

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA
IZTAPALA**

**POSGRADO EN ESTUDIOS SOCIALES
ECONOMÍA SOCIAL**

**MARCO REGULATORIO FISCAL Y DESARROLLO DEL SECTOR
PETROLERO. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CASOS: MÉXICO,
VENEZUELA Y NORUEGA.**

IDÓNEA COMUNICACIÓN DE RESULTADOS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRA EN ECONOMÍA SOCIAL

PRESENTA

AMANDA ELISA BADO SERRANO

DIRECTOR DE TESIS: DR. ALEXANDRE TARASIOUK K.

MÉXICO D.F., Agosto 2009

INDICE

INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I. Teoría de la renta del suelo y el diseño de sistemas de tributación.	5
1.1 La noción de la renta petrolera.	5
1.2 Teoría de la renta del suelo: David Ricardo y Carlos Marx	9
1.2.1 Renta diferencial I.	10
1.2.2 <i>Renta diferencial II</i>	13
1.2.3 Renta Absoluta	15
1.3 Teoría de la renta del suelo y estructura del valor internacional de la producción petrolera en distintas condiciones naturales.	19
1.4 Renta del suelo y diseño de sistemas tributarios para el sector petrolero.	27
CAPÍTULO II. Marco regulatorio fiscal e Industria petrolera en México.	37
2.1 Primer período 1938-1979. Política de orientación productiva.	37
2.2 Segundo Periodo. 1980-1992 Políticas de Orientación rentistas.	42
2.3 Tercer periodo. 1992-2006 Reestructuración de PEMEX con resultados poco efectivos.	44
CAPITULO III: Evolución del marco fiscal y el desarrollo del sector petrolero.	66
3.1 Caso Venezuela	66
3.1.1 Políticas fiscales: De aspiraciones rentistas a la orientación productiva.	66
3.1.2 Reinicio de las políticas rentistas.	70
3.1.3 <i>Regreso a las políticas de orientación productiva</i>	74
3.1.4 Descripción y deficiencias del marco fiscal.	76
3.1.5 Marco fiscal actual	80
3.2 Caso Noruega	82
3.2.1 Las políticas del Estado y su orientación hacia el desarrollo de la economía en general.	82
3.2.2 Régimen fiscal de orientación productiva consecuente.	84
CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	107

INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene como objeto realizar un análisis comparativo sobre los marcos regulatorios fiscales de las industrias petroleras en Venezuela, Noruega y México, con la finalidad de evaluar su eficacia para captar y distribuir la renta petrolera. Para ello fue necesario primero conocer el origen del concepto de renta petrolera, saber a quién le pertenece, por medio de qué mecanismos el gobierno la capta y distribuye; segundo conocer cuál ha sido su incidencia en el desarrollo del resto de los sectores económicos, bajo qué tipo de propiedad se encuentran operando y por último con base en los resultados obtenidos evaluar la pertinencia de aplicar al marco regulatorio fiscal de la industria petrolera mexicana algunas de las formas eficaces de regulación existentes, así como realizar recomendaciones de política económica. Esta investigación se guía por tres preguntas de investigación: 1) ¿En qué medida el desarrollo del sector petrolero de un país se determina por las características del sistema tributario?; 2) ¿Cuáles son las bases científicas de tributación petrolera? y 3) ¿Qué cambios hay que introducir al marco regulatorio fiscal existente en México para asegurar el desarrollo sostenible de Petróleos Mexicanos y la recaudación creciente de las rentas por parte del Estado?

Si bien las condiciones naturales del subsuelo son determinantes del desempeño de las industrias petroleras, el entorno institucional, el modelo de desarrollo elegido y el marco fiscal que regula la actividad pueden generar variaciones en los resultados potenciales.

En este sentido, una de las premisas de esta investigación consiste en responder si el marco fiscal que regula a la industria mexicana garantiza: a) que el Estado sólo tome de los ingresos del sector energético la parte correspondiente a la renta petrolera y a los impuestos que se aplican a todas las ramas de la economía b) preserva y asegura la renta petrolera a largo plazo.

Esta investigación está compuesta por tres capítulos y un apartado de conclusiones. El capítulo I está dedicado a la presentación de un marco teórico, con el objetivo de ampliar el conocimiento sobre conceptos a los cuales podemos recurrir para determinar la dirección correcta en el diseño de un marco regulatorio fiscal eficiente, en virtud de un mejor desarrollo de la industria petrolera de México.

El capítulo II, está dedicado al análisis del desarrollo de la industria petrolera mexicana desde su nacionalización hasta el sexenio del presidente Vicente Fox Quesada. En donde se estudia la evolución del Marco Regulatorio Fiscal como instrumento estratégico del

Estado para captar y distribuir las rentas petroleras y su impacto al sector energético y a la economía en conjunto.

Aplicando la misma metodología que en el caso de México, el capítulo III está dedicado al análisis de los marcos regulatorios fiscales de Venezuela y Noruega, con el objetivo de conocer diferentes procedimientos para captar y distribuir las rentas petroleras y a la evaluación de la pertinencia de aplicación de algunas formas eficientes al caso mexicano.

Por último en el apartado de conclusiones, se presentan algunas propuestas de política económica y fiscal, con el objetivo de eficientizar al marco regulatorio fiscal en México.

CAPÍTULO I. Teoría de la renta del suelo y el diseño de sistemas de tributación. Un marco teórico.

Actualmente la industria petrolera en México está viviendo un proceso de reestructuración resultado de una dramática declinación en las reservas petroleras. Los agentes políticos y económicos discuten la necesidad de introducir cambios consensuados al marco regulatorio fiscal vigente, que garanticen la reproducción ampliada del sector, el mejoramiento en los procesos de exploración y sobretodo se asegure la renta petrolera a largo plazo.

La teoría de la renta del suelo es la base científica de la tributación petrolera. Por ello es fundamental para el diseño de los marcos regulatorios fiscales. El tamaño de la renta petrolera que se queda en las empresas y que pasa a las manos del Estado depende precisamente del diseño del Marco Regulatorio Fiscal.

1.1 La noción de la renta petrolera.

El objeto inmediato de estudio es el concepto de renta petrolera. Conocer su origen y composición es indispensable para evaluar si un marco regulatorio está cumpliendo con su función. Pero uno de los obstáculos en este camino es la multitud de enfoques y términos que se usan cuando se habla de la renta petrolera.

Petróleos Mexicanos, por ejemplo, define a la renta petrolera como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional, menos los costos de extracción o, dicho de manera más sencilla, son los ingresos menos los costos, de tal manera que la renta petrolera es lo que queda para repartir. (PEMEX: 2009:6)

$$\text{Renta Petrolera} = \text{Valor de los hidrocarburos} - \text{Costos de extracción}$$

La renta petrolera está determinada por tres variables: el precio al que se vende el petróleo, el volumen de producción que puede alcanzarse en un momento determinado y los costos de extracción.

El Centro de Estudios del Sector Privado (CEESP) define la renta petrolera como la diferencia entre el ingreso total que el país recibe por el petróleo y lo que le cuesta explorar y extraerlo. (CEESP: 2008:1)

Según Estrada la renta petrolera es la parte de la renta económica que los precios del gas y del aceite pueden proporcionar por encima de lo que hubiera sido el rendimiento normal en otras actividades industriales. En principio, los inversionistas tienen calculado el costo de oportunidad de su dinero en otras actividades económicas igualmente riesgosas. Ese costo del dinero es el rendimiento mínimo que los inversionistas exigirán para invertir en un proyecto. (Estrada: 2006:24)

Para Venegas la renta petrolera se obtiene de la ganancia extraordinaria que resulta de deducir de los ingresos por comercialización de los hidrocarburos los costos de reposición (los cuales incluyen los recursos empleados en la exploración de yacimientos y en el desarrollo de campos para iniciar su producción), de capital (infraestructura y equipo existente) y de operación (pago total al factor trabajo, es decir, el pago de pensiones y/o pasivos laborales), así como los costos de otros insumos.

La renta petrolera es variable, ya que depende del nivel de precio internacional del crudo y de las características físicas del yacimiento (ubicación, profundidad, arquitectura, presión y el contenido de azufre en el producto determina los costos unitarios. (Venegas: 2001:15)

En opinión del Senado la renta petrolera es la diferencia entre el precio de los hidrocarburos y el costo de su extracción, incluyendo en este último el costo de oportunidad del capital empleado. (SENADO: 2008: 2)

En un estudio realizado en 1999 por Norgen para el caso Noruego, menciona que la extracción del petróleo significa agotar el capital de recursos del propietario de la tierra, por lo cual éste generalmente exige una compensación que puede adoptar la forma de derechos, impuestos especiales o beneficios compartidos.

Norgen nos dice que la renta de petrolera es la diferencia entre el valor de mercado del petróleo extraído y los costos de exploración, desarrollo y extracción, más que una tasa normal de rendimiento por concepto de capital, mano de obra y materiales.

Puede considerarse un regalo, debido a que los costos a los que incurren las compañías que tienen licencia para explotar el petróleo, están limitados a ubicar los campos

petroleros, desarrollarlos y extraer el petróleo, pero no incluye la creación del petróleo en el subsuelo. (Noreng: 1999: 100)

Inclusivamente este breve análisis sobre el significado del término “la renta petrolera” que acabamos de presentar es suficiente para concluir que este significado es diferente en distintos autores y a menudo no es del todo claro. A pesar de que se reconoce su importancia para el diseño de un marco regulatorio fiscal eficiente y para un desarrollo económico sustentable del sector, se nota la ausencia de un fundamento teórico sólido que sustente y justifique su existencia.

En parte, la confusión y las diferencias en el uso del término “la renta petrolera” proviene de que en la terminología económica la palabra “renta” a menudo se considera como equivalente de la palabra “ingreso”. La última sección del tercer tomo de “El capital” de Marx, por ejemplo, se llama “LAS RENTAS Y SUS FUENTES”, pero en esta ocasión Marx se refiere a las principales formas de los ingresos en la sociedad capitalista, tales como ganancias de los capitalistas, salarios de los obreros y las rentas de los terratenientes.

Esto es una de las razones por la cual a menudo el término de la renta petrolera se asocia con todos los ingresos de las empresas petroleras. Como hemos visto, en las publicaciones oficiales de PEMEX, la renta petrolera es igual al valor de los hidrocarburos menos costos de extracción; es evidente que en este caso la renta petrolera es igual a todos los ingresos petroleros. Aunque, no es correcto porque en una economía capitalista los ingresos de las empresas tienen su propio nombre y habitualmente se llaman “ganancias”. Entonces en este caso la renta petrolera se identifica con las ganancias de las empresas petroleras generando muchas confusiones.

La misma confusión se observa en la definición de la renta petrolera que ofrece el Senado. Como vimos anteriormente éste la define como “la diferencia entre el precio de los hidrocarburos y el costo de su extracción, incluyendo en éste último el costo de oportunidad del capital empleado”.

Tampoco ayuda a aclarar el contenido del término “la renta petrolera” la definición que aparece en el documento citado del Centro de Estudios del Sector Privado (CEESP). En ésta definición se utiliza la noción del “ingreso total que el país recibe por el petróleo” del cual para conocer la magnitud de la renta petrolera hay que deducir “lo que le cuesta explotar y extraerlo”.

En este caso es preciso señalar que el concepto del “ingreso total que el país percibe por el petróleo” es aun menos claro que el de la renta petrolera, lo cual causa muchas interrogantes como por ejemplo: ¿el concepto de “país” se refiere sólo al Estado o incluye también a los ciudadanos y a los propietarios de las empresas petroleras?; si se trata sólo del ingreso del Estado, entonces ¿el impuesto sobre la renta que pagan al Estado las empresas petroleras (igual que empresas de otros sectores) es también parte de la renta petrolera?; y si se trata no sólo del Estado sino también de los ciudadanos entonces ¿los salarios de los obreros ocupados en las empresas petroleras son parte del “ingreso total y de la renta petrolera”?

En éste sentido es mejor la definición de la renta petrolera que se encuentra en el trabajo citado de Estrada. En primer lugar para diferenciar la renta petrolera de la ganancia bruta, el autor introduce un término más, “la renta económica”, y señala que la renta petrolera es una parte de la llamada renta económica. Esta definición muestra un avance en comparación con la manera de entender la renta petrolera en la publicación citada de PEMEX.

Otra ventaja en esta definición consiste en que el autor establece la diferencia entre lo que él llama “rendimiento normal en otras actividades industriales”, por un lado, y lo que “los precios del gas y del aceite pueden proporcionar por encima de lo que hubiera sido el rendimiento normal en otras actividades industriales”.

Lo importante en este caso consiste en que se establece que la renta petrolera nada tiene que ver con las ganancias “normales”, que se apropia (y después se paga) a partir de la parte extraordinaria de la ganancia bruta. Aunque consideramos que para expresar estas dos ideas importantes no era necesario inventar un el término de “la renta económica” que conduce a confusiones y dificultades adicionales, ya existe la noción bien clara y definida de la ganancia bruta.

A la luz de lo que acabamos de comentar la definición de Venegas es más clara al señalar que “la renta petrolera se obtiene de la ganancia extraordinaria”. Pero lamentablemente después el autor pierde el concepto de “la ganancia normal”, señalando que la ganancia extraordinaria “resulta de deducir de los ingresos de comercialización de los hidrocarburos los costos de reposición... de capital. y de operación... así como de los costos de otros insumos”.

Más adelante veremos que la renta petrolera, es una de las formas de la renta del suelo, que se paga a partir de las ganancias, además se trata no de toda la ganancia sino de la

ganancia extraordinaria. Para evitar las confusiones que acabamos de analizar nos parece importante advertir sobre el contenido del término de la “renta petrolera” que vamos a utilizar en esta investigación.

Si consideramos que la base científica del fenómeno de la renta petrolera debe asociarse con la teoría de la renta del suelo como parte integrante de la teoría del valor y de la plusvalía, entonces es lógico ubicar el término de la renta petrolera dentro de la terminología general de la teoría del valor, teoría de la plusvalía y teoría de los precios de producción. Por esto más adelante vamos a suponer que la renta petrolera es parte integrante de la ganancia bruta de las empresas petroleras y como tal, se supedita a todas las regularidades de la renta del suelo descritas en los trabajos de David Ricardo y Carlos Marx.

1.2 Teoría de la renta del suelo: David Ricardo y Carlos Marx

Los orígenes teóricos de este concepto en la ciencia económica datan desde inicios del siglo XIX con las aportaciones de David Ricardo y su concepto de renta del suelo, la cual dio paso para que posteriormente Marx pudiera realizar un análisis más completo basado en la teoría del valor.

David Ricardo define la renta como lo que se paga por el uso de las energías originarias e indestructibles del suelo. No existe en aquellas tierras que presentan las peores condiciones de producción y aparece sólo en las mejores tierras cuando se ponen en cultivo las tierras peores.

“Si toda la tierra tuviera las mismas propiedades, si su cantidad fuera ilimitada y su calidad uniforme, su uso no ocasionaría ningún cargo, a menos que brindara ventajas peculiares de situación. Por tanto, únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad, y porque con el incremento de la población, la tierra de calidad inferior o menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivo, se paga renta por su uso. Con el progreso de la sociedad, cuando se inicia el cultivo de la tierra de segundo grado de fertilidad, principia inmediatamente la renta en la tierra de la primera calidad, y la magnitud de dicha renta dependerá de la diferencias en la calidad de estas dos porciones de tierra”. (Ricardo David: 1810:53)

David Ricardo indica que la renta puede surgir cuando se cultiva una tierra nueva a lo que el denomina “margen extensivo” o por consecuencia de los rendimientos decrecientes de la tierra de la misma calidad a lo que denomina “margen intensivo”.

Sin embargo David Ricardo advierte que antes de que se iniciara la producción en tierras de menor productividad, el capital se podía invertir de manera más productiva en las tierras que se encontraban bajo cultivo y aunque el producto no se duplicara, habría un incremento en la producción que excedería la producción de la tierra de menor productividad inmediata a ella.

En este sentido, el capital se empleara de preferencia en la tierra vieja y creará igualmente una renta, ya que ésta es siempre la diferencia existente entre el producto obtenido mediante el empleo de dos cantidades iguales de capital y trabajo. (Ricardo David: 1810: 54)

Dado que las tierras de menor calidad generan un costo de producción creciente pero son necesarias para cubrir la demanda, el valor social de la producción estará determinado por las tierras que presentan las peores condiciones de producción.

De esta manera el propietario de la tierra que presente mejores condiciones de producción demandará el excedente entre el último costo de producción, que es al fin de cuentas el costo de producción social y el costo de producción en sus tierras.

El análisis desarrollado por David Ricardo sobre la teoría de la renta sirvió de base para que posteriormente Marx pudiera explicar además del concepto de renta diferencial en sus dos vertientes, el concepto de renta absoluta. La aportación de David Ricardo quedo limitada al no poder distinguir entre la renta diferencial y la renta absoluta, así como al vincular su teoría con el supuesto de la fertilidad decreciente de las tierras, premisa que después fue criticada por varios economistas que exigían en la importancia de tomar en consideración el progreso científico y técnico .

1.2.1 Renta diferencial I

Marx en su estudio parte del supuesto de que la agricultura al igual que la industria se encuentra bajo el régimen capitalista de producción. Esto quiere decir que aquí actúan tres clases de agentes económicos: propietarios de la tierra, capitalistas y obreros asalariados.

“La renta es el precio de utilización de la tierra, la suma de dinero fijada por contrato y pagada en intervalos fijos al propietario de la tierra a cambio del derecho a efectuar actividades en suelo del que él es propietario. La capacidad de exigir el pago está basada estrictamente en la propiedad privada de la tierra”. (Marx: 2001:576)

La magnitud concreta de la renta a pagar se determina como resultado de la negociación entre el propietario de la tierra y el capitalista.

El término “tierra” debe ser comprendido en su sentido amplio de espacios destinados a la explotación agrícola, forestal o minera. La tierra, el suelo o el subsuelo y los recursos naturales que contienen no tienen valor y en la medida en que al ser un don de la naturaleza, no son producto del trabajo. La fertilidad de la tierra, su ubicación geográfica, el contenido de minerales del subsuelo, etc., son atributos naturales que preceden a cualquier transformación que el trabajo humano le pudiera haber hecho experimentar; sin embargo, su uso no es gratuito.

Ahora bien, como la calidad de la tierra varía de una a otra según la fertilidad, la localización, la riqueza de recursos naturales que contenga o la calidad de las mejoras aportadas, la renta reclamada varía en función de estos elementos, encontrándonos con el concepto de renta diferencial.

Pero cuando el capitalista es propietario de la tierra en donde realiza sus actividades de producción, la renta que no tiene que pagar se convierte en este caso para él en una plusvalía.

Tierras con diferente fertilidad, al ser explotadas por capitales de igual magnitud proporcionan distintas cantidades de productos. Para entender mejor este proceso se toma como base el cuadro 1.

