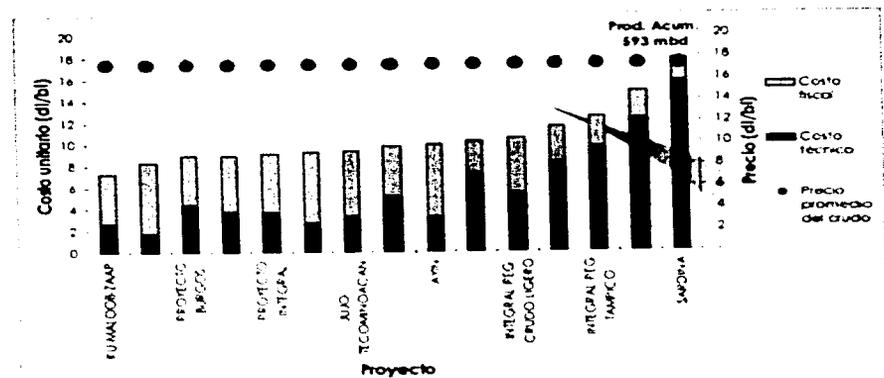


Figura 58. Oferta de crudo de PEP con contratos de riesgo (CR). Valor presente 2001.

Cap. 3 Escenarios para la aplicación de régimen fiscal de PEP

**Tabla 35**  
**Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con contratos de riesgo (CR)**  
**2001-2015**  
**Valor presente 2001**

Proyecto	Costo unitario del aceite (dl/bf)	Costo unitario del gas (dl/mpc)	Costo de producción unitario del aceite (dl/bf)	Costo de producción unitario del gas (dl/mpc)	Costo fiscal unitario del aceite (dl/bf)	Costo fiscal unitario del gas (dl/mpc)
ARENQUE	9.79	2.45	5.18	1.29	4.61	1.15
AYIN	9.96	2.49	3.19	0.80	6.78	1.69
CAMPECHE PONIENTE	10.32	2.58	7.25	1.81	3.07	0.77
DES ADIC DE CHUC	8.32	2.05	1.73	0.43	6.58	1.65
DES DE C PEG CENTRAL	14.75	3.69	12.18	3.05	2.57	0.64
INT AMATILAN-P.I-V	11.55	2.89	8.20	2.05	3.34	0.84
INT PEG C.L.M (EXPLOR.)	10.51	2.63	5.39	1.35	5.12	1.28
INT PEG TAMP M S DE B	12.42	3.10	9.62	2.40	2.80	0.70
JUJO-TECOMINOACAN	9.42	2.35	3.33	0.83	6.09	1.52
KU-MALOOB-ZAAP	7.34	1.84	2.62	0.66	4.72	1.18
OCH-UECH-KAX	9.35	2.34	2.69	0.67	6.66	1.67
P. BURGOS (EXPLOR.)	8.99	2.25	4.44	1.11	4.55	1.14
P. BURGOS	9.04	2.26	3.77	0.94	5.27	1.32
P INT. COMPLEJO A J B	9.19	2.30	3.71	0.93	5.48	1.37
SARDINA	17.79	4.45	15.70	3.93	2.09	0.52
<b>SUMA O PROMEDIO</b>	<b>10.56</b>	<b>2.65</b>	<b>5.93</b>	<b>1.48</b>	<b>4.65</b>	<b>1.16</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en PEP, 2001.

### 3.7 COMPARACIÓN ENTRE LOS RÉGIMENES DE LOS ESCENARIOS

En cualquiera de los tres escenarios planteados **Figura 59**, el gobierno obtendrá una cantidad similar de ingresos fiscales. Esto es sin tomar en cuenta el incremento de la producción por la participación de nuevas compañías en el tercer escenario. Sin embargo, la ganancia para la empresa será distinta para cada régimen fiscal, así como la oferta final de hidrocarburos, entre otros factores resultantes.

Escenario para PEP	Limite en la deducibilidad de costos	Regalía	Tasa impositiva	Repartición
	% Resp. a los YB	% Resp. a los YB	% Resp. a los YN	
1. Régimen fiscal actual	100.0	60.8		0.0
2. Régimen fiscal nuevo	30.0	Aceite incremental 14.5 Gas incremental 0.5 Aceite operacional 61.5 Gas operacional 7.5	15.0	0.0
3. Apertura con régimen concesionario	100.0	15.0	31.0	• Transferencia de la propiedad
4. Apertura con contratos de producción compartida (CPC)	50.0	0.0	7.0	• Repartición del producto 40/60 a favor de la empresa
5. Apertura con contratos de riesgo (CR)	80.0	9.5 Prima	0.0	• Repartición de las ganancias 50/49 a favor del gobierno

Figura 59. Regimenes para los tres escenarios.

Los puntos principales para realizar una comparación entre regimenes fiscales en los distintos escenarios son los siguientes:

1. Que sea un sistema fiscal que permita obtener una ganancia para el operador independiente al régimen fiscal. Para esto se requiere

que el sistema sea flexible y que para el caso de apertura la empresa obtenga una ganancia por arriba de la media (30%), para así atraer inversiones de las compañías extranjeras. Esto implica el reconocimiento de la renta petrolera.

2. Que genere mayor oferta de crudo y principalmente de gas.
3. Que incentive la reducción de costos.
4. Que contribuya a obtener una TIR elevada (mayor al 15% es lo que exige el inversionista extranjero).
5. Que los ingresos fiscales sean menos sensibles a cambios en los precios y volúmenes de ventas.
6. Que la ganancia de la empresa sea más sensible a cambios en los costos.