Cuadro 1. Formación de la plusvalía extraordinaria, base de la renta diferencial I en la agricultura e industria extractiva									
Tipos de condiciones naturales	Inversión del capital	Composición orgánica del capital	Plusvalía	Productividad Toneladas	Valor particular de una tonelada	Valor social de la producción	Plusvalía		
							Total	Normal	Extraordinaria
Peores	80	60c+20v	20	5	20	100	20	20	0
Medias	80	60c+20v	20	10	10	200	120	20	100
Mejores	80	60c+20v	20	20	5	400	320	20	300

Fuente: Elaboración propia

Se supone que existen tres tierras de iguales dimensiones que son explotadas con la misma tecnología e igual monto de inversión de capitales. La tasa de plusvalía es de 100%, la plusvalía anual correspondiente a un capital invertido de 80 unidades del valor (60 capital fijo y 20 de capital variable) es 20 unidades de valor y el valor del producto es igual a 100 (60c+20v+20p´)

La producción anual obtenida de estas tres tierras con diferente fertilidad es respectivamente de 5, 10 y 20 toneladas. Si la producción anual de cada tierra debiera venderse a su precio de producción individual, el precio de una tonelada del producto sería: para la primera tierra, $100/5=20$ unidades de valor; para la segunda, $100/10=10$ unidades de valor y para la tercera tierra $100/20=5$ unidades de valor.

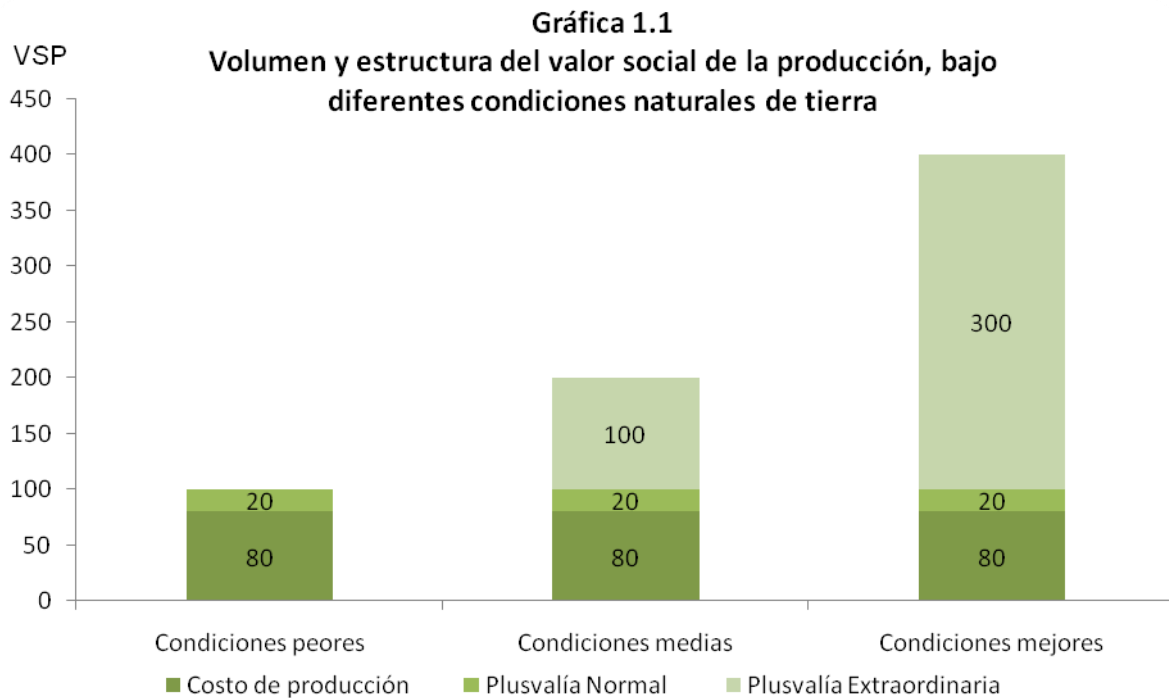
Es de suma importancia resaltar que como sólo puede haber un precio de mercado, y éste se determina por las tierras con condiciones naturales relativamente peores de producción, es decir, por la tierra menos fértil, el precio de mercado por tonelada del producto será 20 unidades de valor. Las otras dos tierras, al beneficiarse de condiciones de fertilidad superiores, darán lugar a una ganancia extraordinaria que los capitalistas después pagarán a los propietarios de la tierra con la forma de renta del suelo.

Si el precio de mercado se ha establecido en 20 unidades de valor por tonelada, la primera tierra proporcionará $5 \times 20 = 100$ unidades de valor, la segunda $10 \times 20 = 200$ unidades de valor y la tercera $20 \times 20 = 400$ unidades de valor. De esta manera la primera tierra sólo obtendrá la ganancia media y quedará exenta de acceder a una plusvalía extraordinaria. Para la segunda tierra y tercera tierra el panorama es diferente: estas además de obtener la ganancia media que equivale a 20 unidades de valor podrán

acceder a la plusvalía extraordinaria y de esta manera obtener la posibilidad de pagar la renta del suelo al propietario de la tierra.

La plusvalía total de la segunda tierra ascenderá a $200-80=120$ unidades de valor y su renta diferencial total será de 100 unidades de valor; para la tercera tierra la plusvalía total será de 320 ($400-80$) unidades de valor y su renta diferencial de 300 unidades de valor.

El establecimiento del precio de mercado en 20 unidades de valor en función de las condiciones de producción en la tierra menos fértil se explica así: si fuera inferior a 20 unidades de valor, el capital invertido en la explotación de la tierra menos fértil no obtendría la tasa media de ganancia y con toda probabilidad sería reorientado hacia inversiones más lucrativas:



pero entonces, la cantidad de producto ofertada en el mercado sería insuficiente y los precios subirían, suscitando de nuevo el interés necesario para la explotación de las tierras menos fértiles. Por tanto, son las condiciones de la producción en las tierras relativamente menos fértiles las que determinan el precio de mercado, permitiendo a los agricultores el pago de una renta diferencial en las tierras más productivas.

1.2.2 Renta diferencial II

Ahora veamos el cuadro 2 que nos presenta un segundo escenario. Supongamos que existen diferentes volúmenes del capital invertido que impactan al nivel tecnológico y a la productividad del trabajo. Supongamos que los capitalistas que explotan la segunda y tercera tierra deciden duplicar y triplicar su inversión respectivamente, para la compra de maquinaria, fertilizantes y el empleo de una cantidad superior de mano de obra. (Véase Marx: 2001:419-429)

Cuadro 2. Formación de la plusvalía extraordinaria, resultado de un aumento del capital y de la aplicación de nuevas tecnologías en algunas tierras. (Base de la renta diferencial II).								
Tipos de condiciones naturales	Inversión del capital	Plusvalía normal (ganancia media)	Productividad Toneladas	Valor particular de una tonelada	Valor social de la producción	Plusvalía		
						Total	Normal	Extraordinaria
Peores	80	20	5	20	100	20	20	0
Medias	160	40	12.5	16	250	90	40	50
Mejores	240	60	25	12	500	260	60	200

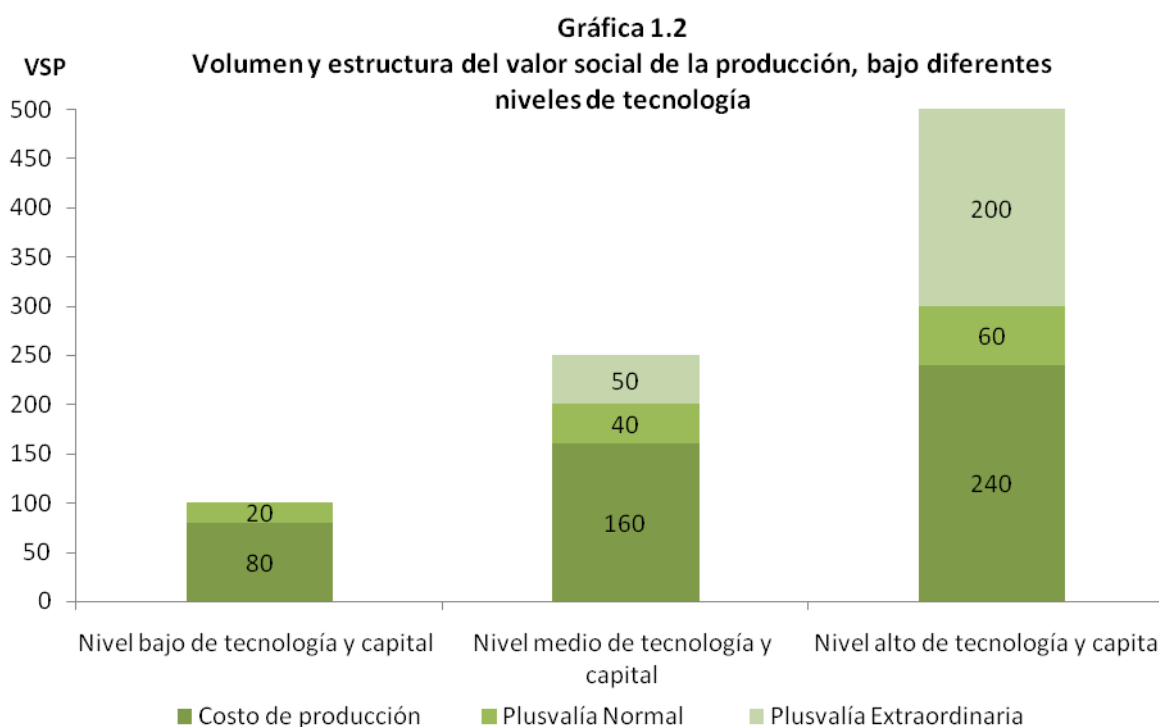
Fuente: Elaboración propia

Suponga también que en virtud de dicho incremento el capitalista que explota la segunda tierra logra aumentar su producción 2.5 veces, ósea pasando 5 a 12.5 y para el caso del capitalista que explota la tierra tres su producción se incrementa cinco veces pasando de 5 a 25 toneladas¹.

¹ Para estudiar el fenómeno de la renta diferencial II en su forma pura, suponemos que la fertilidad *inicial* en todas tierras es igual y se traduce en una productividad de 5 toneladas por unidad de superficie y con una inversión de capital igual a 80 unidades de valor.

En la vida real el proceso es más complejo porque la productividad de las tierras dos y tres aumenta no sólo porque hubo mayor inversión sino también porque una inversión adicional de igual magnitud en las tierras de mejor calidad hace aumentar la productividad del trabajo en una medida mayor respecto de las tierras

El valor particular por tonelada para cada una de las tres tierras es de 20, 16 y 12 unidades de valor por tonelada respectivamente. Al seguir siendo el valor social de venta de una tonelada de 20 unidades de valor, el monto de ventas en la segunda y tercer tierra será de $12.5 \times 20 = 250$ unidades de valor y $25 \times 20 = 500$ unidades de valor respectivamente y la plusvalía normal para la segunda y tercer tierra es de 40 y 60 unidades de valor y la plusvalía extraordinaria es de 50 y 200 unidades de valor para la segunda y tercer tierra.



La elevación artificial de la fertilidad se consigue con la agricultura intensiva, la cual está basada en la concentración del capital en un mismo terreno. Por lo tanto la plusvalía extraordinaria creada en la agricultura mediante un trabajo más productivo, fruto del incremento artificial de la tierra, constituye la renta diferencial II.

menos fértiles. Por esto en la realidad la renta diferencial dos esta íntimamente vinculada con la renta diferencial I

La teoría de Ricardo sobre la renta diferencial presupone necesariamente el paso al cultivo de terrenos cada vez peores. Marx demostró que cuando la técnica progresa y mejoran los métodos de cultivo, la “la ley de fertilidad decreciente” no es aplicable.

La renta diferencial I se crea con la agricultura extensiva, la renta diferencial II se crea con la agricultura intensiva. Es importante resaltar otra vez que el monto que le corresponde capitalista arrendador como pago por el uso de la tierra estará determinado por la negociación entre agricultores y propietarios de la tierra.

1.2.3 Renta Absoluta

Para explicar el concepto de renta absoluta Marx toma en consideración los siguientes elementos: la propiedad privada de la tierra y la existencia de monopolio sobre la misma; la composición del capital más baja en la agricultura en comparación con la industria y, a diferencia de David Ricardo la distinción entre el valor de la mercancía y su precio de producción.

Marx define renta absoluta como la diferencia entre el valor de mercado y el precio social de producción que se paga por los agricultores a los propietarios de la tierra. (Marx.2001:420)

La agricultura, como rama de la producción capitalista no participa en la nivelación de la cuota general de ganancia y los productos agropecuarios no se venden según su precio de producción, sino por su valor de mercado.

Esto debido a que la composición orgánica media del capital invertido en el campo es como siempre inferior a la del invertido en la industria. Para Marx la renta absoluta...”procede del hecho de que el capital agrícola pone en movimiento una mayor cantidad de trabajo, con relación a la parte constante del capital, que el capital medio en la producción no agrícola”. (Marx: 2001: 421). Lo que significa que, en la agricultura, por cada unidad de capital se crea más plusvalía que en la industria con la misma cuota de explotación.

La composición orgánica del capital relativamente más baja en la agricultura significa que la plusvalía allí creada por cada unidad de capital invertido supera el nivel de la ganancia media que predomina en la producción industrial y el monopolio de la propiedad privada sobre la tierra obstaculiza la libre transferencia de capitales entre la industria y la agricultura, frena la aplicación de nueva tecnología en la agricultura y contribuye al retraso de ésta con respecto a la industria.

En consecuencia, el valor comercial de los productos agropecuarios es superior a su precio social de producción. Pero el excedente de la plusvalía por encima de la ganancia media no se distribuye entre los capitalistas agrarios e industriales, sino que se queda en el bolsillo del propietario de la tierra en forma de renta absoluta.

Ahora veamos un tercer escenario en el cual podemos observar cómo se forma la renta absoluta. Partamos ahora del cuadro 3 en donde los tres capitalistas invierten la misma cantidad de capital, y la tasa de plusvalía es del 100%.

Cuadro 3. Formación del valor y de los precios de los productos agrícolas o mineros bajo la existencia de monopolio de la propiedad privada sobre la tierra y la renta absoluta											
Condiciones naturales	Capital Invertido	Plusvalía	Productividad Toneladas	Valor particular de una tonelada	Valor social de la producción	Precio de producción sin monopolio de la propiedad privada	Precio de producción con monopolio de la propiedad privada	Plusvalía			
								Total	Normal	Extraordinaria	
										Renta absoluta	Renta diferencial
Peores	80 60c+20v	20	5	20	100	90	100	20	10	10	0
Medias	80 60c+20v	20	10	10	200	190	200	120	10	10	100
Mejores	80 60c+20v	20	20	5	400	390	400	320	10	10	300

Fuente: Elaboración propias

Como hemos visto a lo largo de nuestro análisis el valor individual de una tonelada es determinado por el valor social de la producción de la tierra en peores condiciones siendo éste de 20 unidades de valor por tonelada.

Vamos a suponer como lo hace Marx que la composición orgánica del capital en la industria y en la agricultura son distintas y para este caso concreto vamos a suponer una composición orgánica de 60c+20v en la agricultura y de 70c+10v en la industria. De esta manera sí se considera una inversión igual 80 unidades de valor, la plusvalía en la industria será de 10 unidades de valor y en la agricultura de 20 unidades de valor. Si no

existiera el monopolio de la propiedad privada sobre la tierra, el precio de producción en la agricultura y en aquellas tierras que presentan las peores condiciones de producción con una inversión igual a 80 unidades de valor, sería de 90 unidades de valor, pero en este caso los agricultores no podrían pagar la renta absoluta o solamente podrían hacerlo a cuenta de la tasa media de ganancia.

Por esta razón vamos a suponer en nuestro cuadro que los productos agrícolas de las tierras relativamente peores se venden no por sus precios de producción sino por su valores y el valor de producto será igual a $60c+20v+20p'=100$.

Continuando con el supuesto de productividad diferente en distintas tierras, 5 toneladas en tierras con condiciones relativamente peores, 10 toneladas en tierras con condiciones medias y 20 en tierras con condiciones mejores. De esta manera igual que antes el valor individual de una tonelada va a ser igual a 20 unidades de valor en la primera tierra, 10 unidades de valor en la segunda tierra y 5 unidades de valor en la tercera tierra.

También sigue en pie el supuesto de que el valor social de una tonelada del producto se determina por las tierras en peores condiciones, ósea será igual a 20 unidades por una tonelada. Así que multiplicando la productividad por el valor social de una tonelada podemos obtener el valor social de la producción para cada una de las tierras ($5 \times 20 = 100$ unidades de valor en las tierras con condiciones relativamente peores; $10 \times 20 = 200$ unidades de valor en las tierras medias y $20 \times 20 = 400$ unidades de valor para las mejores tierras).

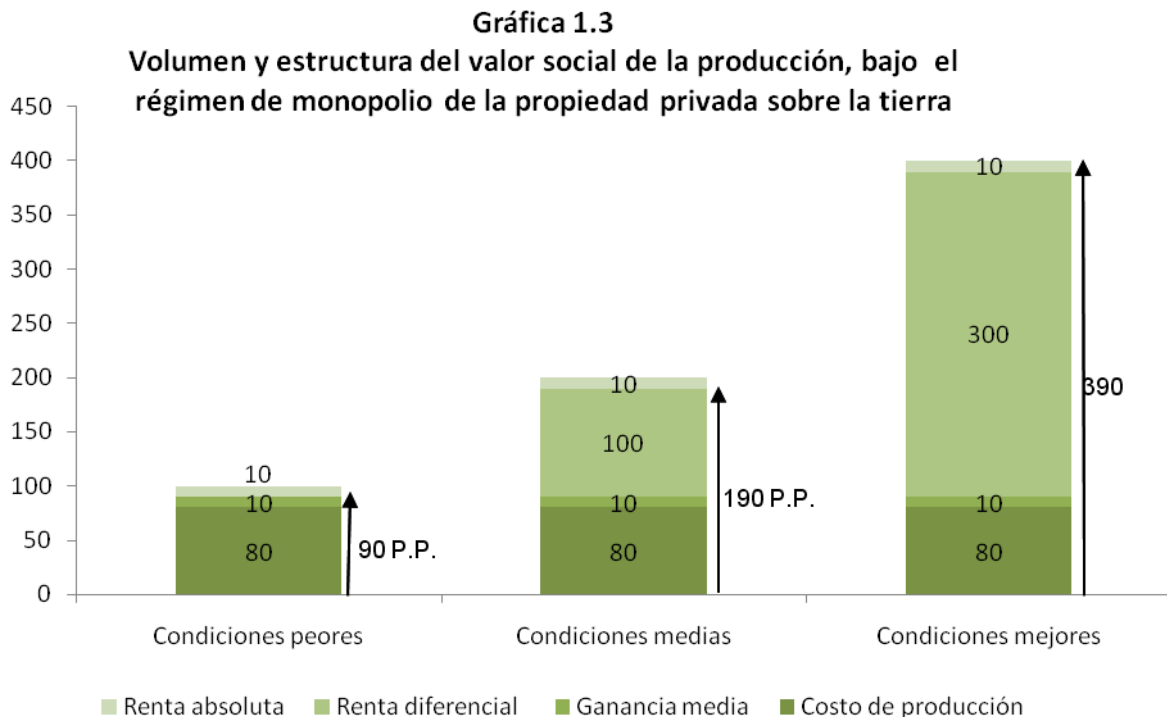
Partiendo de nuestro supuesto de que la plusvalía es del 100% la plusvalía normal es igual a 10 para el caso de una inversión de 80 unidades de valor. Quiere decir que la tasa media de ganancia es igual a 12.5%. Con esto podemos calcular el precio social de producción para cada tipo de tierra. Éste sería igual 90 unidades del valor para las tierras con condiciones relativamente peores, 190 para las tierras con condiciones relativamente medias y 390 para las tierras con condiciones relativamente mejores.