En estos puntos puede parecer que hace falta el objetivo de obtener la máxima cantidad de ingresos fiscales petroleros. No es así porque cada alternativa de escenario se construyó de manera en que el monto mínimo de recursos fiscales fuera un monto similar al del régimen actual. De hecho, en el tercer escenario, con la participación de nuevas compañías la producción será mayor y, por lo tanto, los ingresos fiscales, como en los casos noruego y argentino.

Anteriormente (Apartado 1.4) se vio que con el régimen actual se obtiene una ganancia que depende en gran medida de los impuestos y que no reconoce los costos de la empresa, por lo que no cumple con el primer punto. Para el caso del segundo escenario al igual que en el tercero las tasas impositivas se fijan en función de un ingreso neto (después de descontar los costos), lo que permite que el régimen sea adaptable con la excepción de la regalía (que se calcula sobre los ingresos brutos). Sin embargo, se observa que con el régimen propuesto la empresa obtendrá una ganancia de 42% y los ingresos fiscales estarán formados por el resto (58%), y con cualquiera de los tres regímenes ante un escenario de

apertura será de 46% para la empresa y 54% para el gobierno. Lo que permite obtener una ganancia por arriba del estándar mundial (30%). Por consiguiente, cualquiera de los regimenes presentados permite combatir el problema de la renta porque con ellos se obtienen ingresos fiscales correspondientes la renta petrolera. **Figura 60.**

Régimen fiscal para PEP	Participación del gobierno o ingresos fiscales (%)	Participación de la empresa o ganancia (%)
1. Régimen fiscal actual	83	17
2. Régimen fiscal nuevo	42	58
3. Régimen concesionario	46	54
4. Contratos de producción compartida (CPC)	46	54
5. Contratos de riesgo (CR)	46	54

Los valores son distintos a los obtenidos en los apartados 2.2, 3.3, 3.4 y 3.5 porque se aplicó específicamente a la muestra de datos y, además, se utilizaron parámetros distintos para obtener ingresos fiscales similares en todos los casos.

**Figura 60.** Ingresos fiscales y ganancia de la empresa resultantes de la aplicación de los regimenes fiscales para PEP en los tres escenarios.

Como se dijo anteriormente, la llegada de nuevas compañías implicarán un incremento de la oferta de hidrocarburos- ante muchos más factores -, por lo que ante un escenario de apertura, se espera que la oferta incremente mucho más que en los otros dos escenarios, pero con la aplicación de tales regimenes (excepto contratos de riesgo) afectarán el potencial de la empresa estatal, mientras que con el régimen propuesto PEP podrá desarrollar su potencial productivo tanto para crudo como para

gas. **Figura 61.** Mientras que con el régimen fiscal la oferta de hidrocarburos no permitirá a PEP alcanzar ni el 50% de su potencial<sup>1</sup>.

Escenario para PEP	Ingresos fiscales	Utilidad neta	Producción de crudo	Producción de gas	Costo unitario de aceite	Costo unitario de gas	TIR promedio %
	mmap	mrxdp	mbd	mmpc	dlbl	dlmpc	
1. Régimen fiscal actual	301.874	62.430	285	651	16.54	4.07	20.3
2. Régimen fiscal nuevo	303.966	417.248	597	1.465	8.60	2.15	67.2
3. Apertura con régimen concesionario*	302.594	345.546	587	1.432	7.48	1.87	64.9
4. Apertura con contratos de producción compartida (CPC)*	302.262	349.828	587	1.432	9.76	2.44	67.7
5. Apertura con contratos de riesgo (CR)*	303.358	350.303	597	1.465	10.58	2.65	112.8

\*En estos escenarios no se toma en cuenta el incremento de la producción por la participación de las nuevas compañías, pero aún así se alcanza a cubrir el objetivo recaudatorio.

**Figura 61.** Resultados de los regimenes fiscales para PEP en los tres escenarios.

Con cualquier régimen del tercer escenario o el propuesto habrá una mayor eficiencia en costos que con el régimen actual, pues con este el costo unitario total (técnico y fiscal) es de 16.54 dl/bl mientras que con el propuesto es de 8.60 dl/bl y con el sistema concesionario de 7.48 dl/bl.

**Figura 61.**

Con el régimen propuesto, el régimen concesionario, el CPC y el CR, la empresa tendrá una participación elevada (arriba del 40%) que le permitirá obtener mejor tecnología y realizar mayores inversiones en investigación y desarrollo, por lo que el costo de producción disminuirá y

<sup>1</sup> No hay que olvidar que se supuso que no hay endeudamiento.

como la elasticidad de los ingresos fiscales respecto a los costos es negativa, el gobierno podrá obtener mayores ingresos fiscales.

Ante un escenario de apertura, suponiendo que la empresa estatal es altamente competitiva, utilizando un régimen para las empresas extranjeras y para PEP similar a los CR, la empresa obtendrá una TIR más alta que con cualquiera de los otros regímenes (mayor al 100%). Si únicamente hay un cambio de régimen y se utiliza el propuesto en esta investigación, la TIR promedio pasará de 20 a 67%<sup>2</sup>. **Figura 61.**

Ante el segundo o tercer escenario el gobierno tendrá que elegir entre la ponderación que le de a cada variable, es decir, decidirá a que variable le otorgará mayor peso. Quizá el gobierno prefiera una regalia alta y una tasa impositiva baja o viceversa, o quizá una deducibilidad en costos alta y una repartición (del producto o ganancias) a favor de la empresa, etc. El punto importante aquí es que los ingresos finales, tanto para la empresa como para el gobierno, sean lo menos sensibles a variaciones en el precio y cantidades demandadas, es decir, que sean menos elásticas a los cambios en los ingresos brutos, porque así en una época con precios altos del crudo, el gobierno puede obtener una gran cantidad de recursos, pero en una época con bajos precios, puede recortar el gasto social por no cumplir con las expectativas recaudatorias.

Como se vio en los sistemas fiscales que utilizan el factor R (Apartado 3.6), en el que con una menor sensibilidad de los ingresos fiscales a las variaciones en el precio y en la cantidad, se tendrá mayor certeza sobre el monto recaudado por las actividades petroleras.

---

<sup>2</sup> Es necesario señalar que estas tasas internas de retorno (TIR) no han sido ponderadas por cuestiones de facilidad de manejo de datos, lo que intentan es mostrar las variaciones de la rentabilidad entre un régimen y otro.

Obteniendo las elasticidades correspondientes se observa que el régimen propuesto presenta la elasticidad menor, mientras que en un escenario de apertura los ingresos fiscales se verán muy vulnerables a los precios del crudo y gas. Lo mismo ocurre con la ganancia de la empresa, con el régimen propuesto la empresa estatal tendrá una ganancia menos vulnerable a los cambios en el precio.

En cuanto a la elasticidad de la ganancia respecto a los costos, todos los regímenes presentan una relación inversa, lo que conviene para incentivar a la empresa a minimizar costos. El régimen propuesto en el segundo escenario muestra una elasticidad menor que los otros. Con lo que para aumentar la ganancia tendrá que disminuir los costos en gran medida, en cambio, para el caso de los otros regímenes, con una pequeña disminución en los costos, la ganancia aumentará en gran dimensión y, por lo tanto, existe un incentivo menor para minimizar costos. **Figura 62.**

Régimen fiscal para PEP	$\frac{\Delta YF}{\Delta YB}$	$\frac{\Delta G}{\Delta YB}$	$\frac{\Delta YF}{\Delta C}$	$\frac{\Delta G}{\Delta C}$
1. Régimen fiscal actual	1*	1*	0*	-1.28*
2. Régimen fiscal nuevo	0.89	1.07	-0.05	-0.40
3. Régimen concesionario	1.57	2.28	-0.56	-1.28
4. Contratos de producción compartida (CPC)	1.63	1.80	-0.63	-0.80
5. Contratos de riesgo (CR)	3.33	1.63	-1.67	-0.82

\*Estos valores se obtienen considerando a tasa del 48% sobre los YB. Donde YB = Ingresos brutos, YF = Ingresos fiscales, G = Ganancia, C = Costos y  $\Delta$  = Variación porcentual.

**Figura 62.** Elasticidades respecto a los ingresos brutos y los costos de los regímenes fiscales de los tres escenarios.

*Por lo tanto, en términos de ingresos fiscales con cualquier escenario que no maneje el régimen actualmente aplicado a PEP, de apertura o no, se obtendrá como mínimo una cantidad similar a la que se pudiese obtener en caso de continuar con el mismo régimen. Si se toma un régimen que tome en cuenta los costos y que le permita a la empresa obtener una ganancia independiente de las obligaciones fiscales, es decir, que recaude ingresos fiscales iguales a la renta petrolera, como en el régimen propuesto, el régimen concesionario, los contratos de producción compartida (CPC) o los contratos de riesgo (CR), aumentará la oferta de crudo y gas, PEP será más eficiente en costos, el gobierno obtendrá una mayor cantidad de ingresos fiscales, las empresas participantes estarán más incentivadas a minimizar costos y el gobierno se verá menos afectado por los cambios de las variables del mercado petrolero como precio y volumen exportado (esto último únicamente con el régimen propuesto del segundo escenario).*

### **CONCLUSIÓN DEL CAPÍTULO 3**

Para evaluar un régimen fiscal para PEP se requiere pensar en los cambios que presente el país que puedan alterar los resultados. Me refiero a la posibilidad de la participación de nuevos operadores en la industria, de continuar con el régimen vigente o de adoptar uno nuevo.

De tal manera que se han planteado varios escenarios para la aplicación del régimen fiscal de PEP. Para esto se ha utilizado una muestra representativa de quince proyectos de la cartera de inversión de PEP de 2001 al 2015 para obtener una visión más certera acerca del régimen fiscal más eficiente.

Por un lado, podemos plantearnos la posibilidad de seguir aplicando el mismo régimen en los próximos años, sin ningún cambio. Esto llevará a continuar generando los mismos ingresos fiscales al inicio, ya que con la falta de recursos de PEP, las inversiones disminuirán y a su vez los ingresos fiscales petroleros, la oferta de crudo y la ganancia de la empresa se moverán en la misma dirección.

En un segundo escenario, en el cual se cambia el régimen fiscal por uno que si reconozca las necesidades de hidrocarburos del país, es decir, por un lado, que incentive la producción de gas y, por otro, las producciones nuevas y, además, si se mantiene el mismo marco legal sobre materia de hidrocarburos que el actual, el cual no permite la participación privada, incrementará la oferta de crudo y gas, la ganancia de la empresa, los ingresos fiscales serán menos sensibles a cambios en volumen y precio de hidrocarburos.

Este nuevo régimen fiscal consiste en una propuesta en la que se manejan tasas de regalías distintas para cada tipo de hidrocarburo y una tasa impositiva del 15% que permite la rentabilidad de los proyectos y con un costo de recuperación del 30% que es el costo promedio de la empresa.

Si se plantea un escenario en donde se le permite invertir a empresas privadas de México, es decir, que hay un cambio en el marco legal sobre hidrocarburos, se tendrá que aplicar el mismo régimen fiscal a PEP y a las nuevas empresas participantes. Esto significa que la entrada de empresas extranjeras se requerirá un cambio en el régimen fiscal porque no estarán dispuestas a aceptar un régimen como el actual en el que la ganancia está por debajo del promedio mundial. Nótese que un cambio de régimen fiscal para PEP no implica la entrada de empresas petroleras internacionales pero si lo contrario. Ante este escenario se han utilizado para la muestra de proyectos de PEP tres tipos de regimenes: régimen concesionario, contratos de producción compartida (CPC) y contratos de riesgo (CR). Con la participación de las nuevas empresas la oferta de crudo aumentará y habrá una mayor eficiencia en costos, pero la empresa estatal (PEP), se verá en la necesidad de sacrificar las inversiones de los proyectos menos rentables y el Estado será más sensible a cambios en los precios del crudo.