De acuerdo con el supuesto de que bajo las condiciones del monopolio privado de la tierra, la agricultura no participa en el proceso de formación de la ganancia media y por ello el precio de mercado de los productos agrícolas se establece a nivel de 100 unidades de valor en tierras con condiciones relativamente peores, 200 unidades de valor en tierras con condiciones relativamente medias y 400 unidades de valor en las tierras con condiciones relativamente mejores. A partir de estos datos podemos observar que con

este precio de mercado la plusvalía total que va apropiarse el capitalista de la tierra con condiciones relativamente peores de producción será igual a 20 unidades de valor (100-80); 120 en tierras con condiciones relativamente medias (200-80) y 320 en tierras con condiciones relativamente mejores (400-80).

Este nivel de plusvalía total, da posibilidad a los agricultores de: a) apropiarse de la ganancia normal igual a 10 unidades de valor de acuerdo con la tasa media de ganancia en toda la economía equivalente a 12.5%.; b) pagar en todas la tierras la renta absoluta igual a 10 unidades; c) apropiarse de la plusvalía extraordinaria igual a 100 unidades de valor en las tierras en condiciones medias y 300 unidades de valor en las tierras mejores, siendo esto la fuente para pagar la renta diferencial en estas tierras.

De esta manera se ve como Marx aplicando de manera consecuente la distinción entre el valor del producto y su precio de producción (lo que no realizó David Ricardo) logró explicar cómo en plena correspondencia con la ley del valor y las exigencias capitalistas de la tasa media de ganancia en todos los sectores de la economía, en la agricultura se crean las condiciones con las cuales los agricultores pueden no sólo apropiarse de la tasa media de ganancia sino también pagar la renta absoluta y la renta diferencial, como se muestra en la siguiente gráfica 1.3.



Es importante subrayar que la teoría de la renta absoluta posee gran poder explicativo. Basándose en ésta se puede entender porque la nacionalización de las tierras por el Estado sería benéfica para todos los sectores, porque el capital industrial obtendría libre acceso a la agricultura, lo que conduciría a la elevación de la tasa media de ganancia en toda la economía y al mismo tiempo a la disminución de los precios de los productos agrícolas. (Véase Marx: 2001:419-429)

1.3 Teoría de la renta del suelo y estructura del valor internacional de la producción petrolera en distintas condiciones naturales.

En el apartado anterior se presentó una breve exposición de los principales elementos de la teoría de Marx sobre la renta del suelo. Ahora se busca demostrar que esta teoría es una sólida base científica para el diseño de sistemas tributarios, porque ofrece las herramientas para conocer la estructura del valor social de los productos agrícolas y mineros y las leyes de su cambio. Antes de abordar este tema es necesario cumplir con una tarea más. Es que las condiciones de la formación de la renta del suelo que supone Marx en sus trabajos se contrastan con la situación actual. Hoy en día el proceso de formación del valor social de la producción se da a nivel internacional. Es decir lo que Marx analizó y descubrió en el proceso de formación del valor en un ámbito nacional, ahora, se aplicara a escala internacional. Por lo que surgen nuevos elementos a considerar.

Para esto, utilizaremos el cuadro 4. Se supone que se trata de un país productor de petróleo que comercializa su producto en el mercado internacional. Manteniendo constantes las premisas utilizadas en los casos anteriores se agregará un elemento nuevo a saber: el valor del petróleo se determinará por las condiciones relativamente peores de la producción en el ámbito internacional.

De lo anterior surgen tres casos para analizar. El caso "A", cuando las condiciones naturales relativamente peores de producción de petróleo en el ámbito internacional, son menos favorables que las condiciones naturales relativamente peores de producción de petróleo en el ámbito nacional; El caso "B" cuando, las condiciones relativamente peores en el ámbito internacional son más favorables que las condiciones relativamente peores en el ámbito nacional; y finalmente, el caso "C", cuando las condiciones relativamente

peores en el ámbito internacional coinciden con las condiciones relativamente peores en el ámbito nacional del país que se analiza.

Para efectos prácticos, se toma como base el cuadro 1 (se mantienen sin cambios los niveles del capital invertido, de la plusvalía, de la ganancia media y de la productividad para distintas condiciones naturales dentro del ámbito nacional) y se introduce una columna más correspondiente al ámbito internacional, donde que presenta el supuesto de una productividad del trabajo bajo las condiciones peores de producción de 4 barriles, siendo éste inferior al del ámbito nacional.

La columna 6 del cuadro, muestra las cifras de los valores particulares por barril de petróleo bajo distintas condiciones naturales de producción. Dividiendo la suma de la inversión y de la plusvalía normal entre la productividad en distintas condiciones naturales de producción, se obtienen los valores particulares de por barril, siendo este valor particular igual a 20 unidades para las peores condiciones; 10 unidades para condiciones medias y 5 unidades para mejores condiciones.

Cuadro 4. Estructura del valor internacional de la producción petrolera en distintas condiciones naturales (caso "A")												
Condiciones naturales	Capital Invertido	Plusvalía	Productividad Barriles por unidad de inversión		Valor particular de un barril	Valor internacional de un barril	Valor de la producción					
			Nacional	Internacional			Nacional	Internacional				
								Total	Costos	Normal	Plusvalía	
											Nacional	Internacional
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Peores	80 60c+20v	20	5	4	20	25	100	125	80	20	—	25
Medias	80 60c+20v	20	10	—	10	25	200	250	80	20	100	50
Mejores	80 60c+20v	20	20	—	5	25	400	500	80	20	300	100

Fuente: Elaboración propia

Estos valores indican lo que realmente cuesta producir un barril de petróleo bajo diferentes condiciones naturales del ámbito nacional. Pero como el valor social del petróleo se determina por las características de extracción en las condiciones

relativamente peores, 20 unidades por barril que aparecen en el reglón 1 del cuadro será el valor social en el ámbito nacional.

En la columna 7 aparece el valor internacional del petróleo que se calcula dividiendo la suma de inversión y plusvalía por la productividad en las condiciones peores del ámbito internacional, que según el supuesto es igual a 4 unidades, De esta manera se obtiene la cifra del valor internacional de un barril igual a 25 unidades. Bajo los nuevos supuestos del mercado global este es el único valor real que sirve de base para todas las transacciones con el petróleo en el ámbito internacional.

Ahora bien la parte restante del cuadro 4 compara valores nacionales e internacionales de la producción petrolera bajo las condiciones nacionales relativamente peores, medias y mejores y con esta base se revela la estructura del valor internacional del petróleo.

Observando el cuadro se ve que el valor de la producción petrolera es igual a 100, 200 y 400 unidades para las condiciones peores, medias y mejores respectivamente. Mientras que las cifras del valor de la producción en el ámbito internacional son mayores, siendo 125, 250 y 500. Esto se debe a que la productividad en las condiciones naturales relativamente peores en el ámbito internacional es menor que la productividad en las condiciones relativamente peores del ámbito nacional.

Con estas cifras se tiene toda la información necesaria para revelar la estructura del valor internacional del petróleo para los tres tipos de condiciones naturales. Por ejemplo, en yacimientos relativamente peores tenemos tres partes integrantes del valor internacional de un barril de petróleo que son: 80 unidades del valor que corresponde al costo, 20 unidades de la plusvalía normal y 25 unidades que aparecen como resultado de la diferencia entre los valores internacional y nacional del petróleo.

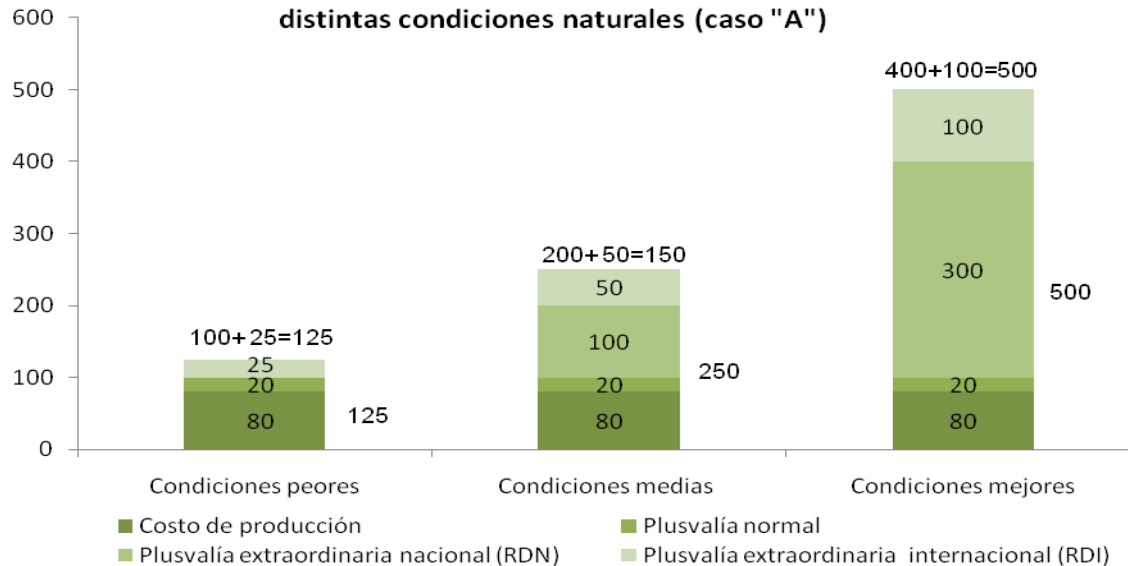
Vale preguntar ¿Cuál es la naturaleza de este nuevo elemento de 25 unidades del valor? es algo que los productores nacionales que operan bajo condiciones de producción relativamente peores obtienen adicionalmente (por encima de la ganancia normal), como resultado de una mayor productividad, sin olvidar que las condiciones de producción relativamente peores del ámbito internacional son las que determinan la formación del valor de petróleo. Proponemos llamar a este nuevo elemento estructural del valor social del petróleo *“la renta diferencial internacional”*.

Los renglones 2 y 3 del cuadro contienen los resultados de la renta diferencial nacional en condiciones de producción medias y mejores, donde su magnitud es aun mayor debido a que la productividad del trabajo en estos yacimientos también es mayor que la de los yacimientos de las condiciones naturales de extracción relativamente peores en el ámbito internacional. En el cuadro podemos apreciar también que las “tierras” con condiciones medias de producción la renta diferencial internacional sube a 50 unidades y para las “tierras” con condiciones mejores aumenta a 100 unidades.

Igual que antes sigue formándose la renta diferencial “tradicional”, ósea la que se creaba cuando se trataba de formación de valores en el ámbito nacional. En el cuadro la plusvalía extraordinaria que surge como resultado de mayor productividad del trabajo en comparación con las condiciones relativamente peores nacionales, es igual a 100 unidades para las condiciones medias y a 300 unidades para las mejores condiciones.

De esta manera se resume que en el caso analizado lo nuevo consiste en que el valor social de la producción se forma a partir de las condiciones relativamente peores en el ámbito internacional y que a diferencia de los ejemplos clásicos que analiza Marx, aparecen dos tipos de plusvalía extraordinaria. Al primer tipo podemos llamarlo plusvalía extraordinaria nacional y al segundo plusvalía extraordinaria internacional. Estos resultados están presentados en la grafica 1.4 donde podemos ver cuál es la estructura del valor internacional de producción petrolera en los tres tipos de condiciones naturales de producción.

Gráfica 1.4
Estructura del valor internacional de la producción petrolera en distintas condiciones naturales (caso "A")



La grafica está diseñada con base en los datos del cuadro 4. Muestra que a diferencia del análisis clásico para el caso nacional, aparece un elemento nuevo que es la renta diferencial internacional; esta renta diferencial internacional puede producirse y apropiarse también en condiciones nacionales relativamente peores, donde en este caso el valor de la producción va a englobar tres elementos estructurales que son: costo de producción, plusvalía normal y la renta diferencial internacional. Consideramos que esta información sobre la estructura del valor de la producción bajo las nuevas condiciones del mercado global del petróleo es de suma importancia para el diseño de sistemas tributarios.

Acabamos de analizar el caso "A" cuando la productividad del trabajo en condiciones relativamente peores nacionales es mayor en comparación con las peores condiciones en el ámbito internacional. Ahora pasaremos al análisis del caso contrario "B" cuando la productividad del trabajo (o de inversión) en las condiciones relativamente peores nacionales es menor en comparación con la de condiciones relativamente peores del ámbito internacional. Para este análisis presentamos el cuadro 5, para el cual se tomaron de base las primeras 4 columnas del cuadro anterior haciendo sólo un cambio en la columna 5 donde se refiere a la productividad de trabajo o (de inversión) en las condiciones relativamente peores en el ámbito internacional. En el cuadro anterior esta productividad era igual a 4 barriles, ahora será de 6 barriles, es decir un barril más que en las condiciones relativamente peores nacionales.

Cuadro 5. Estructura del valor internacional de la producción petrolera en distintas condiciones naturales (caso "B")												
Condiciones naturales	Capital Invertido	Plusvalía	Productividad Barriles por unidad de inversión		Valor particular de un barril	Valor internacional de un barril	Valor de la producción					
			Nacional	Internacional			Nacional	Internacional				
								Total	Costos	Plusvalía		
										Normal	Extraordinaria	
						Nacional	Internacional					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Peores	80 60c+20v	20	5	6	20	16.7	100	83.5	80	3.5	—	-16.5
Medias	80 60c+20v	20	10	—	10	16.7	200	167	80	20	67	-33
Mejores	80 60c+20v	20	20	—	5	16.7	400	334	80	20	234	-66

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro 5 se ve como la formación y distribución de los diferentes componentes del valor internacional del petróleo ha cambiado. Mientras que la columna 6 donde aparecen valores particulares de un barril continua sin cambios, la columna 8 que se refiere al ámbito internacional, muestra que el valor internacional del petróleo ha bajado de 25 unidades por barril a 16.7 unidades y esto debido a que el rendimiento de las condiciones relativamente peores internacionales ha aumentado de 4 a 6 barriles. Como era de esperar los valores nacionales de producción en los tres tipos de condiciones naturales se mantienen sin cambios siendo de 100, 200 y 400 unidades. Pero en el volumen y la estructura del valor internacional de la producción sí se observan cambios. En las condiciones relativamente peores nacionales, el valor de la producción petrolera ha bajado de 125 a 83.5 unidades, y ya que el costo de producción se mantiene, las ganancias bajaron de su nivel normal de 20 a sólo 3.5 unidades. En las condiciones medias el valor internacional de la producción petrolera bajó de 250 a 167 unidades, pero con este nivel no sólo sigue asegurándose la recuperación de la inversión y apropiación de la plusvalía normal sino que se produce una cantidad extra de renta diferencial nacional, aunque se ve afectada, porque en comparación con el cuadro 4, bajó de 100 a 67 unidades.

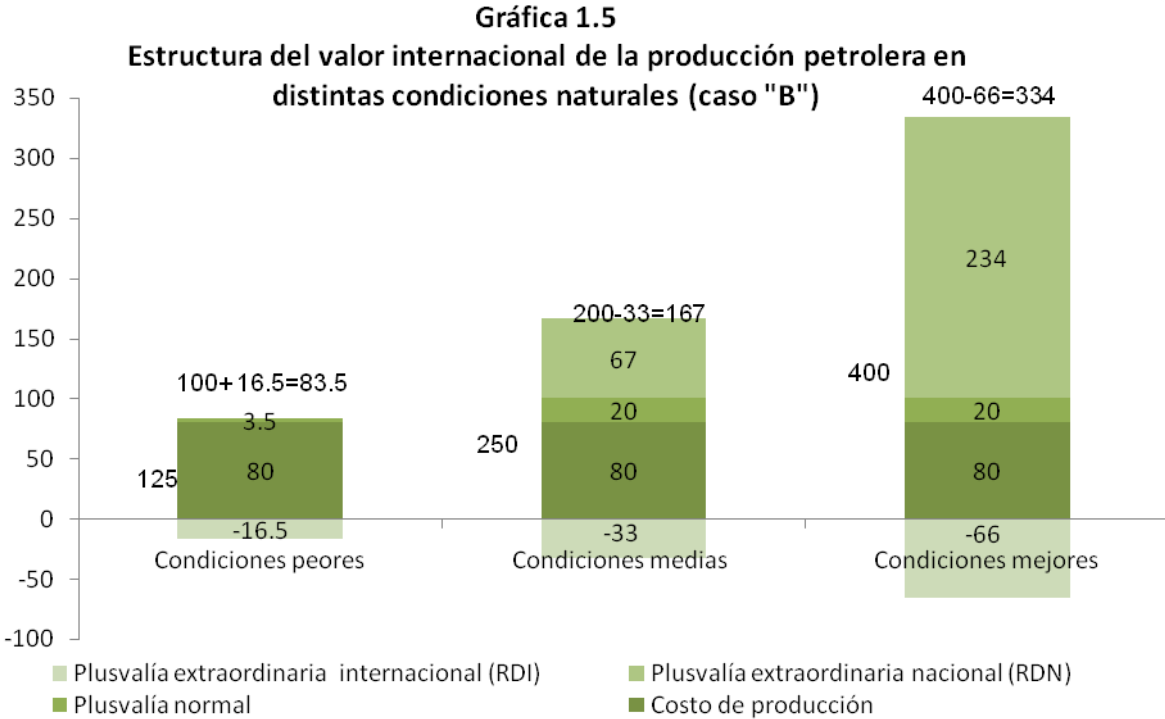
Esta tendencia se observa también en las condiciones mejores donde el valor internacional de la producción petrolera se ha reducido de 500 a 334 unidades y donde

además de recuperar la inversión y apropiarse de la ganancia normal, se produce una renta diferencial nacional de 234 unidades, 66 unidades menos en comparación con renta diferencial en el cuadro anterior.

Lo que llama la atención es la plusvalía extraordinaria internacional muestra valores negativos. Formalmente es un efecto de la diferencia negativa entre valores internacionales y valores nacionales del petróleo. Y esto porque la productividad de inversión en las condiciones relativamente peores en el ámbito internacional es mayor en comparación con las peores condiciones del ámbito nacional. Como resultado la renta diferencial internacional tiene signo negativo y es igual -16.5, -33 y -66 unidades del valor respectivamente.

Pero ¿Cuál puede ser la interpretación económica de estos signos negativos de la renta diferencial Internacional?, ¿Qué significa esto en la práctica? Según nuestra opinión es resultado lógico de aplicación de la teoría de la renta del suelo de Marx. Se trata de la expresión matemática de las situaciones “imaginarias”, pero la apreciación cuantitativa de estas situaciones tiene sentido real y ayuda a los agentes económicos a evaluar (estimar) sus pérdidas o ganancias en el caso de realización de ciertos pasos económicos. Para facilitar la comprensión de esta situación se puede utilizar una analogía: En la teoría económica, por ejemplo, se usa la noción de “costo de oportunidad”. Es un procedimiento mental sobre las situaciones imaginarias pero con la importancia real, en el sentido de que nos ayuda a obtener cierto criterio de nuestras acciones. Algo parecido sucede con la aplicación de la teoría de la renta del suelo de Marx para las condiciones internacionales. En este caso el signo negativo de las cifras de la renta internacional, muestra qué cantidades de valor los productores nacionales del petróleo pierden en las condiciones indicadas al someterse a la apertura comercial y al permitir la regulación de los precios del petróleo por las condiciones naturales relativamente peores en los mercados internacionales. En el caso de cerrar las fronteras o establecer las cuotas de importación, el precio nacional de petrolero subiría y estas magnitudes imaginarias se convertirían en ganancias reales. En otras palabras estas cifras negativas de la renta diferencial internacional indican qué ganarían los productores nacionales de petróleo en el caso de la formación del valor social en el marco del mercado nacional, basándose en las características de las condiciones naturales relativamente peores sólo en los marcos nacionales.