## **CONCLUSIONES GENERALES**

La industria petrolera mexicana ha estado representada desde 1938 por la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX), la cual ha alcanzado altos volúmenes de producción a nivel mundial y se ha encargado del manejo de las actividades petroleras que han generado desde hace varias décadas más del 30% del total de los ingresos gubernamentales.

No obstante, a pesar de que PEMEX es un monopolio integrado verticalmente, no obtiene ni la ganancia promedio mundial de la industria petrolera y ha tenido que incrementar sus niveles de endeudamiento para cubrir la demanda de hidrocarburos debido a la falta de recursos que le quedan después del pago de impuestos, de aquí la importancia de una revisión de régimen fiscal.

Y como además, la empresa se compone de cuatro subsidiarias desde 1994: Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), Pemex Petroquímica (PP), Pemex Refinación (PR) y Pemex Exploración y Producción (PEP), así como de un Corporativo y de Petróleos Mexicanos Internacionales (PMI), con actividades distintas y generación de valor diferente, resulta conveniente utilizar un régimen fiscal distinto para cada uno.

PEP, organismo que se encarga de la exploración y producción de hidrocarburo - actividades que generan renta petrolera -, presenta actualmente un régimen fiscal que aunque maneja tasas sobre ingresos después de descontar costos y algunos gastos, tiene que pagar una tasa del 60.8% de los ingresos brutos, pero como en la Ley de Ingresos está estipulado que algunas tasas se tendrán que ajustar en caso de que alguna de las otras subsidiarias no cumplan con el 60.8%, PEP estará obligado a pagar lo restante. Por lo que PEP desde 1993 viene pagando

una tasa cerca al 70% de sus ingresos brutos, dejándola con una participación por debajo de la media mundial. Es decir, dado que el actual régimen de PEP ocasiona que la empresa obtenga una ganancia por debajo de la media mundial y sin importar los costos, entonces se le exige un monto mayor de la renta petrolera, que es la diferencia entre el precio del crudo y su costo de producción y una ganancia para la empresa.

Aunado a esto, el régimen actual presenta otros problemas: no contribuye a una mayor eficiencia en costos, no pasa pruebas de evaluación de utilizadas internacionalmente como adaptabilidad, neutralidad, certidumbre fiscal, etc. y obliga a la empresa a endeudarse cada vez más, es necesario un cambio de régimen fiscal para PEP. Pero como existe una tendencia mundial de apertura en las actividades relacionadas a los hidrocarburos, vale la pena considerar dentro del análisis fiscal, un escenario de apertura en esta industria para México.

De esta manera se plantearon tres escenarios: uno en el cual las leyes constitucionales permanecen inalteradas y PEP continúa siendo la única empresa dedicada a las actividades upstream; un segundo escenario similar al primero pero que utiliza un nuevo régimen fiscal y un tercero en el cual las leyes constitucionales permiten la participación de nuevas compañías.

Si se continúa utilizando el mismo régimen en los próximos años, la oferta de hidrocarburos estará mermada, así como los ingresos fiscales y la ganancia de la empresa, no incrementará la eficiencia de la empresa. En cambio, si se utiliza un nuevo régimen que garantice flexibilidad y una ganancia por arriba de la media, es decir, que recaude únicamente la renta petrolera, que maneje una escala de regalías que pudiese estar en función del tipo de producción y producto, dándole prioridad a las producciones nuevas y de gas, se podrá desarrollar el potencial productivo de la empresa

estatal, será más eficiente en costos, los ingresos fiscales serán menos sensibles a los cambios en los indicadores petroleros, como el precio y los volúmenes vendidos, la empresa tendrá incentivos a minimizar costos y mayor certeza sobre las ganancias.

Si se llegase a dar una apertura petrolera, estudiando esta como la participación de nuevas empresas en la industria junto con PEP, incrementará la producción y con esta los ingresos fiscales, tal como sucedió en Venezuela, Argentina y Noruega. Sin embargo, las inversiones de PEP se verán afectadas, porque el gobierno tendrá que aplicar un régimen fiscal que incentive a las compañías internacionales y que, al mismo tiempo, garantice los ingresos fiscales petroleros. Dicho régimen podría ser un sistema concesionario o contratos de producción compartida (CPC) o contratos de riesgo (CR) o cualquier otro, pero con la condición de que maneje regalías y tasas impositivas que garanticen como mínimo los ingresos fiscales que se obtienen con el actual régimen para así no dañar el gasto público del país. Obviamente que la apertura no es tan sencilla, se requiere analizar la capacidad de competencia de la paraestatal, leyes constitucionales, acuerdos fiscales y las consecuencias que esto traerá.

Posiblemente el segundo escenario presentado, es decir, en el que la Constitución no permite la entrada de nuevos participantes en exploración y producción de hidrocarburos, pero si hay un nuevo régimen fiscal para PEP, sea el más próximo para los siguientes años. Por un lado, porque el cambio de régimen es tema actual de discusión y, por otro, la necesidad del cambio es evidente por los problemas que presenta. Y para este escenario lo más conveniente es utilizar un régimen fiscal similar a los internacionales que reconocen los distintos niveles de riesgos y costos y que incentivan la inversión y que reconozca las necesidades de demanda de hidrocarburos del país como ocurre con el gas.

Sin embargo, no hay que descartar el tercer escenario, porque a pesar del gran nacionalismo que existe en México, los hidrocarburos se agotan y la demanda de ellos continúa creciendo, especialmente la de gas y si nuestro país no tiene la capacidad de explotarlos tendrá que adquirir la cooperación internacional (que se observa con la propuesta de PEMEX de realizar contratos de servicios múltiples - CSM). Por lo que el gobierno se verá en la necesidad de formular un régimen fiscal que regule las actividades de la paraestatal en conjunto con las compañías internacionales y con la participación de estas últimas se traerán grandes beneficios en términos fiscales.

## ANEXO

Existen varios reglamentos que tratan el uso y propiedad de los hidrocarburos, entre ellos se tienen los siguientes:

- I. La Constitución Mexicana de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
- II. La Ley Orgánica de la Administración Federal.
- III. La Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.
- IV. El Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.
- V. El Reglamento de Gas Natural.

### **I. Art.27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos**

"Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; (...) el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos (...)"

"(...). Tratándose del petróleo y los carburos de hidrógeno sólidos, 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 señala la ley reglamentaria respectiva. (...)."

• **Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo**

**Art. 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 (...)".

**Art. 2°.** "Sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera, (...)".

**Art. 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 de 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, (...)".

**Art. 4°.** "La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3° (...), por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios".

**Art. 6°.** "Petróleos Mexicanos podrá celebrar con personas físicas o morales los contratos obras y prestación de servicio que sus actividades requieran. 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 participaciones en los resultados* de las explotaciones".

**Art. 7°.** "El reconocimiento y la exploración superficial de los terrenos para investigar sus posibilidades petrolíferas requerirán únicamente permiso de la Secretaría de Energía".

**Art. 8°.** "El Ejecutivo Federal establecerá zonas de reservas petroleras en terrenos que por sus posibilidades petrolíferas así lo ameriten, con la finalidad de garantizar el abastecimiento futuro del país. La incorporación de terrenos a las reservas y la desincorporación de las mismas, serán hechas por decreto presidencial, fundado en los dictámenes técnicos respectivos ( ... )".

**Art. 10°.** "La industria petrolera es de utilidad pública, preferente sobre cualquier aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos, incluso sobre la tenencia de los ejidos o comunidades y procederá la ocupación provisional, la definitiva o la exploración de los mismos, mediante la indemnización legal, en todos los casos en que lo requiera la nación o su industria petrolera ( ... )".

## **II. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal**

**Art. 31°.** **Inciso XI**, sobre las atribuciones de la Secretaría de Hacienda "cobrar los impuestos, contribuciones de mejoras, derechos, productos y aprovechamientos federales en los términos de las leyes aplicables y vigilar y asegurar el cumplimiento de las disposiciones fiscales".

**Art. 33, incisos VI y VIII** sobre las atribuciones de la Secretaría de Energía (...) "llevar el catastro petrolero (...)" "regular la industria petrolera (...)".

### **III. Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios**

**Art. 1°** "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 Art. 27 Constitucional en el ramo de petróleo y sus reglamentos."

**Art. 2°** "Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con domicilio en la Ciudad de México, Distrito Federal, que tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo de petróleo".

### **IV. Reglamento Interior de la Secretaría de Energía**

**Art. 15,** Relativo a las funciones de la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos de la Secretaría de Energía:

- II.** Llevar y mantener actualizados el registro y catastro petroleros.
- III.** Examinar y opinar sobre las acciones y políticas de evaluación de las reservas de hidrocarburos probadas, probables y potenciales.
- IV.** Examinar y opinar sobre las acciones y políticas de evaluación de las reservas de hidrocarburos y los ritmos de extracción, para asegurar la explotación racional de los mismos y promover su uso eficiente.

- V. Registrar las asignaciones de áreas terrestres y marinas para la exploración y explotación petroleras.
  
- VI. Examinar los solicitudes de autorización para la exploración de nuevos yacimientos de hidrocarburos atendiendo criterios de optimización, sustentabilidad, preservación, factibilidad y congruencia, así como elaborar los dictámenes correspondientes (...).

#### **V. Reglamento de Gas Natural**

**Art. 1°.** "Objeto y ámbito de aplicación. Este ordenamiento reglamenta la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente".

**Art. 12°.** "Competencia efectiva. Cuando a juicio de la Comisión Federal de Competencia existan condiciones de competencia efectiva, los términos y condiciones para las ventas de primera mano y el precio del gas podrán ser pactados libremente". "Si existiendo condiciones de competencia efectiva, la Comisión Federal de Competencia determina que al realizar las ventas de primera mano se acude a prácticas indebidamente discriminatorias, la Comisión restablecerá la regulación de precios y de los términos y condiciones que dichas ventas deban sujetarse".

**Art. 14°.** "Régimen de permisos. La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá de permiso previo otorgado por la Comisión en los términos de este Reglamento". (...).

**Art. 17º.** "Integración vertical. Para servir a una zona geográfica, los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados o transferidos a una misma persona que directa o indirectamente resulten titulares de ambos permisos (...)".