Esta situación está presentada en la grafica 1.5, donde se ve que el valor internacional de de la producción petrolera en distintas condiciones naturales aparece como resultado de la suma algebraica de los valores nacionales de la producción y de la renta diferencial internacional negativa. Quiere decir que sí de los valores nacionales vamos a restar las magnitudes de la renta internacional, se obtendrá exactamente magnitudes de valores internacionales existentes para los tres casos, que son iguales a 83.5, 167 y 334 unidades respectivamente.



Acabamos de analizar dos casos que caracterizan la formación del valor internacional de la producción del petróleo; esto es cuando la productividad del trabajo en las condiciones relativamente peores del ámbito internacional es mayor o menor que la productividad del trabajo en las condiciones relativamente peores en el ámbito nacional. Queda mencionar el caso "C" cuando, las condiciones y productividad relativamente peores en el ámbito nacional y en ámbito internacional coinciden. Pero consideramos que este caso es más sencillo y su explicación no requiere presentar material de apoyo, ya que bajo este supuesto no habrá diferencia entre valores de la producción del petróleo en el ámbito nacional e internacional. Como resultado de ello desaparecería el fenómeno de renta diferencial internacional y quedarían sin cambios las condiciones de formación de renta

diferencial nacional. Aunque este es un caso excepcional, valió la pena hacer este comentario sobre su impacto a la estructura del valor internacional del petróleo.

1.4 Renta del suelo y diseño de sistemas tributarios para el sector petrolero.

Antes de exponer la aplicación de la teoría de la renta del suelo sobre el diseño de los sistemas tributarios en el sector petrolero, consideramos importante hacer una breve revisión de principios y criterios que algunos autores y organismos internacionales recomiendan utilizar como base de formación de sistemas tributarios para el sector petrolero.

Noreng menciona que para que la explotación de los recursos naturales se desarrolle de manera eficaz se requiere de un esquema “ideal” de tributación, entendido éste como aquel donde la renta económica del recurso se genere en forma eficiente, donde se promueva la inversión, el crecimiento del sector y se desincentive al monopolio para que no se desperdicien los recursos. (Noreng: 1999: 35)

Al hablar de los impuestos corporativos en general Kay & King señalan: “Si un impuesto corporativo no es neutro, recaerá también sobre aquellos que suministran capital a las compañías. El impuesto no neutro desalentará las inversiones o, de ser posible, será transferido a los consumidores por medio de un aumento de precios”. De manera similar, según Neher: “Se considera que un impuesto es mejor si es neutro...El impuesto es considerado eficiente si no distorsiona el perfil de producción que es supuestamente eficiente ante la ausencia de impuestos” (Citado por Wright: 1993:156).

Según Wright un régimen impositivo estable debe sustentarse en el consenso social. La tributación de los ingresos provenientes de los recursos naturales, sobre todos en aquellos casos en los cuales las compañías extranjeras desempeñan una función primordial en el proceso de extracción, ha sido una fuente de importante discusión y la historia de la industria petrolera mundial se ha caracterizado durante mucho tiempo por una seria preocupación en torno a la distribución de las ganancias entre compañías y gobiernos (Wright: 1991: 168).

Para Walde no tiene sentido que un país permita a las compañías extraer petróleo sin cobrar un monto mínimo (por encima de la tributación corporativa normal que rige para todas la compañías). “La regalía tradicional es un pago mínimo por concepto de

explotación de recursos naturales no renovables, se trata de un precio mínimo por tomar algo que no puede ser sustituido” (Walde: 1996:15).

Johnston subraya que, las regalías y los techos a la producción en los contratos de beneficios compartidos, son las formas clásicas de lo que él llama “protección del ingreso” estas formas “garantizan al gobierno una proporción de los ingresos independientemente de si se generan o no utilidades económicas verdaderas”. A partir de este esquema que el autor llama “acceso a los ingresos brutos”, surge un nuevo método de clasificación de regímenes fiscales. (Citado por Wright: 1991: 158).

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe “CEPAL” considera que un régimen fiscal eficiente no consiste solamente en asegurar los recursos fiscales para el gobierno, sino en dar prioridad al abastecimiento energético que contribuya a mejorar los niveles de vida, el desarrollo tecnológico y la competitividad del país y para lograrlo se requieren nuevas maneras de administrar, con instituciones y regulaciones adecuadas, la producción, distribución y consumo de los recursos no renovables. La forma más directa de transformar los ingresos procedentes de la explotación de los recursos no renovables en recursos fiscales ha sido la participación directa de los gobiernos en la producción a través de empresas de propiedad pública. (CEPAL: 2006:10).

Según el Fondo Monetario Internacional, a partir de su guía para la transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales, “desde el punto de vista del Estado lo ideal es establecer un marco regulatorio fiscal que atraiga inversionistas y reporte una proporción justa de las rentas de los recursos. El marco regulatorio fiscal debe enunciarse clara y cabalmente en las declaraciones de política del gobierno y debe incorporarse en las leyes tributarias y en las que rigen la utilización de los recursos”. (FMI: 2005:25)

En el sector petrolero, según el documento citado, al margen del sustancial volumen de producción bajo control estatal directo, se emplean dos marcos regulatorios fiscales generales para repartir las rentas entre el gobierno y los inversionistas: i) el sistema de impuestos/regalías, en que las empresas están autorizadas para explorar, explotar y enajenar petróleo, sujeto a una amplia gama de instrumentos tributarios (y no tributarios) y ii) los Contratos de Repartición de la Producción (CRP), en virtud de los cuales se contrata a una empresa para que extraiga y desarrolle los recursos a cambio de una proporción de la producción.

Los países industrializados han tendido recurrido en mayor medida a los sistemas basados en impuestos o regalías. Puede aplicarse la gama normal de instrumentos

tributarios al sector de los recursos naturales, y es esencial que la definición del marco regulatorio fiscal del sector abarque todos los instrumentos efectivamente utilizados.

Es probable que cuestiones relacionadas con la rentabilidad y el riesgo den lugar a la aplicación de tasas especiales y a un régimen de instrumentos múltiples, propio del sector, diseñado para satisfacer las necesidades del gobierno y del sector. En principio, las políticas en que se sustenta un marco regulador de este tipo deben declararse al público y el tratamiento tributario de la industria debe ser objeto de exámenes presupuestarios y revisiones públicas habituales.

En el otro extremo, se emplea una serie de instrumentos y tasas, de acuerdo con las circunstancias de cada caso, para procurar maximizar la relación rendimiento/riesgo del gobierno. Cuanto más complejo y discrecional sea el sistema, mayores serán las dificultades para definir el régimen fiscal básico y mejorar la transparencia.

Debería ser posible definir el régimen tributario de referencia para la industria en términos de los impuestos aplicados uniformemente a todas las empresas, pero con algunas variaciones por razones de política (regalías, impuestos adicionales sobre las utilidades) como elemento integral del régimen.

Ahora bien, después de presentar esta breve revisión sobre algunas ideas respecto los sistemas tributarios en el sector petrolero, es evidente la complejidad del tema y la diversidad de opiniones. Se nota una palpable división de propuestas en dos grupos: las que giran a partir de la visión de la teoría neoclásica; y las que se apegan más a la tradición clásica, la cual parte de las doctrinas del valor objetivo, vinculado con los procesos reales de producción y distribución del producto y del capital.

Vale la pena recordar que desde su surgimiento la corriente de la economía política clásica vinculaba la importancia práctica de la teoría del valor-trabajo, con las tareas de tributación. No es por casualidad el principal libro David Ricardo se titula "Principios de economía política y tributación". En este sentido se puede advertir que nuestro trabajo lo ubicamos dentro de esta corriente, la cual obtuvo su desarrollo posterior, en los textos de Carlos Marx. No obstante nos parece que los principios de tributación que se enfatizan a partir de las posturas de economía neoclásica tienen sus razones y de alguna manera reflejan las necesidades de la vida real. (Tales como "neutralidad" "distribución equitativa" "conservación"). Pero consideramos que paradójicamente una realización plena y eficaz de estos principios a menudo puede lograrse más fácil, con base en los sistemas tributarios fundados en el concepto del valor objetivo.

Para no ir más lejos, tomemos los principios de “neutralidad” y “distribución equitativa”. Su cumplimiento en realidad es más fácil y seguro si esta basado en el concepto de la tasa media de ganancia y de los intentos de su cuantificación. ¿A caso no es la tasa media de ganancia un elemento crucial para determinar si se cumplen o no se cumplen los principios de “neutralidad” y “distribución equitativa”? A propósito, consideramos que la CEPAL (cuando insiste que un “régimen fiscal eficiente” entre otras cosas tiene que dar prioridad al abastecimiento energético que contribuya a mejorar los niveles de vida, el desarrollo tecnológico y la competitividad del país) y El FMI (cuando señala que lo ideal es “establecer un marco regulatorio fiscal que atraiga inversionistas y reporte una proporción justa de las rentas de los recursos”), ambos están basando sus recomendaciones en los conceptos de un “valor objetivo” que se determina por las características del proceso real de producción y distribución del producto y del capital.

Otro elemento que merece ser mencionado, es que, en los marcos de ambas corrientes, se subraya la importancia de establecer una clara separación entre la llamada “tributación corporativa normal” (Walde) ó “El marco regulatorio básico de tributación de las empresas” (FMI), por un lado y “un pago mínimo por concepto de explotación de recursos naturales no renovables” (Walde) o “la aplicación de tasas especiales o un régimen de instrumentos múltiples propio del sector, diseñado para satisfacer las necesidades del gobierno del sector” (FMI).

Consideramos que para el diseño de ambos elementos es útil basar la metodología y los cálculos concretos, en las teorías del valor, de la tasa media de ganancia y de la renta del suelo. Para entender por qué estas teorías constituyen un fundamento sólido para el diseño de un sistema de tributación en el sector petrolero; es necesario tomar en consideración que estas teorías: en primer lugar abren la posibilidad de determinar (calcular) la magnitud y la estructura del valor internacional del petróleo extraído en distintas condiciones naturales y también cómo resultado de aplicación de una inversión mayor en comparación con los niveles promedios; en segundo lugar ofrecen criterios claros respecto a la distribución de las distintas partes integrantes del valor internacional de petróleo extraído entre las empresas y el Estado en cualquiera de los dos tipos de sistemas tributarios antes mencionados; en tercer lugar también ofrecen criterios de distribución que son: a) las esferas de aplicación de un “marco regulatorio básico” y de “sistemas especiales” deben ser distintas. El primero puede aplicarse para las “ganancias normales” y el segundo para las “ganancias extraordinarias”, correspondientes a las

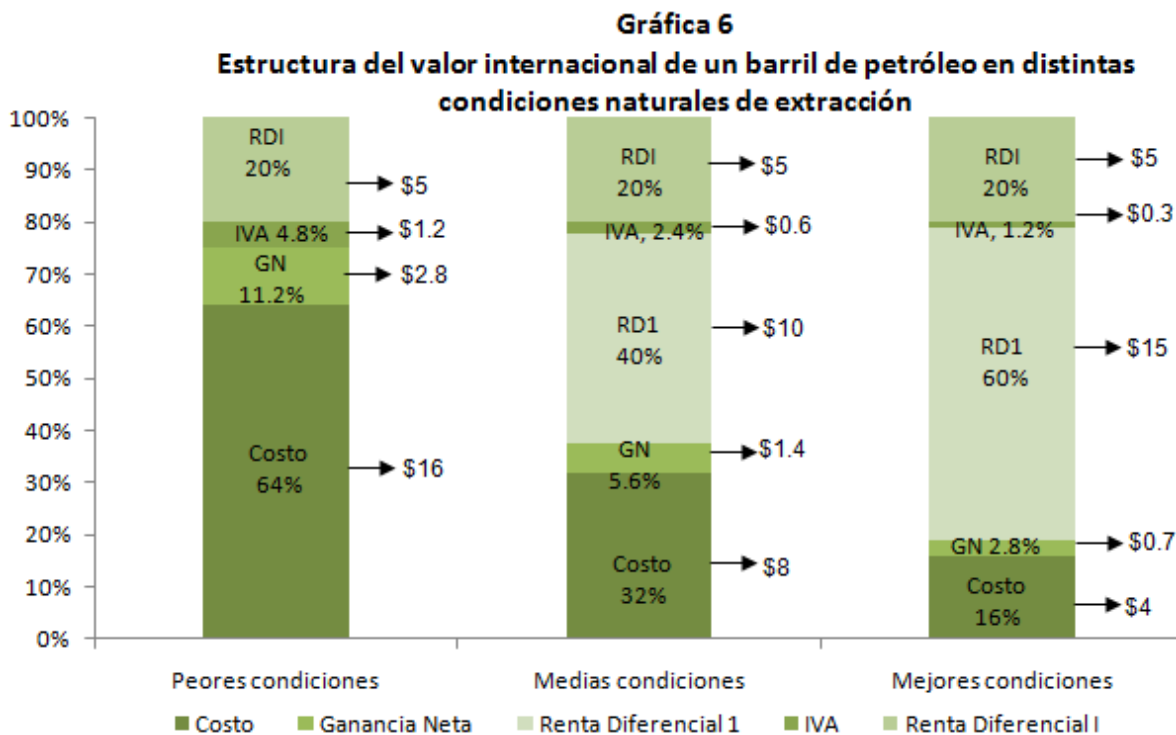
rentas diferenciales nacional e internacional; b) la renta diferencial I nacional e internacional puede apropiarse por el Estado; c) la renta diferencial II, resultado de un avance tecnológico de las empresas como regla tiene que quedarse en ellas y fungir de estímulo de inversión en ciencias aplicadas y tecnologías; d) para que cada elemento del sistema de tributación cumpla con su funciones específicas: i) como primer paso, de la ganancia bruta de las empresas tienen que descontarse las rentas diferenciales I nacional e internacional; ii) tiene que identificarse la ganancia normal y la renta diferencial II y iii) tienen que cobrarse impuestos habituales del marco regulatorio básico, utilizando como base de esta tributación la suma de ganancia normal y de la renta diferencial II. Ahora bien, los mecanismos técnicos para llevar a cabo la tributación de acuerdo con el esquema antes descrito pueden ser diferentes, en calidad de demostración a continuación presentaremos cómo en la practica podría funcionar tal sistema si se calculan y se usan los coeficientes (las cuotas de pago de las empresas) a partir de las distintas partes del valor internacional del petróleo, calculadas por barril para distintas condiciones naturales de producción.

Para cumplir con esta tarea tomemos como base las condiciones reflejadas en el cuadro 4. Reproduciremos este cuadro como material de apoyo pero ahora denominándolo 1.6 “Estructura del Valor Internacional por barril de petróleo en distintas condiciones naturales de producción y el diseño de un sistema de tributación”.

Cuadro 6. Estructura del valor internacional por barril de petróleo en distintas condiciones naturales de producción y el diseño de un sistema de tributación.												
Condiciones naturales	Capital Invertido	Plusvalía	Productividad Barriles por unidad de inversión		Valor particular de un barril	Valor internacional de un barril	Valor de la producción					
			Nacional	Internacional			Nacional	Internacional				
								Total	Costos	Plusvalía		
										Normal	Extraordinaria	
						Nacional	Internacional					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Peores	80 60c+20v	20	5	4	20	25	100	125	80	20	—	25
Medias	80 60c+20v	20	10	—	10	25	200	250	80	20	100	50
Mejores	80 60c+20v	20	20	—	5	25	400	500	80	20	300	100

Fuente: Elaboración propia

Ahora el objetivo inmediato a partir de la cuadro 6, es obtener la información que serviría de base para el diseño de un sistema tributario cuyo objetivo debe ser por un lado, dejar a las empresas sus ganancias normales y por otro, entregar al Estado ganancias extraordinarias que provienen de la diferencia entre la productividad de yacimientos, así como de la diferencia entre los valores nacionales e internacionales del petróleo. Para esto vale la pena observa según los datos del cuadro 6 el valor internacional de un barril petróleo es de 25 unidades del valor (dólares); dividiendo éste valor (que surge bajo las peores condiciones de producción) entre el valor de la producción internacional total, se obtiene el porcentaje de la renta diferencial internacional por barril ($25/125=0.2$ ó 20%). Ahora si multiplicamos 25 dólares (que corresponde al valor por barril) por éste coeficiente obtendremos la magnitud de la renta internacional por barril ($25 \cdot 0.2 = 5$ dólares). Ahora bien es para presentar los datos que vamos a obtener y crearemos la gráfica 1.6 que va a mostrar la estructura del valor de barril de petróleo bajo distintas condiciones naturales de producción.



En la gráfica podemos ver que para las condiciones relativamente peores, el valor internacional de un barril es de 25 dólares de los cuales 5 dólares corresponden a la Renta Diferencial Internacional. Como segundo paso, bajo estas mismas condiciones,

también se puede calcular el impuesto sobre el Valor Agregado y la Ganancia Neta. Según nuestros supuestos, el monto correspondiente al capital variable y a la plusvalía es igual a 20 unidades respectivamente, por lo tanto el Valor Agregado es igual a 40 dólares y multiplicándolo por 0.15 obtenemos la magnitud del IVA que es igual a 6 dólares, dividiendo el IVA entre 125 que es igual al valor de la producción internacional se obtiene el coeficiente de 0.048 (4.8%), esta cifra nos indica el porcentaje por barril que corresponde al IVA.

Ahora si multiplicamos 25 dólares por 0.048 obtendremos 1.2 dólares, que corresponden al monto que las empresas que producen bajo condiciones relativamente peores tendrán que pagar al Estado por concepto de IVA. Como siguiente paso de la plusvalía normal que es 20 unidades se puede restar la magnitud del IVA obteniendo la magnitud de ganancia neta igual a 14 dólares. Dividiendo este valor entre el valor total bajo las condiciones relativamente peores de producción (125 dólares), se obtiene 0.112 ó (11.2%) siendo el peso de la ganancia neta en el valor internacional de un barril. Ahora multiplicando este coeficiente por el valor internacional de un barril petróleo (25 dólares) obtenemos la magnitud de la ganancia neta que es de 2.8 dólares. Finalmente no es difícil determinar la parte que corresponde al costo. Con este objetivo 80 dólares dividimos entre 125 dólares que corresponde al valor total de la producción bajo las condiciones relativamente peores, se obtiene el coeficiente 0.64 ó (64%), al multiplicarlo por el valor de un barril, obtendremos la magnitud del costo en el valor de cada barril de petróleo que en este caso es de 16 dólares. Resultado de lo anterior se obtiene un cuadro completo de la estructura del valor internacional de un barril de petróleo bajo las condiciones relativamente peores de producción.

De igual manera, aplicando el mismo procedimiento para el caso de las condiciones medias y mejores de producción se logra obtener la gráfica que muestra la distribución de la ganancia bruta entre el Estado y las empresas en el caso de la aplicación del sistema tributario recomendado. Los resultados de estos cálculos están expresados en la grafica 1.6.

¿Qué conclusiones se pueden hacer observando esta gráfica? En primer lugar el peso de la renta diferencial internacional en el valor internacional de un barril de petróleo para los tres casos de las condiciones naturales es igual a 5 unidades. Esto debido a que en todos los casos esta magnitud resulta de la diferencia entre el valor internacional y el valor nacional del petróleo en condiciones naturales relativamente peores. En segundo

lugar, pasando de las condiciones peores a las medias a mejores el peso de la renta diferencial I aumenta y este resultado se explica por crecimiento de la productividad de la inversión a medida del mejoramiento de las condiciones naturales de extracción de petróleo. Por otro lado, el peso relativo del IVA, de las ganancias netas y del costo disminuye, esto debido a nuestros supuestos iniciales (mismas magnitudes de inversión y de ganancia) que se distribuyen entre las cantidades crecientes de barriles a medida del paso de las condiciones peores a medias y mejores de extracción del petróleo.