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Organismos subsidiarios de PEMEX .....	4
Figura 2	Derecho sobre hidrocarburos .....	9
Figura 3	Régimen fiscal actual de PEMEX .....	11
Figura 4	Regiones y activos de PEP .....	15
Figura 5	Regiones administrativas de PEP .....	16
Figura 6	Región Marina Suroeste. Activos de exploración .....	17
Figura 7	Región Marina Suroeste. Activos de explotación .....	17
Figura 8	Región Marina Noreste. Activos de exploración .....	18
Figura 9	Región Marina Noreste. Activos de explotación .....	18
Figura 10	Región Sur. Activos de exploración .....	19
Figura 11	Región Sur. Activos de explotación .....	19
Figura 12	Región Norte. Activos de exploración .....	20
Figura 13	Región Norte. Activos de explotación .....	20
Figura 14	Organización administrativa de PEP .....	21
Figura 15	Impuestos y derechos de PEP. Tasas de crecimiento .....	23
Figura 16	Impuestos y derechos de PEP y precio del crudo 1997-2000 ...	24
Figura 17	DEP, ARE y otros impuestos en relación a los impuestos totales. Promedio 1997-2000 .....	27
Figura 18	Costo técnico y fiscal 1993-2000. Porcentaje respecto al ingreso total .....	28
Figura 19	Comparación mundial de costos técnico y fiscal .....	30
Figura 20	Ingresos petroleros respecto a los ingresos totales del Gobierno Federal .....	32
Figura 21	Presupuestos solicitado y autorizado a PEP 1998-2001 .....	34
Figura 22	Ingresos reales y esperados de PEMEX 1996-2000 .....	38
Figura 23	Mecánica de pago de las contribuciones de PEP .....	39
Figura 24	Origen de la renta económica .....	42
Figura 25	Distribución del excedente petrolero: todos los agentes 1973-1992 .....	46
Figura 26	Renta diferencial en la renta petrolera .....	47
Figura 27	Participación de la empresa e ingresos fiscales 1993-2000 .....	51
Figura 28	Participación de empresas dedicadas a la exploración y producción por países .....	51
Figura 29	Reforma regulatoria en México: Gas Natural .....	67
Figura 30	Regímenes fiscales internacionales .....	71
Figura 31	Algunos países y sus regímenes fiscales .....	72
Figura 32	Régimen de concesiones .....	76

Figura 33	Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Régimen concesionario .....	79
Figura 34	Régimen de contratos de producción compartida .....	83
Figura 35	Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Contratos de producción compartida .....	84
Figura 36	Régimen de contratos de riesgo .....	89
Figura 37	Sensibilidad de los ingresos fiscales y la ganancia respecto a los precios del crudo y a los costos. Contratos de riesgo .....	90
Figura 38	Relación entre ingresos fiscales y rentabilidad. Contratos sin el factor R .....	96
Figura 39	Contratos de asistencia técnica .....	98
Figura 40	Participación del inversionista privado e ingresos fiscales .....	100
Figura 41	Comparaciones entre regímenes fiscales mundiales .....	101
Figura 42	Escenarios de régimen fiscal para PEP .....	108
Figura 43	Estructura de la base de información .....	112
Figura 44	Producción nueva (incremental) y existente (base) .....	113
Figura 45	Estructura de la base de información .....	114
Figura 46	Oferta de crudo con régimen fiscal actual de PEP. Valor presente 2001 .....	122
Figura 47	Oferta de gas con régimen fiscal actual de PEP. Valor presente 2001 .....	123
Figura 48	Endeudamiento de PEP 1993-2000 .....	124
Figura 49	Propuesta de régimen fiscal para PEP .....	128
Figura 50	Oferta de crudo con nuevo régimen fiscal para PEP. Valor presente 2001 .....	131
Figura 51	Oferta de gas con nuevo régimen fiscal para PEP. Valor presente 2001 .....	132
Figura 52	Comparación de ingresos fiscales de PEP entre el régimen actual y el nuevo 2001-2015 .....	136
Figura 53	Oferta de crudo de PEP con régimen concesionario. Valor presente 2001 .....	144
Figura 54	Oferta de gas de PEP con sistema concesionario. Valor presente 2001 .....	145
Figura 55	Oferta de crudo de PEP con contratos de producción	

	compartida (CPC). Valor presente 2001 .....	150
Figura 56	Oferta de gas de PEP con contratos de producción compartida (CPC). Valor presente 2001 .....	150
Figura 57	Oferta de crudo de PEP con contratos de riesgo (CR). Valor presente 2001 .....	154
Figura 58	Oferta de gas de PEP con contratos de riesgo (CR). Valor presente 2001 .....	154
Figura 59	Regímenes para los tres escenarios .....	156
Figura 60	Ingresos fiscales y ganancia de la empresa resultantes de la aplicación de los regímenes fiscales para PEP en los tres escenarios .....	158
Figura 61	Resultados de los regímenes fiscales para PEP en los tres escenarios 2001 .....	159
Figura 62	Elasticidad respecto a los ingresos brutos y los costos de los regímenes fiscales de los tres escenarios .....	161

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Estado de resultados de PEP 1993-2000. Millones de pesos corrientes .....	22
Tabla 2	Estado de resultados de PEP 1993-2000. Millones de pesos constantes (1993=100) .....	22
Tabla 3	Estado de resultados de PEP 1993-2000. Tasas de crecimiento anuales .....	23
Tabla 4	Estado de resultados de PEP 1993-2000. Porcentaje respecto a los ingresos totales .....	25
Tabla 5	Impuestos y derechos de PEP 1993-2000. Porcentaje respecto a la utilidad antes de impuestos (UAT) .....	26
Tabla 6	Impuestos y derechos de PEP 1997-2000. Porcentaje respecto a los impuestos totales .....	26
Tabla 7	Costos técnicos y fiscales de PEP 1993-2000. Porcentaje respecto a los costos totales .....	28
Tabla 8	Participación de PEMEX en los ingresos del gobierno federal 1985-2000. Millones de pesos .....	31
Tabla 9	Presupuesto de PEP solicitado y autorizado (flujo de efectivo) 1998-2001. Millones de pesos corrientes .....	34
Tabla 10	Ingresos esperados y reales del sector público provenientes de PEP 1999-2001. Millones de pesos corrientes .....	37
Tabla 11	Ingresos del sector público provenientes de PEMEX 1996-2000. Millones de pesos corrientes .....	38
Tabla 12	Participación de PEP e ingresos fiscales 1993-2000. Porcentajes .....	50
Tabla 13	Análisis de rentabilidad de PEP antes de impuestos 2001-2015. Valor presente 2001 .....	117
Tabla 14	Estado de resultados de PEP sin considerar el pago de impuestos 2001-2015. Valor presente 2001 .....	117
Tabla 15	PEP: Análisis de rentabilidad antes de impuestos 2001-2015. Valor presente 2001 .....	118
Tabla 16	Análisis de rentabilidad de PEP con régimen fiscal actual 2001-2015. Valor presente 2001 .....	120
Tabla 17	Estado de resultados de PEP con régimen fiscal actual 2001-2015. Valor presente 2001 .....	121
Tabla 18	Producción y precios con régimen fiscal actual 2001-2015. Valor presente 2001 .....	122
Tabla 19	Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con régimen fiscal	