Al obtener los coeficientes que se presentan en la grafica 1.6 se tiene toda la información necesaria para el diseño de un sistema de tributación que podría ser aplicado en las condiciones hipotéticas que están reflejadas en cuadro 6 y las graficas 1.6 y 1.7.

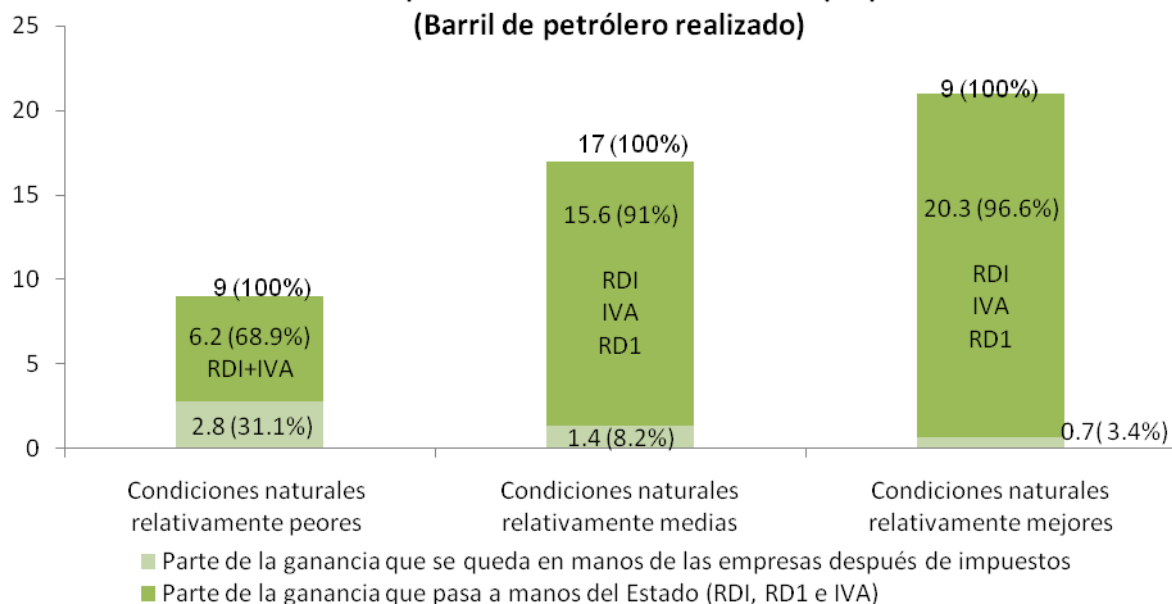
Por ejemplo, para conocer los montos que el Estado debe recaudar para captar la renta diferencial internacional y el IVA, es suficiente multiplicar estos valores dentro del valor internacional de un barril de petróleo por el número de barriles realizados por la empresa en cuestión. Por ejemplo si una empresa X que trabaja bajo las condiciones, naturales relativamente peores, en un periodo determinado produce 10 mil barriles entonces el monto de la renta internacional seria igual a 50 mil dólares (10 mil multiplicados por 5 dólares) y para calcular el monto que el Estado debe recaudar para cobrar el IVA, 1.2 multiplicamos por 10,000 y obtenemos 12,000 dólares.

En la grafica 1.7 se presentan los resultados de los cálculos semejantes para los tres casos donde la ganancia bruta se divide entre el Estado y las empresas.

En esta grafica, se ve que en las condiciones relativamente peores las empresas petroleras pagan al estado 68.9% de la ganancia bruta y se quedan con 31.1%, lo que asegura la rentabilidad (ganancia neta por el costo) de 17.5%.

Para el caso de las condiciones medias, es lógico que la proporción que pasa al Estado aumenta hasta 91.8% y la parte que corresponden a las empresas es de 8.2%. Sin embargo ya que en las condiciones medias y mejores aumenta la cantidad de barriles producida con el mismo volumen de inversión igual a 80, el monto total de la ganancia neta se mantiene igual en todos lo casos.

Gráfica 1. 7
Distribución de la ganancia bruta entre el Estado y las Empresas en el
caso de la aplicación del sistema tributario propuesto
(Barril de petróleo realizado)



y asegura la rentabilidad de 17.5 por ciento (también igual para todos los casos)

De esta manera podemos concluir que aplicando las teorías del valor, de la plusvalía y de la renta del suelo, logramos diseñar un esquema sistema de tributación que aseguró: a) apropiación de las ganancias normales por todas las empresas; b) recaudación por el Estado de las ganancias extraordinarias provenientes de los factores que no dependen de las empresas así como de impuestos normales que se aplican en toda la economía. Vemos también que este modelo tiene dos componentes: “recaudación básica” y el sistema especial, para captar ganancias extraordinarias que no dependen de los esfuerzos de las empresas.

Finalmente es importante señalar que entre los fundamentos teóricos y metodológicos de un sistema de tributación y un sistema concreto de sus aplicaciones en la práctica hay una gran distancia. No queremos simplificar el asunto porque lo que se ve fácil en los esquemas abstractos en la vida real va requerir la solución de varias tareas difíciles. Por ejemplo, para aplicar el esquema abstracto que acabamos de presentar se debe de realizar un monitoreo permanente y evaluación de las diferentes condiciones naturales de producción, también hay que conocer los movimientos del valor internacional del petróleo, etc., consideramos en la practica para aplicación de este sistema debería existir un centro especializado de estudios y monitoreo de las condiciones de producción del

petróleo a nivel nacional e internacional. Sin embargo, vale la pena tratar de solucionar estos problemas prácticos, porque el objetivo que es la creación de un sistema tributario eficaz merece este esfuerzo.

CAPÍTULO II. Marco regulatorio fiscal e Industria petrolera en México.

2.1 Primer período 1938-1979. Política de orientación productiva.

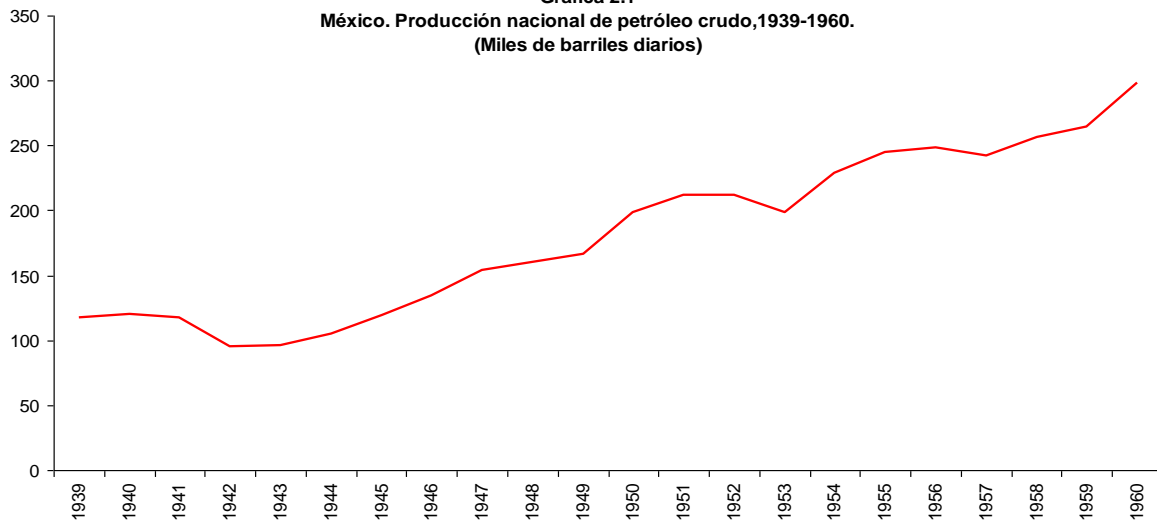
Una vez conocida la naturaleza de los marcos regulatorios fiscales y tomando como base los conceptos presentados en el capítulo 1, en este capítulo se realizara un análisis integral de la industria petrolera mexicana a partir de su expropiación hasta el sexenio comprendido por el presidente Vicente Fox, con el objetivo de revelar las virtudes y carencias de el marco regulatorio fiscal aplicado a la industria petrolera y sus relaciones financieras con el Estado.

La participación de la industria petrolera en el desarrollo económico del país antes de la expropiación petrolera era limitada y circunscrita a ciertas regiones, por lo que el Estado una vez consumada la expropiación petrolera tuvo que reorientar al sector hacia el mercado interno, crear centros especializados (UNAM, IPN) para conformar los cuadros de ingenieros, técnicos y especialistas, y de esta manera cubrir de manera eficiente la demanda de energía y de materias primas que la economía y sociedad requerían.

El petróleo se fue convirtiendo en la principal fuente de energía, proporcionando de manera directa e indirecta más del 90 % de la energía industrial consumida por los mexicanos. Como se muestra en la gráfica

En 1950 la producción de petróleo crudo fue casi el doble de lo producido en 1938.

Gráfica 2.1
México. Producción nacional de petróleo crudo, 1939-1960.
(Miles de barriles diarios)

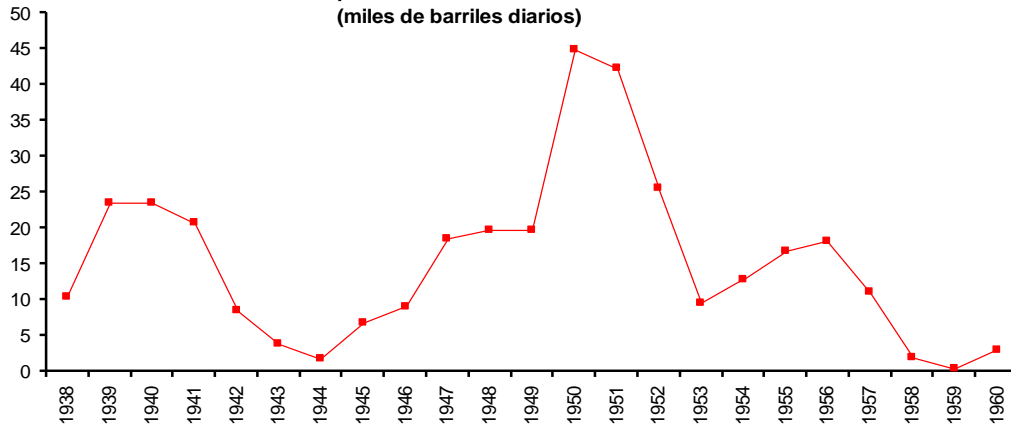


Fuente: elaboración propia con base en Sexto informe de Gobierno (1994) y Pemex (2005), Anuario estadístico y De la Vega(2006)

La ideología que imperaba en ese momento era que el petróleo debía de satisfacer en primer lugar al mercado interno y solamente de manera secundaria al externo. Pemex captaría sus ingresos de las ventas internas, ello significa que le grueso de los ingresos de Pemex dependía de la política de regulación de precios interna la cual estaba en manos del Ejecutivo. (Meyer: 1990:127)

La gráfica 2.2 nos muestra como a consecuencia del dinamismo en la producción, en ese mismo año se logró exportar en promedio 45 millones de barriles diarios, logrando financiar las importaciones de bienes de capital y una parte considerable de la deuda negociada con las compañías petroleras extranjeras por causa de la nacionalización del petróleo. (Ortiz Mena, Urquidi, Waterston y Haralz, 1953)

Gráfica 2.2
México. Exportaciones de Petróleo. 1939-1960
(miles de barriles diarios)

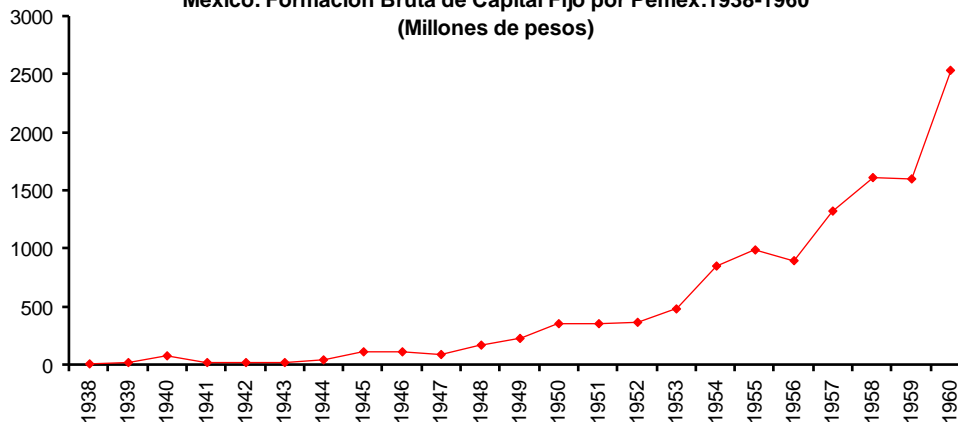


Fuente: elaboración propia con base en Sexto informe de Gobierno (1994), Pemex Anuario estadístico (2005) y De la Vega(2006) .

Pemex moderniza y aumenta considerablemente las capacidades de refinación y emprende la construcción de nuevas refinerías. En términos reales, como se muestra en la gráfica 2.3, la formación bruta de capital fijo de Pemex aumento a más del triple entre 1952 y 1958, aumentando al mismo tiempo la inversión federal pasando de 11.26 % en 1952 a 26.05 %. (Philip: 1989: 353).

De 1950- 1969 el país vive el mayor proceso de industrialización, experimento tasas de crecimiento del 6.6 %, el país paso de una situación predominantemente rural a una nueva etapa marcada por la industrialización y la urbanización. El sector transporte se empieza a expandir, se dan grandes inversiones para construir carreteras, por lo que el crecimiento en la demanda de petróleo y de productos refinados aumentó considerablemente. (CEPAL: 1957:109).

Gráfica 2.3
México. Formación Bruta de Capital Fijo por Pemex.1938-1960
(Millones de pesos)



Fuente: elaboración propia con datos de Pemex. Anuario 1995

La industria petrolera se fue convirtiendo en una de las principales fuentes de ingresos para el Gobierno federal, en 1958 Pemex pago al gobierno por concepto de impuestos aproximadamente el 21 % de sus ingresos. (De la Vega: 2006) El dinamismo en el consumo energético por un lado, el incremento del ingreso en las capas medias y altas de la sociedad por el otro y la congelación de los precios, explica la correlación entre el aumento en el consumo energético por habitante y el crecimiento en el ingreso per cápita (Meyer: 1990:155).

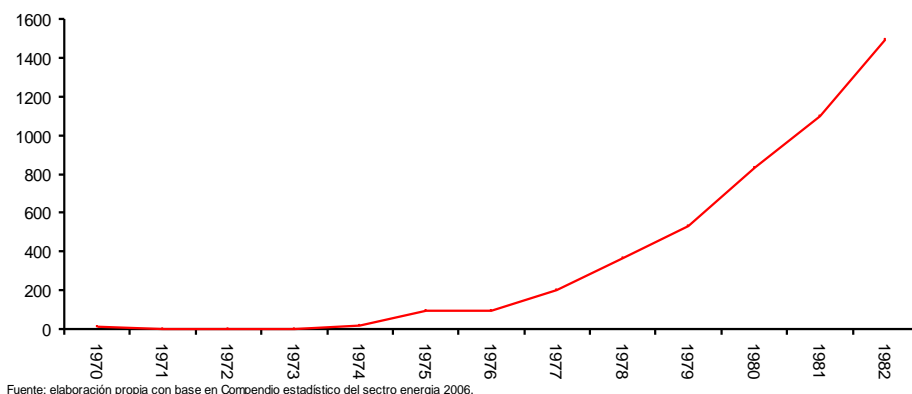
Sin embargo el periodo comprendido entre 1970-1973 considera un periodo crítico para la industria petrolera debido principalmente a tres razones: a) carencia de planos precisos sobre las tuberías que circundaban los campos productores provocando deficiencias en el mantenimiento de instalaciones, fugas y accidentes, b) el atraso en la extracción y producción limitando la capacidad de las refinerías y aumentando las deficiencias en la infraestructura. (Sordo: 1983), y c) la crisis petrolera mundial que afecto de manera importante la producción, las importaciones poco a poco fueron aumentando hasta que en 1973 México se vuelve un importador neto, ocasionando un desequilibrio en la balanza comercial.

Al comenzar ese año se había llegado al punto más bajo del desequilibrio entre reservas del subsuelo y producción por un lado y un creciente consumo por el otro. Las importaciones, ya no sólo de derivados sino inclusive de petróleo crudo iban en aumento. (Meyer: 1990: 145) Lo anterior nos muestra que la función principal de Pemex que consistía en producir y vender petróleo para estimular a la economía en su conjunto, se estaba volviendo cada vez más cara poniendo en peligro su estabilidad en financiera. La

política de subvención de precios no estaba cumpliendo con su función principal que consistía en ofrecer a los consumidores internos principalmente en zonas atrasadas el petróleo y derivados a precios bajos, con el fin de evitar las importaciones y lograr integrar a todos los sectores de la economía.

A mediados de 1973 se descubren importantes yacimientos petroleros en Chiapas y Tabasco y en 1974 y la industria petrolera se reintegra al mercado externo presentándose un aumento considerable en las exportaciones, en la inversión pública y en la producción. Durante 1970-1976, la participación del sector petrolero en la inversión pública represento el 17.5%, con una participación en la producción industrial del 5% y con un nivel de exportación de petróleo crudo de 202 mil barriles diarios; mientras que a partir de 1976 hasta 1982 su participación en la inversión pública represento el 35%, en la producción industrial fue de 21 % y las exportaciones de petróleo fueron 1100 barriles diarios. Como se puede ver en la gráfica 2.4

Gráfica 2.4
México. Exportaciones de Petróleo, 1970-1982.
(Miles de barriles diarios)



Después de la crisis de 1973, el petróleo se convierte en un instrumento privilegiado del proceso de transformación estructural de la economía con los objetivos siguientes:

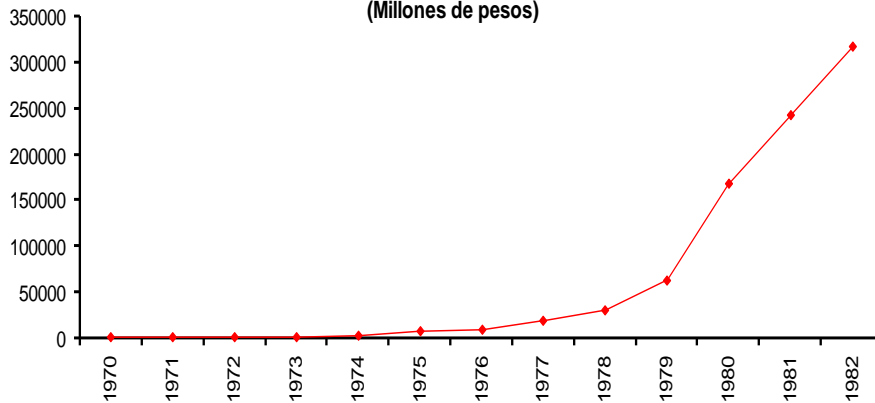
- Cubrir las necesidades internas de energía
- Servir de eje para integrar al sector energía

- Diversificar sus fuentes y racionalizar su uso
- Servir de medio para transferir recursos a otros sectores
- Erigirse como creador de empleo
- Se le dieron funciones de aval financiero del sector público y privado
- De estabilidad en el tipo de cambio y de la política nacional
- Factor de independencia nacional

Con el petróleo como base se consiguió diferir los dos grandes cuellos de botella que la economía había tenido tradicionalmente: el déficit externo y el déficit fiscal, pero no porque se hayan abatido en términos reales, sino porque se consiguió levantarles el techo a estas variables. La industria petrolera durante este periodo consiguió una tasa de crecimiento medio anual de 13 % a precios de 1960, la industria absorbió durante estos años el 21 % de la inversión pública.