	actual 2001-2015. valor presente 2001 .....	123
Tabla 20	Análisis de rentabilidad de PEP con nuevo régimen fiscal 2001-2015. Valor presente 2001 .....	130
Tabla 21	Estado de resultados de PEP con nuevo régimen fiscal 2001-2015. Valor presente 2001 .....	130
Tabla 22	Producción y precios con nuevo régimen fiscal 2001-2015. Valor presente 2001 .....	131
Tabla 23	Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con nuevo régimen fiscal 2001-2015. Valor presente 2001 .....	133
Tabla 24	Análisis de rentabilidad de PEP con régimen concesionario 2001-2015. Valor presente 2001 .....	142
Tabla 25	Estado de resultados de PEP con régimen concesionario 2001-2015. Valor presente 2001 .....	143
Tabla 26	Producción y precios con régimen concesionario 2001-2015. Valor presente 2001 .....	144
Tabla 27	Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con régimen concesionario 2001-2015. Valor presente 2001 .....	145
Tabla 28	Análisis de rentabilidad de PEP con contratos de producción compartida (CPC) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	148
Tabla 29	Estado de resultados de PEP con contratos de producción compartida (CPC) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	149
Tabla 30	Producción y precios con contratos de producción compartida (CPC) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	149
Tabla 31	Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con contratos de producción compartida (CPC) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	151
Tabla 32	Análisis de rentabilidad de PEP con contratos de riesgo (CR) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	152
Tabla 33	Estado de resultados de PEP con contratos de riesgo (CR) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	153
Tabla 34	Producción y precios con contratos de riesgo (CR) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	153
Tabla 35	Costos técnico y fiscal unitarios de PEP con contratos de riesgo (CR) 2001-2015. Valor presente 2001 .....	155

## BIBLIOGRAFÍA

Álvarez H. Carlos Guillermo, Economía y Política Petrolera, Edic. 1ª. Agenda Ciudadana para la paz, Bogotá, Colombia, octubre 2000, pp. 207.

Ayala Espino, José, Economía Pública: Una Guía para entender al Estado, Edic. 1ª., FE, UNAM, 1997.

De la Vega Navarro, Angel, La Evolución del Componente Petrolero en el Desarrollo y la Transición de México, Programa Universitario de Energía (PUE), UNAM, México, 1999. pp. 377.

Holguin Quiñónez, Fernando y Hayashi Martínez, Laureano, Elementos de Muestreo y Correlación. Edic. 1ª., UNAM, México, 1974.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), El Petróleo, Gerencia de Información y Relaciones públicas de Petróleos Mexicanos, Edic. 1ª., Impresora Formal S.A., México, 1984, pp. 139.

Johnston, Daniel, International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Edic. 1ª., Penwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1994, pp. 325.

Musgrave, Richard A y Musgrave Peggy, B., Hacienda Pública: Teoría y Aplicada, Edic 5ª., Mc HçGraw Hill, España, 1999. pp. 779.

Pierre Angelier, Jean, La Renta Petrolera, Edic. 1ª., Terranova, México 1980, pp. 44-64.

Rognvaldur, Hannesson, Petroleum Economics. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production, Edic. 1ª., Quorum Books, 1998.

Stiglitz, José E., La Economía del Sector Público, Edic. 2ª., Antony Bosh, Barcelona, España, 1986.

## HEMEROGRAFIA

Álvarez H., Carlos Guillermo, El Mercado Mundial de Contratación Petrolera: Descripción y Rentabilidad en Investigación económica, No. 213, Vol. LV, julio-septiembre, México, 1995. pp. 167-182.

Báez, Cantellano, Renán, Reestructuración y Estrategia Tecnológica: el caso de Pemex Exploración y Producción en *Seminario Internacional "Tecnología-Industria-Territorio" Innovación, Cambio Tecnológico y Medio Ambiente*, septiembre 2-4, Querétaro, México, 1999.

Baker, George, El Mundo Petrolero después de Nueva York: caso México, ponencia en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), septiembre, 2001.

Baker, George, Hacia una Contabilización de los Recursos Petroleros Mexicanos por Cuenca Geológica, en *Economía Informa*, FE, UNAM, No. 284, Febrero, 2000. pp. 51-53.

Baker, George, Pemex Development Tracking Fiscal, Technological Strategies en *Oil and Gas Journal*, Mayo 7, 2001.

Baker, George, Quantifying Pemex E&P Benefits From Foreign Strategic Associations, en *Oil and Gas Journal*, Marzo 1, 1993.

Compendio de Información del Sector Energético Mexicano 2000, Programa Universitario de Energía (PUE), UNAM, diciembre, 2000.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Edic. 1ª., ALCO, México, 2000.

De la Vega Navarro, Ángel, La Reorganización de las Industrias Petroleras en América Latina en *Investigación económica*, No. 213, Vol. LV, julio-septiembre, México, 1995, pp. 9-16.

De la Vega Navarro, Ángel, La Reorganización de las Industrias Petroleras en América Latina y los Cambios en los Esquemas y Políticas del Desarrollo en *Investigación económica*, No. 213, Vol. LV, julio-septiembre, México, 1995, pp. 183-207.