En la gráfica 2.5 se observa como el porcentaje de ingresos captados por el gobierno por concepto de impuestos fue aumentando considerablemente, por ejemplo entre 1974 y 1978 Pemex generó 457 mil 700 millones de pesos como ingreso bruto de los cuales el Gobierno absorbió por medio de impuestos el 63 % y el resto lo utilizó para su propio financiamiento. En 1979 el 12 % y en 1980 representaron el 30 %, mostrando una dependencia cada vez mayor por parte del gobierno a los ingresos provenientes de la venta del petróleo. (BANXICO: 1982).

Gráfica 2.5
 México. Impuestos pagados por PEMEX.1970-1982
 (Millones de pesos)



Fuente: elaboración propia con datos de Pemex. Anuario

De 1960 a 1980 la participación del sector tanto en el PIB como en los ingresos totales del gobierno federal aumento sorprendentemente, por ejemplo en 1960 la participación de la industria petrolera en producto interno bruto del país represento el 3.4 %, triplicándose su participación 1981 y su participación en los ingresos totales del gobierno paso de un 4.4 % al 40 %. Evidenciando que las rentas petroleras permitieron mantener el control político pero con una mayor dependencia por parte de las finanzas públicas limitando los cambios en el modelo económico.

2.2 Segundo Periodo. 1980-1992 Políticas de Orientación rentistas

A partir de 1980 el síndrome petrolero se adueñó de México, debido entre otros factores, al gasto público desmesurado tendiente a sostener las tasas de crecimiento económico más altas del mundo en el ámbito de una recesión mundial cada vez más aguda, a la pérdida completa del control sobre el gasto de inversión público y privado, al crecimiento sustancial de la cuenta de las importaciones necesarias para resolver de inmediato los cuellos de botella en la infraestructura y el aparato productivo y suplir a la vez la demanda tanto de alimentos básicos como de bienes de consumo suntuario (importaciones para cuyo pago no bastaban los crecientes ingresos petroleros en divisas) y a la defensa a ultranza de la paridad del peso. (Ángeles: 1984) El que hubiera capacidad de pago, disponibilidad de recursos financieros para el sector público postergo la reforma fiscal, la cual hubiera traído consigo recursos más sólidos para continuar el crecimiento y una menor dependencia del petróleo.

Como consecuencia de lo anterior la industria petrolera comenzó a sufrir importantes cambios estructurales:

- a) participación creciente del sector petrolero en la generación del PIB;
- b) cambios en los precios relativos y la reorientación de los factores de producción y de los escasos recursos internos hacia las actividades ligadas con el petróleo y los sectores que producen bienes que no pueden entrar en el comercio internacional (principalmente servicios y construcción);
- c) aparición de los cuellos de botella en los sectores clave de la economía, en particular transporte y capacidad industrial;
- d) rápido crecimiento de las importaciones aunado a la falta de dinamismo en las exportaciones no petroleras;
- e) altas tasas de inflación; y
- f) tendencia a la sobrevaluación de la moneda (Corredor: 1980)

La disminución de la demanda del crudo en todos los países industrializados de Occidente, el ahorro de los energéticos, la sustitución creciente del petróleo por gas natural y otras fuentes energéticas primarias, el estancamiento del consumo de los hidrocarburos en las regiones subdesarrolladas (excepto el Medio Oriente), fueron algunas de las medidas de prevención que se pusieron en práctica para contrarrestar el efecto de la crisis que se aventuraba. Por otro lado el constante crecimiento de la oferta de hidrocarburos y otros energéticos a escala mundial, llevaron a que se presentara con mayor fuerza un cambio en la política petrolera mundial.

En 1982 se inicia la época neoliberal en México, por lo que el sector petróleo pierde su carácter productivo, convirtiéndose en el principal instrumento de recolección de la renta para beneficio del fisco. El sector es completamente dirigido hacia el mercado externo, aumentando las exportaciones considerablemente como lo muestra la gráfica 2.6.

Gráfica 2.6
México. Exportaciones de Petróleo, 1975-1990.
(Miles de barriles diarios)



Se privilegia la explotación sobre la exploración y la restitución de reservas, generando como se muestra en la gráfica 3.7 una disminución considerable. Los recursos petroleros se usaron entonces para postergar una reforma fiscal que, de realizarse, incrementaría la carga impositiva en medio de una crisis económica y de altos índices de inflación.

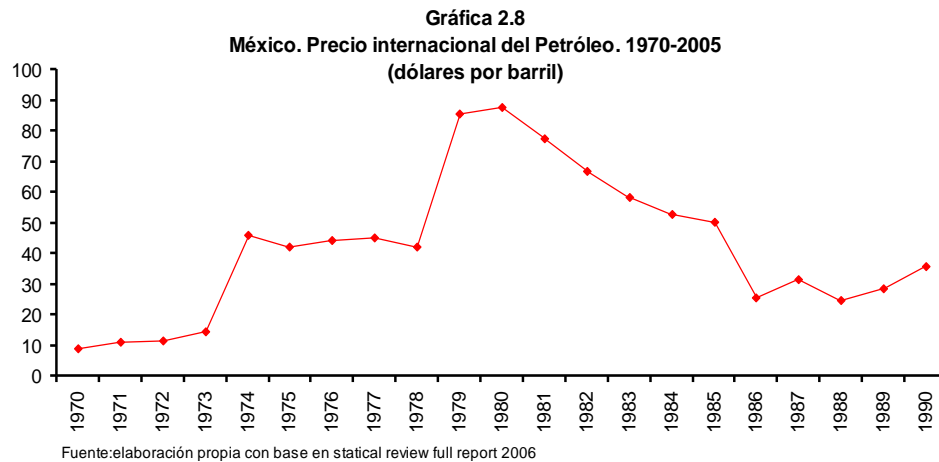
La falta de una reforma impositiva, el gran endeudamiento del gobierno federal y la gran dependencia de la renta petrolera ocasionó que México resultara vulnerable a la caída en los precios internacionales del petróleo en 1982, trayendo como resultado una tasa de crecimiento del PIB de casi cero.

Gráfica 2.7
México. Reservas probadas de Petróleo 1970-1990
(Miles de millones de barriles)



Durante la década de los noventa, la inversión en Pemex se mantuvo en términos reales en niveles similares a los de finales de los ochenta, siendo este un nivel insuficiente para

recuperar las reservas. Como sabemos históricamente el gasto de capital en Pemex ha sido inferior al gasto en operación en términos porcentuales, excepto en el periodo de 1977 a 1982. (Quiroz: 2004:65).



Sin embargo la carga impositiva de Pemex pasó de constituir en promedio el 46 % de su ingreso corriente durante los ochenta a un promedio de 68 % en los noventa. La creciente importancia de los ingresos petroleros en las finanzas públicas pospuso la realización de reformas para reorganizar el sector de una forma sustentable.

2.3 Tercer periodo. 1992-2006 Reestructuración de Pemex con resultados poco efectivos.

En 1992 se promulgó una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios que establecía la reestructuración corporativa de Pemex y promovía su modernización e internacionalización, a la vez que relajaba el control directo del gobierno sobre las decisiones de la paraestatal. Además de establecer una estructura organizativa distinta, con la nueva Ley iniciaron operaciones de manera relativamente autónoma cuatro filiales en la paraestatal.

Pemex Exploración y Producción encargada de los procesos de exploración y explotación del petróleo y del gas natural; Pemex Refinación; sería la encargada de la refinación,

elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos derivados mencionados; Pemex Gas y Petroquímica Básica, procesara el gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materia industriales básicas; y Pemex Petroquímica, realizaría los procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización y se creó Pemex Internacional, dedicado a la venta y adquisición de hidrocarburos en el mercado internacional.

Pemex por primera vez en su historia, tuvo saldos positivos en sus cuentas públicas 2000 millones de dólares en 1992 y 3000 millones de dólares en 1993. El hecho adquiere mayor relevancia si se considera que en esos mismos años aumentaron también los egresos de la empresa, sobre todo por concepto de pago de impuestos de operatividad. Sin embargo y a pesar de los saldos favorables de las cuentas públicas de Pemex la empresa no invirtió los suficientes recursos en su desarrollo científico-tecnológico, lo que entre otras cosas le impidió incrementar las reservas probadas como lo muestra la gráfica 2.9 (García: 2001)

En forma paralela a la reestructuración del organismo y a partir de 1994, se aplicó un marco regulatorio fiscal conformado básicamente por contribuciones tributarias (derechos e impuestos) y no tributarias (aprovechamientos). Pemex pagaría cuatro derechos que estaban relacionados entre sí: el derecho ordinario sobre la extracción de petróleo, el derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo, el derecho adicional sobre la extracción de petróleo y el derecho sobre hidrocarburos. También, pagaría un impuesto directo sobre rendimientos petroleros, similar al ISR que pagan las empresas en el régimen general, y un aprovechamiento por rendimientos excedentes.

Gráfica 2.9
México. Reservas probadas de Petróleo 1985-2005
(Miles de millones de barriles)



Fuente: elaboración propia con datos de Statical review report 2006

Derecho ordinario:

Este derecho tiene como objetivo recaudar una porción del total de ingresos neto de costos e inversión. PEMEX Exploración y Producción (PEP) es sujeto del derecho ordinario sobre la extracción de petróleo (DEP). El derecho se calcula por cada región petrolera de explotación como sigue:

$$DEP = \tau_{DEP} \max(N, 0) = 0.523 \max(N, 0), \text{ con } N = Y - E - I \quad (1)$$

Donde Y= Ingresos totales de Pemex-Exploración y Producción (ventas internas y externas); E= Egresos totales de PEP (costos de exploración, desarrollo de nuevos campos y producción, así como gastos administrativos); I= Inversión de PEP (bienes de activo fijo) N=Ingresos netos (base gravable del DEP). Este derecho forma parte de la recaudación federal participable, es decir, el gobierno federal transfiere una parte de estos ingresos a las entidades federativas y a los municipios.

Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo (DEEP):

El organismo subsidiario PEP paga el derecho extraordinario sobre la extracción del petróleo (DEEP). La base de este derecho es el derecho sobre la extracción de petróleo, (DEP), y se calcula mediante.

$$DEPP = \tau_{DEEP} DEP = \tau_{DEEP} \tau_{DEP} \max(N, 0) = (0.255)(0.523) \max(N, 0) = 0.1336 \max(N, 0) \quad (2)$$

Pemex Exploración y Producción entera a diario y semanalmente anticipos predeterminados en la Ley de Ingresos, los que acredita mediante declaración mensual.

El derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo, no formaba parte de la recaudación federal participable, sino que ingresaba a la Tesorería de la Federación para financiar sólo al gobierno federal.

Derecho adicional sobre la extracción de petróleo:

Este derecho se destina a los municipios en donde se lleva a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo.

$$DAEP = \tau_{DAEP} DEP = \tau_{DAEP} \tau_{DEP} \max(N, 0) \quad (3)$$

Donde $\tau_{DAEP} = 0.011$. Se observa que la base del DAEP es de nuevo el derecho sobre la extracción de petróleo (DEP). Este derecho se calcula y entera mensualmente por conducto de PEP.

La asignación del DAEP no toma en cuenta criterios de producción o de generación de ingresos petroleros.

Derecho sobre rendimientos petroleros (ISRP):

Este impuesto es equiparable al ISR que paga cualquier persona física o moral en el régimen general y está dado por:

$$ISRP = \tau_{ISRP} \max(Y-D, 0) \quad (4)$$

Donde $\tau_{\text{ISRP}}=34$ y D= deducciones autorizadas². Cada uno de los organismos subsidiarios efectúa dos anticipos a cuenta del impuesto para el ejercicio. Dichos anticipos se acreditan contra el monto de la declaración anual. Una diferencia sustantiva entre ISR es que en este último la legislación no permite consolidar los resultados financieros de los organismos.

Por otro lado los consumidores nacionales que compran a PEMEX gasolinas, diesel y gas natural son sujetos a los siguientes impuestos, los cuales retiene PEMEX y los entera a la SHCP.

Impuestos indirectos al consumo IEPS e IVA:

El IEPS, es aplicable a la enajenación de gasolinas, diesel y gas natural. Las subsidiarias PEMEX-Refinación y PEMEX Gas y Petroquímica Básica retiene este impuesto de los consumidores de combustibles y lo enteran a la SHCP, esta tasa es variable dependiendo del producto y de la agencia de ventas de Petróleos Mexicanos. Asimismo, la tasa del IEPS se revisa mensualmente ya que este gravamen se calcula con base en los precios de las gasolinas de los mercados de Houston, California o la Costa del golfo de Estados Unidos. Los precios de las gasolinas y diesel en el mercado spot varían prácticamente todos los días, mientras que en México los precios de los combustibles son administrados y se ajustan del acuerdo con un desliz para compensar la inflación.

$$\text{IEPS} = \tau_{\text{IEPS}} [P_2 - (\text{IVA} + A + F + M + P_1)] \quad (5)$$

Donde P2= Precio al público, IVA= Impuesto al valor agregado; A= Comisiones; F= Fletes (de la planta refinadora a la agencia de ventas y de la agencia de ventas al expendio autorizado); P1=Precio del productor. La tasa de IEPS se calcula como:

² Las deducciones autorizadas para el ISR de conformidad con la Ley del SR, capítulo II, y su reglamento, capítulo II, son: devoluciones de cantidades indebidamente pagadas a la Tesorería de la Federación; descuentos o bonificaciones por pronto pago; costos, gastos e inversión, comisiones; créditos incobrables, investigaciones y desarrollo tecnológico; intereses y pérdida inflacionaria, y depreciación de las inversiones.

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

Donde $M = P_1 - P_{spot}$ es el costo imputado de manejo y toma el valor de .8696 si el IVA del bien de consumo es 15 % y 0.9091 si el IVA es del 10 %.

El precio de referencia P_{spot} para cada uno de los combustibles será el promedio del tipo de cambio de venta del dólar de Estados Unidos que publica el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación. La SHCP mediante reglas de carácter general da a conocer los elementos para determinar los precios de referencia, los ajustes por calidad, los costos netos de transporte, la comisión y el costo de manejo a los expendios autorizados.

Derechos sobre hidrocarburos (DSH) y red fiscal:

Al operador exclusivo del recurso se le asignan contribuciones a través de derechos y aprovechamientos que, junto con los impuestos que pagan los consumidores y petrolífero, le garantizan al gobierno federal un ingreso mínimo. A este mecanismo se le conoce como red fiscal de PEMEX.

La base, B, del derecho sobre hidrocarburos se define como:

$$B = X + W; \quad \text{donde} \quad W = V + IEPS, \quad (6)$$

y donde además: X= valor de la ventas de exportación; W= valor de las ventas nacionales e impuestos por enajenación de petrolíferos; V= valor de las ventas nacionales a precios de productor; IEPS= Impuesto especial sobre producción y servicios aplicado a ventas nacionales. La tasa ad valorem aplicable al Derecho Sobre Hidrocarburos (DSH) constituye el 60.8 % de la base. Es decir,

$$DSH = \tau_{DSH} B, \text{ donde } \tau_{DSH} = 0.608 \quad (7)$$

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

$$\text{RED FISCAL} = \text{DSH} = \text{DEP} + \text{DEEP} + \text{DAEP} + \text{IEPS} + \text{IRSP} \quad (8)$$

El criterio para fijar la tasa de 60.8 % fue que la recaudación petrolera por derechos e impuestos coincidiera con la del ejercicio fiscal de 1993 (en términos proporcionales), a fin de asegurar una recaudación confiable y predecible. Así pues, a partir de ese momento todos los impuestos y derechos aplicables a Pemex y sus organismos subsidiarios serían acreditables contra DSH. Es decir si $\text{DSH} > \text{IRSP} + \text{DEP} + \text{DEEP} + \text{DAEP} + \text{IEPS}$, entonces τ_{DEP} y τ_{DEEP} se incrementan hasta que el monto acreditable sea igual a la proporción de DSH en 1993.

En este caso, si τ_{DEP} produce por lo menos la misma recaudación petrolera participable que en 1993, entonces solamente se incrementa τ_{DEEP} , en caso contrario τ_{DEP} se incrementa hasta producir la recaudación petrolera participable de año de referencia (1993). En caso de que se obtenga con la desigualdad contraria, se procede en forma similar. Lo anterior representa un mecanismo de compensación parcial en la reducción de la recaudación petrolera participable por una menor tasa de DEP.

Aprovechamientos sobre rendimientos excedentes (ARE):

Es sujeto de este aprovechamiento el organismo subsidiario PEP. El ARE se calcula de acuerdo con la siguiente relación.

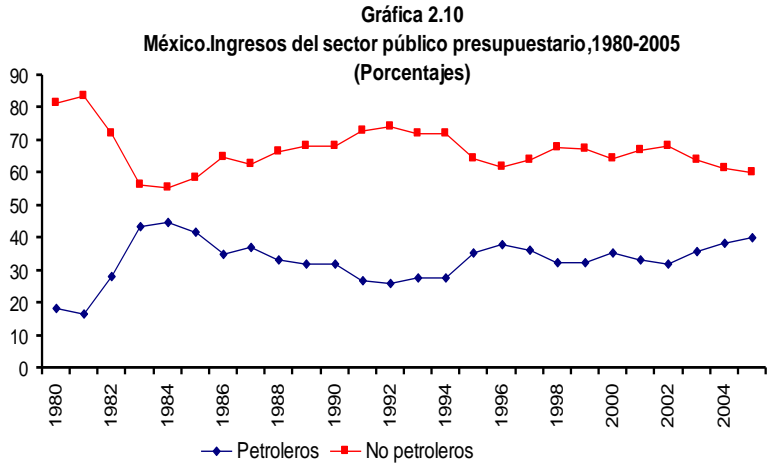
$$\text{ARE} = \tau_{\text{ARE}} X_1 \quad (9)$$

Donde $\tau_{\text{ARE}} = 0.392$ y X_1 es el excedente del valor de las exportaciones de crudo cuando el precio promedio acumulado mensual de crudo sea mayor a un precio de referencia P^* , este último es revisado anualmente. Este aprovechamiento, junto con el derecho sobre hidrocarburos (DSH), recauda la totalidad del excedente del valor de las exportaciones a precios mayores que P^* . El organismo subsidiario PEP efectúa anticipos trimestrales a cuenta del aprovechamiento anual.

Un sistema impositivo que recauda una mayor proporción de la renta cuando los precios del petróleo son bajos y los costos de producción altos, se dice que es regresivo. A través de este aprovechamiento, el marco regulador fiscal recaudaría una mayor proporción de

la renta cuando los precios del petróleo fueran altos. Es decir, el ARE se convertiría en un factor importante de no-regresividad del esquema fiscal. De esta manera el gobierno aseguraba por cada peso de ingreso por ventas de la industria petrolera una vez descontados los costos de operación más del 40 % (Venegas: 2001:65).

En diciembre de 1995 se aprobaron adiciones a la Ley General de Deuda Pública y reformas a la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, que buscaban promover directamente nuevos mecanismos de inversión en infraestructura. De esta manera se ajustó el marco legal para permitir y promover la realización de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS). Este instrumento legal buscaba impulsar un nuevo esquema de realización de proyectos de infraestructura, financiándolos con los recursos generados por la comercialización. En 1996 se reformó el marco legal, a fin de permitir la entrada al capital privado en el área de petroquímica básica la cual estaba reservada al Estado, pero a pesar de dicha apertura no se han realizado inversiones en los procesos de exploración en la medida esperada. (Quiroz: 2004)



Fuente: elaboración propia con base en datos del Sexto informe de Gobierno

Iniciado el camino de las reformas, la participación del petróleo en el producto interno bruto o en el total de exportaciones ha llegado en nuestros días a no ser tan determinante como en aquellas fechas. Sin embargo, no puede decirse lo mismo de las finanzas públicas, ya que éstas definitivamente se encuentran “petrolizadas”, como se puede ver en la gráfica 2.10 más de una tercera parte de los ingresos del sector público provienen hoy del petróleo. (Sefintab: 2006)

Durante el periodo de 2000 a 2006 la contribución de Pemex en el PIB es relativamente pequeño 3 % toda vez que la estructura de la economía mexicana se ha ampliado y diversificado, el nivel de inversión en Pemex se duplico en 2001 a 2006, especialmente en exploración y desarrollo.

A pesar de las inversiones realizadas en los procesos de exploración se realiza por medio de PIRIREGAS (representando en el 2001 el 56.6 % del total de la infraestructura pública, que las condiciones han sido favorables para un financiamiento eficaz y oportuno y de que se han superado las deficiencias que originalmente tenían el gasto en infraestructura sigue siendo insuficiente para satisfacer la demanda prevista de electricidad, para aumentar las reservas petroleras, la capacidad de extracción y la calidad de refinación necesarias para garantizar la competitividad de la industria en el sector petrolero.(Quiroz:2004)

Un evento importante en el 2000 fue la creación del Fondo de Estabilización de ingresos Petroleros con el objetivo de blindar a la economía de las caídas abruptas en el precio del petróleo, el fondo es regulado y utilizado por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público. Los Fondos de Estabilización son un mecanismo que han utilizado países como (Alaska, Chile, Kuwait, Noruega, Venezuela, entre otros) para solucionar los problemas que enfrentan cuando el ingreso del sector público depende en gran medida de los recursos provenientes de la venta de algún recurso natural no renovable, como el petróleo.

Para estos países existen dos razones fundamentales que justifican su existencia.

- a) Funciona como fondo de ahorro que podrá ser utilizado cuando el bien no renovable se termine
- b) Elimina la vulnerabilidad de la economía, provocada por la fluctuación de los mercados.

En el primer caso se busca extender el valor del recurso natural hacia el futuro y en el segundo, este tipo de fondos suavizan el impacto negativo en el gasto gubernamental y, al mismo tiempo, ayudan a planear el gato público.

Los recursos del fondo pueden ser utilizados cuando los ingresos petroleros o tributarios sean menores a los esperados, permiten tener un presupuesto balanceado. De esta forma se evita contraer la deuda, aumentar impuestos o hacer reducciones al gasto.

En México se crea el Fondo por recomendación de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, la OCDE sugería aumentar la recaudación fiscal y reducir la dependencia de las finanzas públicas de las fluctuaciones de los mercados petroleros, con este fin aconsejó crear un fondo independiente de las finanzas públicas. Esta recomendación surgió porque el mercado petrolero sufrió varias fluctuaciones: 1997 y 1999 se caracterizaron por altos precios del petróleo, mientras que en 1998 no tuvo la misma suerte, durante ese año, el precio internacional de la mezcla mexicana estuvo 5 dólares por debajo del precio que se había estimado para el ejercicio fiscal del 1998. Por esta razón, el presupuesto federal tuvo que ser ajustado para compensar la caída en los ingresos petroleros (Moreno: 2004).

El FEIP fue incluido en el Decreto del presupuesto de Egresos de la Federación 2000 y fue formado con una aportación inicial de 5, 839 millones de pesos. El objetivo principal era estabilizar las finanzas públicas y la economía nacional. Los recursos que se utilizaron para construir este fondo surgieron del hecho de que durante 1999 el precio promedio de la mezcla de petróleo fue superior al precio estimado en la Ley de ingresos en 6 dólares, ocasionando que hubiera ingresos excedentes. Los lineamientos que estipularon cuántos recursos ingresarían al fondo se plasmaron en el decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para cada ejercicio fiscal.

De acuerdo con el Decreto de Presupuesto del 2000, el 40% de los ingresos excedentes deberían destinarse al FEIP, mientras el 60% restante se etiquetaría para amortizar la deuda pública.

Sin embargo, poco a poco esta perspectiva fue cambiando junto con las prioridades, este porcentaje poco a poco ha ido disminuyendo, este porcentaje no se calcula del total de ingresos excedentes obtenidos durante el ejercicio fiscal. De acuerdo al artículo 23, inciso j del decreto de Presupuestos, se aplicará, una vez descontado en su caso el incremento en el gasto no programable. Es decir primero se descuenta de los ingresos excedentes el aumento que hubo en el gasto, posteriormente se calculan los porcentajes de recursos que irán para el fondo y para los otros rubros contenidos del decreto. Por ejemplo, durante el 2004 el FEIP recibió únicamente el 7% del total de ingresos excedentes. (Moreno: 2004)

Cuadro 2.1				
Distribución de los ingresos excedentes				
2001	2002	2003	2004	2005
33%	33%	25%	25%	25%
FEIP	FEIP	FEIP	FEIP	FEIP Balance Público
33%	33%	25%	25%	25%
Balance Económico Sector Público	Balance Económico Sector Público	Balance Económico Sector Público	Balance Económico Sector Público	Fondo de estabilización de los ingresos petroleros
34%	34%	50%	50%	50%
Infraestructura Sur-sureste Agua Potable Alcantarillado Proyectos de Exploración	Infraestructura Sur-sureste Agua Potable Alcantarillado Proyectos de Exploración	Infraestructura Sur-sureste Agua Potable Alcantarillado Proyectos de Exploración	Infraestructura Sur-sureste Agua Potable Alcantarillado Proyectos de Exploración	Infraestructura PEMEX
Fuente: elaboración propia con datos de la Ley de ingresos varios números				

La ley de presupuesto, contabilidad y gasto público establece que el Ejecutivo Federal puede asignar los recursos adicionales a los programas que considere convenientes y autorizar los traspasos de partidas cuando sea procedente. Dicho artículo ha generado discrecionalidad en las facultades del Ejecutivo, provocando que la distribución de los excedentes se lleve a cabo sin ningún control. (Cámara de Diputados: 2003)

La Cámara de diputados por su parte no ha podido fiscalizar el uso de los recursos excedentes, ya que no tiene conocimiento de la generación de recursos adicionales y distribución hasta meses después, cuando los recursos ya han sido ejercidos. No existe

ningún contrapeso para decir hacia donde deben de ir los recursos adicionales, lo que ocasiona que estos sean en la mayor parte de las veces destinados al gasto corriente.

En el 2005 con 5 años de vida el fondo solo había acumulado 12, 234 millones de pesos a pesar de que en 2003 y 2004, el precio internacional se encontró en niveles históricos. (Moreno: 2004).

Aunque en ejercicios fiscales recientes se ha utilizado el Decreto de Presupuesto de Egresos y la Ley de ingresos para resolver algunos de los vacíos de la normatividad actual, su validez temporal ha restringido la capacidad de planeación en un marco económico de mediano plazo.

En 2002 los recursos petroleros representaron 30 % de los ingresos totales del Sector Público, incluyendo los ingresos de organismos y empresas paraestatales, y un monto equivalente al 41 % de los ingresos del gobierno federal. Desde inicios de los ochenta, los ingresos petroleros han sido la piedra angular de la recaudación fiscal en México. (SHCP: 2003).

La carga fiscal de Pemex le permite mantener alrededor de una tercera parte de sus recursos propios para sufragar gastos de operación. Ello le impide realizar inversiones importantes, por lo que se ha recurrido cada vez más a la inversión financiada, bajo el esquema de PIDIREGAS.

En el 2005 la inversión por parte de Pemex llegó a representar 64 % al consolidarse en 56,967 millones de dólares de un total de inversión en el mismo período de 88542 millones de dólares. La petrolización de las finanzas públicas se acentúa en el presente sexenio, los ingresos petroleros pasaron de representar 6.7 % en el 2000 a 8.7 % en 2005, como proporción del PIB.

Por lo que en este mismo año se decidió llevar a cabo una reestructuración al Marco Regulatorio Fiscal de Pemex, Ahora el nuevo marco regulatorio fiscal se encuentra contenido en dos ordenamientos legales; por una parte, la Ley Federal de Derechos, a la cual se adicionó un capítulo denominado Hidrocarburos, que contiene el desglose de los derechos que deberá pagar la paraestatal por las actividades de extracción y exportación de petróleos y gas, así como el destino que tendrán los recursos por estos, y La Ley de Ingresos de la Federación, que contiene todas las demás contribuciones a cargo de la

empresa, incluyendo los impuestos y aprovechamientos. Hasta 2005, también se incluían los derechos pagados por Petróleos Mexicanos.

El objetivo de este nuevo marco regulatorio es garantizar la oferta suficiente y oportuna de energía, que apoye de manera sostenida al crecimiento económico del país. La meta fundamental es encaminar todos los esfuerzos para alcanzar el acceso pleno de la población a los insumos energéticos. Dicha meta se debe de desarrollar bajo condiciones competitivas de calidad y precio, operando dentro de un marco legal y regulatorio adecuado, con altos índices de seguridad y con respeto al medio ambiente; y con un firme impulso tanto al uso eficiente de la energía como a la investigación y desarrollo.

Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos:

Es un derecho que grava el valor del petróleo crudo y gas natural extraídos, menos las deducciones autorizadas, entre las cuales se encuentran los costos y gastos realizados en exploración, desarrollo, explotación, así como en algunos gastos de operación. Adicional a los costos y gastos, también son deducibles los derechos para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia de energía, para la fiscalización petrolera, y el extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo.

$$DOH = Y - D = Bt \quad (1)$$

Donde Y= ingresos por el petróleo crudo y gas natural extraídos, D=deducciones autorizadas³, esto es igual a la B=Base Gravable multiplicada por T⁴=tasa aplicable esto es igual al monto a pagar.

³ Deducciones por costos y gastos realizados en exploración, desarrollo, explotación, así como en algunos gastos de operación. (- 6.50 dólares por cada barril de petróleo - 2.70 dólares por cada millar de pc de gas), menos el derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo crudo efectivamente pagado, menos el derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica, menos el derecho para fiscalización petrolera, menos .50 dólares por millar de pc de gas natural.

⁴ Para 2006 va del 87.81% al 78.68%

La tasa aplicable para este derecho, es del 79 por ciento, que será aplicable a partir de 2010, ya que para el periodo 2006 – 2009, se aprobaron tasas que varían dependiendo del precio observado del barril de petróleo y del año de que se trate, como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 2.2				
Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado.	Tasa para el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (Porcentajes)			
Dólares	2006	2007	2008	2009
00.00-19.99	87.81	85.61	83.4	81.2
20.00-21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22.00-23.99	83.14	82.1	81.07	80.03
24.00-25.99	82.34	81.5	80.67	79.83
26.00-27.99	81.53	80.9	80.27	79.63
28.00 en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

Fuente: Martínez Venegas Francisco, 2001.

La distribución de los recursos que se obtienen por este derecho, será distribuida de la siguiente manera el 76.6 por ciento del importe recibido por el Gobierno Federal, se formara parte de la Recaudación Federal Participable. Adicionalmente, se destinará el 1.33 por ciento del 3.17 por ciento del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos a los municipios por donde se realiza la salida de los productos.

Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en materia de Energía:

Derecho que grava la producción total extraída de petróleo crudo y gas natural a una tasa del 0.05 por ciento, destinando los recursos captados en su totalidad al Instituto Mexicano del Petróleo. Dichos recursos se aplicarán exclusivamente para la investigación científica y desarrollo tecnológico requerido por las industrias petrolera, petroquímica y química, a través de un fideicomiso, el cual deberá sujetarse a las reglas que establezca la Secretaría de Hacienda.

Derecho para Fiscalización Petrolera:

Derecho que grava la producción total de petróleo crudo y gas natural extraídos a una tasa del 0.003 por ciento; el monto recaudado será destinado en su totalidad a la Auditoría Superior de la Federación a través del ramo correspondiente sin requerir autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Estos recursos se aplicarán exclusivamente para fiscalizar los programas prioritarios y el Programa para la Fiscalización del Gasto Federalizado aprobados en el Decreto del PEF, como se establece en el artículo 23 bis del propio presupuesto. La SHCP deberá realizar anticipos a cargo de este Derecho a más tardar diez días hábiles posteriores.

Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización:

Este derecho se aplica sobre la producción de petróleo crudo, cuando el precio de la mezcla mexicana sea superior a los 22 dólares por barril, aplicando tasas que van del 1 por ciento, cuando el precio observado sea de 22.01 dólares, al 10 por ciento cuando el precio alcance niveles de 28.0 dólares o superiores.

$$DSHFE = Y_T - DEEPC - ARE \quad (2)$$

Donde Y= cantidad de barriles multiplicado por el precio promedio cuando exceda 22 dólares.

El monto total de la recaudación anual que se genere por este derecho se destinará al Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros (FEIP).

En el 2006 los ingresos que se obtuvieron con un precio de hasta 36.5 dólares se destinaron a financiar el gasto en infraestructura física y los ingresos obtenidos por encima de este precio se destinaron al fondo de estabilización de los ingresos petroleros.

En mayo de este mismo año se aprobó la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaría, que regula la utilización de los recursos fiscales excedentes para evitar que se destinen al gasto corriente.

Con este fin se constituyen fondos de compensación, los que deben acumular ahorros para ser utilizados cuando caigan los precios del petróleo. En una primera etapa y hasta que estos fondos alcancen niveles adecuados de reserva.

Cuadro 2.3	
Precio del Petróleo	Tasa aplicable
22.01-23.00	1%
23.01-24.00	2%
24.01-25.00	3%
25.01-26.00	4%
26.01-27.00	5%
27.01-28.00	6%
28.01-29.00	7%
29.01-30.00	8%
30.01-31.00	9%
Cuando exceda de 31.00	10%

Fuente: Martínez Venegas Francisco, 2001.

Los ingresos excedentes del petróleo se asignarán de la siguiente manera: 25 por ciento al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas, que servirá para compensar disminuciones de la recaudación participable efectiva con relación a la estimada en el presupuesto; 25 por ciento al Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos, que servirá para compensar disminuciones en los ingresos propios de PEMEX; 40 por ciento al Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros, que servirá para compensar disminuciones de los ingresos petroleros del

gobierno federal, y 10 por ciento a proyectos de inversión en infraestructura de las entidades federativas.

En una segunda etapa los destinos de los recursos serán los siguientes: 50 por ciento para inversión en infraestructura, 25 por ciento para inversión en PEMEX y 25 por ciento para el sistema de pensiones. (CEPAL: 2006)

Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo:

Este derecho grava los ingresos excedentes que se obtengan por la exportación de petróleo crudo a una tasa del 13.1 por ciento. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal, multiplicando el diferencial entre éste y el precio observado, por la plataforma de exportación. Este derecho es acreditable contra el derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. La recaudación anual de este derecho se destina a las Entidades Federativas a través del Fondo para la Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF) conforme a la estructura del Fondo General de Participaciones reportado en la Cuenta Pública más reciente.

Los recursos del Fondo serán administrados por el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (S.N.C.), y se aplicarán en el presente ejercicio fiscal, sujetándose de manera análoga a las reglas de operación y lineamientos establecidos para el Fideicomiso para la Infraestructura en los Estados (FIES). PEMEX Exploración y Producción pagará el derecho adicional cuando la extracción de petróleo crudo alcanzada sea menor a la establecida en el siguiente cuadro.

Cuadro 2.4	
Extracción Anual (barriles de petróleo crudo)	
Año	
2006	1,247,935,000
2007	1,259,980,000
2008	1,285,895,000

Fuente: Martínez Venegas Francisco, 2001.

Este derecho se calculará sobre el valor de la diferencia entre la extracción de petróleo establecido en el cuadro 2.4 y la extracción efectivamente alcanzada en cada año, aplicando la proporción de las deducciones hechas para el DOH. El monto obtenido se multiplicará por la tasa que corresponda de acuerdo con los porcentajes establecidos para el DOH, según el rango de precio y año de que se trate, obteniendo de esta manera la base gravable.

Tomando como referencia el 76.6 por ciento de la base gravable, se destinará un 20 por ciento al Fondo general de participaciones, un 1 por ciento para el fondo de fomento municipal y un 0.25 por ciento para la reserva de contingencia, en los términos de la Ley de Coordinación Fiscal. De igual manera, el 3.17 por ciento de la base gravable se multiplicará por el factor de 0.0133 y se destinará a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos.

La suma de los montos destinados al fondo general de participaciones, al fondo de fomento municipal, a la reserva de contingencia, y a los Municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos, será el monto a pagar por el derecho adicional. Cuando PEP no alcance las metas de extracción establecidas este derecho no se pagara.

El artículo Décimo Primero de la Ley Federal de Derechos establece, que durante el ejercicio fiscal de 2007, cuando el precio promedio ponderado acumulado del barril del petróleo crudo mexicano no exceda los 50 dólares de los Estados Unidos de América, el ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, transferirá a las entidades federativas para gasto en programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento, la totalidad, de los recursos que se deriven por concepto del Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo a que se refiere el artículo 257 de la Ley Federal de Derechos, conforme a la estructura porcentual que se derive de la distribución del Fondo General de Participaciones reportado en la Cuenta Pública más reciente.

Si durante el ejercicio fiscal de 2007 el precio promedio ponderado acumulado del barril del petróleo crudo mexicano excede los 50 dólares de Estados Unidos de América, la diferencia entre la recaudación que corresponda por ese mismo derecho por un precio promedio ponderado acumulado del barril del petróleo crudo mexicano de 50 dólares de los

Estados Unidos de América, se destinará al Fondo de Estabilización de los ingresos de las entidades Federativas.

Artículo Décimo Segundo. Durante el ejercicio Fiscal de 2007, de los recursos que genere el derecho sobre hidrocarburos para el fondo de Estabilización a que refiere el artículo 256 de la Ley Federal de Derechos, 20, 000 millones de pesos se destinarán a financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el presupuesto de Egresos de la Federación. El resto de los recursos se destinarán a lo que establecen las Leyes Federal de Derechos y Federal de Presupuesto y Responsabilidad.

En esta Ley de Ingresos de la Federación se contemplan todos los impuestos, derechos y aprovechamientos que deberá pagar PEMEX durante el ejercicio fiscal correspondiente. Estas obligaciones están contenidas en el artículo 7 de dicho ordenamiento. Las obligaciones de PEMEX, pueden clasificarse en tributarias y no tributarias, dentro de las primeras se encuentran el IVA, el IEPS a gasolinas y diesel, los impuestos al comercio exterior y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP).

Dentro de las obligaciones no tributarias, se encuentran los derechos diferentes a los contenidos en la Ley Federal de Derechos, entre los que se encuentran aquellos que gravan los ingresos excedentes y el del rendimiento mínimo garantizado. A continuación se detalla cada uno de estos gravámenes a cargo de la paraestatal.