De la Vega Navarro, Ángel, Una Aportación al Estudio de las Reservas de Hidrocarburos en México en *Economía Informa*, No. 290, septiembre, México, 2000.

El Sector Energía en México: Análisis y Prospectiva, Secretaría de Energía, 2000.

El Economista, varias fechas.

El Financiero, varias fechas.

Energy Policies of IEA Countries, International Energy Agency (IEA), Norway Review, 1997. pp 13-19; 57-63.

Examining Fiscal Terms for the New Frontiers en Petroconsultants, Review of Petroleum Fiscal Regimes (Oil), 1997.

García Páez, Benjamín, Petróleo y Finanzas Públicas en México en Comercio Exterior, Vol. 50, No. 11, noviembre, México. 2000.

García Páez, Benjamín, Un Nuevo Régimen Fiscal para Petróleos Mexicanos: Exploración y Producción en Momento Económico, No. 111, IIEc, UNAM, septiembre-octubre 2000.

General Information on the Norwegian Regulatory Regime Pertaining to Fiscal Measurement of Oil and Gas from the Norwegian Continental Shelf, The Norwegian Petroleum Directorate, NPD, 1998 en www.npd.no.

Guzmán, Alfredo, E. Propuesta para la Exploración Petrolera en México 2001-2006, marzo 6, México, 2001.

Kemp, Alexander, G. y Stephen, Linda, Economic Rents in Petroleum Exploration and Development and the Design of Efficient Taxation: The case of the UK, University of Aberdeen, S.F.

Kozulj, Roberto, ¿Es lícito utilizar la Hacienda Pública como si fuera privada? en *Investigación Económica*, No. 213, Vol. LV, FE, UNAM, julio-septiembre 1995, pp. 43-69.

The Negotiation and Drafting of Petroleum Contracts, f.e. Stacy-Staff Contracts Representative Shell International Exploration and Production, Inc. en *Energy Law Seminar*, Octubre 13, México, 2000.

Mommer, Bernard, Foundations of Fiscal Regimes in Oil. Fiscal Regimes and Oil Prices en Oxford Institute for Energy Studies, diciembre, E.U., 1998.

Mommer, Bernard, La Política de Apertura en Venezuela en *Investigación económica*, No. 213, Vol. LV, julio-septiembre, México, 1995, pp. 147-165.

Moore, Charles, A. Upstream Legal Structure from the U.S. Perspective en *Seminar on Energy & Law* de Mexican Academy for Energy Law (AMDE), Octubre 12-13, México, 2000.

Mora Contreras, Jesús, La Apertura Petrolera Venezolana: Un proceso inconcluso de cambio en sus estructuras, en *Investigación económica*, No. 213, Vol. LV, julio-septiembre, México, 1995, pp. 129-145.

Mora Contreras, Jesús, Reestructuración de la Industria Petrolera Latinoamericana: el Comercio Internacional, 30 de agosto de 2001, México, pp. 20.

Narváez Ramírez Antonio, Nuevo Régimen Fiscal Petrolero para México (Análisis y Propuesta) en *El petróleo de México*, Vol. II, No. 2, Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. (CIPM), México, abril - junio del 2001.

Narváez, Ramírez Antonio, Propuesta para Petróleos Mexicanos en la presentación de *Reforma Fiscal Integral* del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM), México, 2000.

New Mexican Taxes to Transform PEMEX Capital Spending Strategy en *Oil Gas & Journal*, enero 17, Estados Unidos, 1994.

Okugo, Bright, E. Petroleum Product Taxation and the Distribution of the Economic Rent in Traded Oil: Implications for the Market en *Journal of Energy Finance & Development*, Vol. 1, OPEC, Viena, 1996, pp. 51-70.

Pemex Exploración y Producción (PEP), Las Reservas de Hidrocarburos de México, Vol. 1, PEP, México, 1999.

PEMEX, Contratos de Servicio Múltiples para incrementar la Oferta de Gas Natural en México (Presentación), 24 de octubre del 2001.

Pinguelli Rosa, Luis y Cesário Cecchi, José, Política Energética Sustentable y de Largo Plazo: El Caso del Sector Petrolero en Brasil en *Investigación Económica*, No. 213, Vol. LV, FE, UNAM, julio-septiembre 1995.

Ramírez Hernández, Fernando, La Política de Competencia y el proceso de Regulación en México 1993-1999, FE, UNAM, México, 2001.

Rodríguez Padilla, Víctor, ¿Qué se puede hacer y qué no se puede hacer en Materia de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural en México?, UNAM, México, 28 de enero de 2002.

Terry, John. V., Dictionary for business & Finance, Edic. 2a., The University of Arkansas, Press, London, 1990.

Venegas Martínez, Francisco, Política Fiscal y Renta Petrolera: una Propuesta de Régimen Fiscal para PEMEX en Problemas del desarrollo, IIIEc., UNAM, No. 124, Vol. 32, México, 2001, pp. 55-112.

## **PAGINAS ELECTRÓNICAS**

[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

[www.elfinanciero.com](http://www.elfinanciero.com)

[www.elnacional.com](http://www.elnacional.com)

[www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

[www.ica.org](http://www.ica.org)

[www.inegi.gob.mx](http://www.inegi.gob.mx)

[www.npd.no](http://www.npd.no)

[www.pemex.com](http://www.pemex.com)

[www.shcp.gob.mx](http://www.shcp.gob.mx)

[www.statoil.com](http://www.statoil.com)

## **OTRAS REFERENCIAS**

Ley de Ingresos, SHCP, varios años

Memoria de Labores, PEMEX, varios años

Memoria de labores, PEP, Varios años

Informa Anual de PEMEX, varios años

Anuario estadístico, PEMEX, varios años