Impuesto al Valor Agregado (IVA):

Este impuesto grava las ventas internas de petroquímicos y petrolíferos que comercializa PEMEX a una tasa del 15 por ciento y del 10 por ciento en zonas fronterizas.

Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS):

Este impuesto se aplica a la enajenación de gasolinas y diesel, la Ley de Ingresos de la Federación establece que Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, pagarán y enterarán por conducto de PEMEX Refinación, por la enajenación de gasolinas y diesel, los montos que correspondan por dicho impuesto. La tasa aplicable varía cada mes dependiendo del precio spot de referencia (Precio de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América). Dichas tasas son publicadas mes con mes por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Para 2006, la Ley de Ingresos de la Federación establece que cuando la determinación de la tasa aplicable resulte negativa, PEMEX y sus organismos subsidiarios, podrán disminuir el monto que resulte de dicha tasa negativa, del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios a su cargo o del Impuesto al Valor Agregado, si el primero no fuera suficiente o acreditarlo contra el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos, cuando los dos anteriores resulten insuficientes.

Dado que los precios a las gasolinas al público en el mercado interno son administrados, este gravamen funciona como un mecanismo de ajuste para llegar al precio final, es decir, a un mayor precio de las gasolinas, menor impuesto; por el contrario, a menor precio de las gasolinas, la tasa aplicable al IEPS se incrementa.

Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP):

PEMEX y sus organismos subsidiarios distintos de PEMEX Exploración y Producción están obligados al pago del IRP sobre el rendimiento neto acumulado a la tasa del 30 por ciento; el rendimiento neto se determinará restando a la totalidad de los ingresos del ejercicio, el total de las deducciones autorizadas que se efectúen en el mismo.

Impuesto a la exportación:

Cuando el Ejecutivo Federal, establezca impuestos a la exportación de petróleo crudo, gas natural y sus derivados, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán determinar y pagar dichos impuestos.

Impuesto a la importación:

Petróleos mexicanos y sus organismos subsidiarios están sujetos al pago de los impuestos a la importación y las demás contribuciones que se causen con motivo de las importaciones que realicen.

Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE):

El ARE grava los ingresos excedentes que se obtengan por la exportación de petróleo crudo a una tasa del 6.5 por ciento. Los ingresos excedentes se determinan a partir del precio fiscal (36.5 dólares), multiplicando el diferencial entre el precio antes mencionado y el precio observado, multiplicado por la plataforma de exportación de petróleo. El monto a pagar por este aprovechamiento es acreditable contra el derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización. La recaudación de este aprovechamiento se destina a las Entidades Federativas conforme a la estructura del Fondo General de Participaciones reportado en la Cuenta Pública más reciente.

Cuadro 2.5							
Destino de los ingresos provenientes de los Derechos							
Derechos	Base del Derecho	Federación	Municipios	Estados	Auditoría Superior de la Federación	Fondo de Investigación Científica y Tecnología	Fondo para la Estabilización de los Ingresos Petroleros
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	Petróleo crudo y gas natural extraídos, descontando deducciones autorizadas	0.8464	0.04% (1.33- 3.17% DOH)	15.32 % (20% de la recaudación federal participable)			
Derecho para Fiscalización Petrolera	Petróleo crudo y gas natural extraídos				100%		
Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía	Petróleo crudo y gas natural extraídos.					100%	
Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	Petróleo crudo extraído cuando el precio exceda de 22.0 dólares por barril.	Para el 2006 hasta 36.50 dólares por barril de petróleo					100%
Derecho Adicional	Caída en a producción de petrolero crudo respecto de la estimada, menos las deducciones autorizadas.		0%	100%			
Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE)	Petróleo crudo exportado cuando el precio sea superior a 36.5 dólares por barril.			100%			
Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP)	Utilidad de PEMEX y sus organismos subsidiarios distintos de PEP.	100%					

Fuente: Martínez Venegas Francisco, 2001.

En un boletín de prensa publicado por Pemex el 27 de febrero del año en curso, nos dice que Pemex presentó resultados positivos durante el 2006 como resultado de la reestructuración del marco regulatorio fiscal. Las ventas totales registraron un máximo de

1058 miles de millones de pesos, el rendimiento antes de impuestos, derechos de aprovechamientos aumentó 19 % respecto al 2005 ubicándose en 627 miles de millones de pesos. Este desempeño se explica por la combinación de un incremento del 4 % en las ventas internas y de un crecimiento del 16 % en las exportaciones.

Durante el 2006, el volumen de exportación de crudo alcanzó los 1793 miles de barriles diarios, de los cuales 79 % fueron vendidos en Estados Unidos, 9 % en el resto del continente americano, 10 % en Europa y 3 % en el Lejano Oriente.

En lo que corresponde a los resultados financieros, destaca el hecho de que los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización aumentaron 26 % en relación al 2005, ubicándose en 782 mil millones de pesos. El rendimiento antes de impuestos aumentó 19 % respecto a 2005, mientras que el rendimiento neto fue de 42 mil 497 millones de pesos. Durante 2006, los impuestos, derechos y aprovechamientos disminuyeron 3 %, al tiempo que las ventas lo hicieron en 10 %, por lo que la carga fiscal como porcentaje de las ventas disminuyó de 63 % a 55 %.

No obstante los resultados obtenidos durante el 2006, PEMEX enfrenta importantes retos hacia el futuro, deberá encarar el reto de mantener los niveles de producción, para lo cual resultará prioritario atender las crecientes necesidades de inversión que se requieren para la exploración y extracción de hidrocarburos; asimismo, la empresa deberá hacer frente a importantes desafíos en materia de suministro de petrolíferos y petroquímicos a nivel doméstico, al tiempo de seguir avanzando en lograr una mayor eficiencia operativa de la empresa.

CAPITULO III: EVOLUCIÓN DEL MARCO FISCAL Y EL DESARROLLO DEL SECTOR PETROLERO. EXPERIENCIAS DE VENEZUELA Y NORUEGA.

La explotación de los recursos no renovables envuelve un conjunto de aspectos sociales, políticos e ideológicos que impactan en el desarrollo económico de los países, por lo que es necesaria su consideración al momento de crear y aplicar los instrumentos fiscales que conforman el marco fiscal al que quedarán sujetos los encargados de explotar los recursos naturales no renovables. El marco fiscal debe de asegurar una captación y asignación eficiente de las rentas económicas que surgen de su explotación, la armonía en las relaciones que se desprenden entre el dueño del recurso y las compañías a las que se les otorgan los derechos de explotación, serán determinantes para que el marco fiscal se realice eficientemente.

Una vez analizada la función que ha desempeñado el Estado en México en términos de elaboración y aplicación de las políticas fiscales para captar y maximizar la renta económica proveniente de la industria petrolera desde su nacionalización hasta la actualidad. Ahora fijaremos nuestra atención en desarrollar un análisis de los regímenes fiscales existentes en Venezuela y Noruega, con los objetivos de conocer cuáles han sido las estrategias que ellos han utilizado para la captación y maximización de la renta económica y posteriormente en un apartado más realizar algunas propuestas de política económica y fiscal que logren eficientizar al marco fiscal mexicano.

3.1 Caso Venezuela

3.1.1 Políticas fiscales: De aspiraciones rentistas a la orientación productiva.

En 1918 el gobierno descubre la importancia que tiene el petróleo como fuente de ingresos para el gobierno, por ello decide anexar un reglamento específico sobre hidrocarburos a la Ley de Minas, esta diferenciación con el tiempo se va haciendo más clara, pues desde 1920 a 1938 se sancionan ocho leyes, cada nueva ley que se planteaba contenía mayor carga fiscal para las compañías con el objetivo de maximizar los ingresos fiscales. Por lo que a partir de los años veinte hasta la mitad de los cuarenta a la política fiscal venezolana se le dio una orientación rentista sustentada en idea

de que el petróleo pronto se acabaría y lo mejor era sacarle el mayor provecho, de esta manera los ingresos que provinieran de este serían destinados a los sectores duraderos.

Debido al carácter foráneo que se le dio a la industria durante este periodo, las actividades de explotación y exportación eran las más importantes. La poca integración con el resto de los sectores y la falta de infraestructura imposibilitaba a la industria para cubrir la demanda de bienes y servicios develando la falta de incentivos para que las compañías realizaran proyecciones de inversiones a largo.

La fuerte presión fiscal que el gobierno ejercía sobre las compañías, se tradujo en niveles muy bajos de producción de petróleo, de reservas, de empleo, baja tasa de rentabilidad para las compañías, pero por otro lado como se puede ver en la siguiente tabla, como las exportaciones y el ingreso fiscal crecieron, transformando al país en un monoexportador de petrolero y haciendo al ingreso fiscal cada vez más dependiente del petróleo.

Cuadro 3.1							
Venezuela. Exportaciones e ingresos fiscales 1920-1940							
(Miles de Bolívars.)							
Año	Exportaciones totales.	Exportaciones petroleras.	Exportaciones petroleras % del total	Ingresos fiscales % del total	Ingresos fiscales petroleros.	Ingresos fiscales total	Ingresos fiscales petroleros % del total
1921	148281	11752	8	81561	1	0	
1926	411093	246604	60	182148	70069	38	
1930	722261	547772	75	210959	113183	53	
1935	747703	649335	86	202598	117983	58	
1940	860909	809022	93	345688	230418	66	

Fuente: reproducción de Domingo, Fargier: 1999

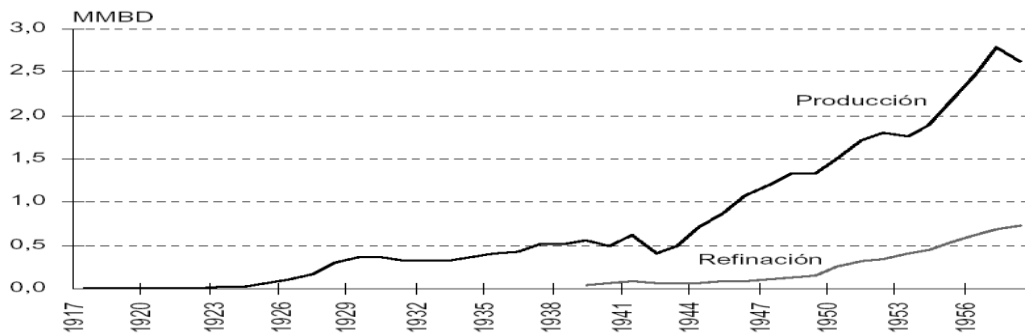
Por lo que en 1943 se crea una Ley única sobre Hidrocarburos, logrando mayor certidumbre para el gobierno y para las compañías. Con ésta Ley se reconocía la soberanía impositiva del Estado, especialmente en los impuestos aduaneros pues las compañías se negaban a pagarlos pues estaban exoneradas de ellos contractualmente; se lograba aplicar un impuesto sobre la renta único, el cual quedo fijado a una tasa del 12 % y se logra aumentar la base de regalía a 1/6 del Producto Interno Bruto.

De esta manera la suma de la regalía más el Impuesto a la renta sobre los recursos y el resto de los impuestos menores, significaba una participación cercana del 50 % por las compañías, la cual era el objetivo principal de las compañías posteriormente esta participación se hizo ley en la reforma del impuesto sobre la renta de 1948.

Para las compañías la existencia de esta ley les aseguraba un marco legal e institucional rentable y estable en el largo plazo, pues se renovaron las concesiones, dando como resultado un horizonte de inversión de largo plazo, además se les dio mayor libertad para los procesos de exploración superficial y se eliminó el impuesto a la exploración. La unificación del marco fiscal sustituyó la heterogeneidad, lo que mostraba mayor grado de equidad entre ambos actores. En su intento por industrializar al país, se negoció con las compañías para iniciar con la construcción de refinerías para procesar el crudo dentro del territorio nacional, por lo que se inicia...“la construcción del complejo refinador de Paraguaná: las refinerías de Cardón, de la Shell y la de Azuay, de la Creole” (Espinasa: 1999)

Los siguientes gráficos nos muestran el beneficio que trajo consigo la creación de esta nueva ley a la industria petrolera venezolana, pues ésta alcanzó un desarrollo sorprendente, por ejemplo como se observa en la siguiente gráfica 3.1, el nivel de producción pasó de 500,000 barriles diarios (MBD) en 1943 a más de 2500,000 barriles diarios (MMBD) en 1958.

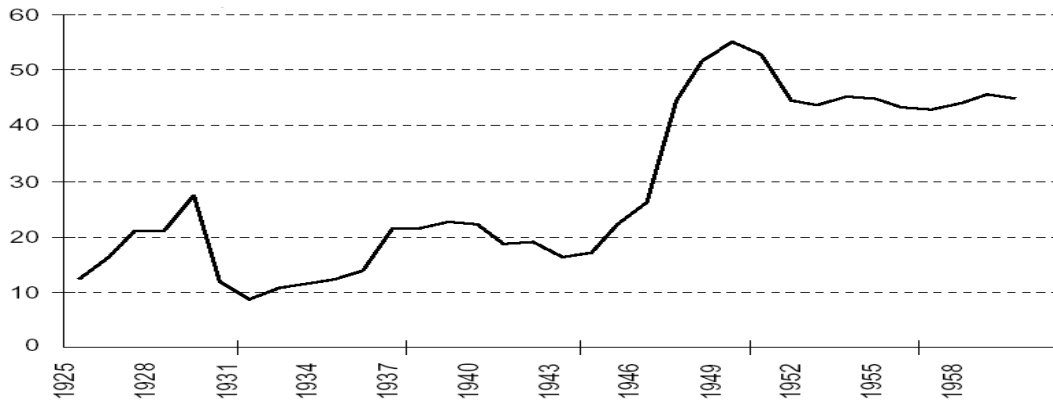
Gráfica 3.1
Venezuela. Producción y Refinación, 1917-1958



Fuente: Espinasa1999

También en esta misma gráfica permite ver cómo los procesos de refinación se incrementaron considerablemente a partir de 1943 resultado de la construcción del complejo de refinación, el número de empleados directos de la industria aumentó considerablemente pasando de 20,000 empleados a más de 40000; alcanzando su nivel máximo entre 1945 y 1950 como lo muestra la gráfica 3.2.

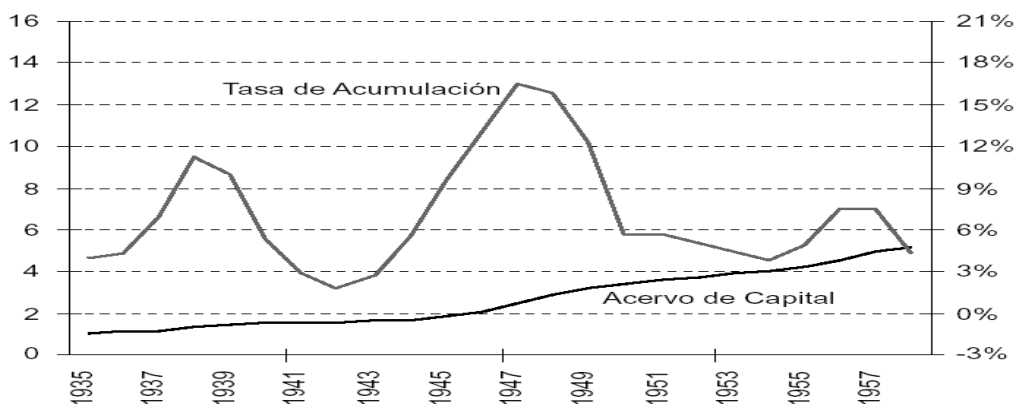
Gráfica 3.2
Venezuela. Empleo directo: 1925-1958



Fuente: Espinasa 1999

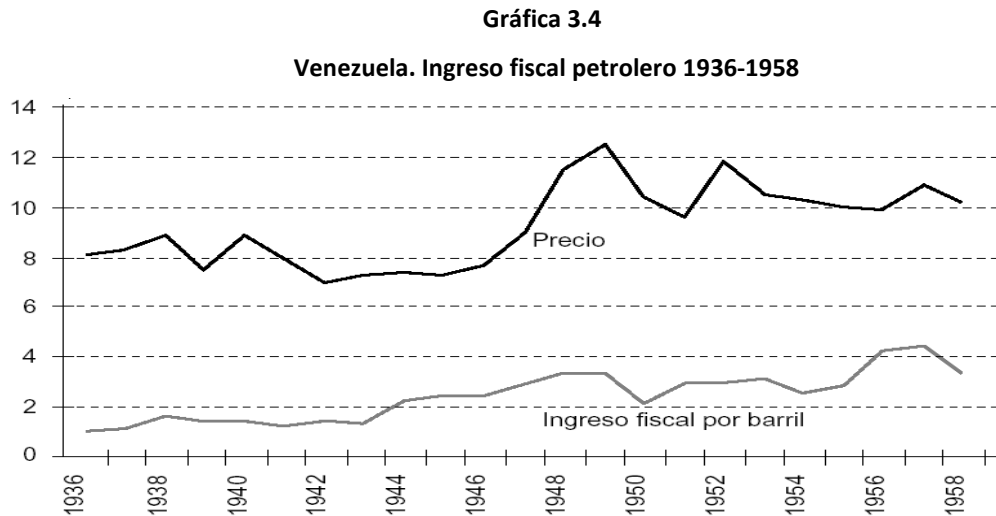
En la gráfica 3.3, se observa como el acervo de capital físico casi se quintuplica ya como respuesta de la aplicación de la Ley única sobre hidrocarburos, exhibiendo tasas de acumulación de capital de entre 3 y 12 %.

Gráfica 3.3
Venezuela. Acervo de capital y Tasa de acumulación: 1936-1958



Fuente: Espinasa1999

La reactivación de la industria petrolera, consecuencia de la eliminación de las políticas rentistas y de la implementación del 50-50, le aseguro al gobierno captar mayores ingresos fiscales como muestra la gráfica 3.4, así como una mayor renta per cápita la cual paso de un nivel de 500 dólares por habitante a precios del 1999.



Fuente: Espinza 1999.

A partir de 1948 el gobierno intensifica el gasto público, el cual se ve reflejado en un en obras de infraestructura, salud y urbanismo, se inicia la construcción de compañías estatales en turismo, petroquímica y siderúrgica. En 1950 se establece el Ministerio de Minas e Hidrocarburos para controlar a las compañías petroleras, esto crea descontento por parte de los empresarios, lo cuales empiezan a disminuir los proyectos de inversión.

3.1.2 Reinicio de las políticas rentistas

En 1958 el modelo empezó a debilitarse presentándose una serie de contradicciones, por un lado se dio el decreto de Sanabria con el cual se rompe el molde de 50-50, argumentando que la regalía no debería de formar parte del acuerdo. Se aumenta tasa sobre el IRS que pasa de 28.5 a 47.5 %, alterando la distribución ahora esta era de 60 % para el estado y 40 % para las compañías, además el gobierno no sólo no da concesiones sino que no las renueva las existente, lo que dificulta los proyectos de inversión a largo

plazo y finalmente en 1960 con la creación de la organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) la cual mediante la coordinación de las políticas por parte de los países lograría aumentar la renta.

Todo lo anterior significo que la presión que se había contenido con la ley del 1943 volvía a estar presente e influye negativamente en el desarrollo de la industria.

La década de los 60 se explica por un fuerte proceso de nacionalismo y presión fiscal; durante esta década se crea la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) lográndose el control total de la producción sector petrolero. En 1967 se reforma la ley de hidrocarburos, la cual permite a CVP realizar contratos de servicio y constituir compañías mixtas. En el contexto mundial la creación de la resolución XVI.90 de la OPEP, documento común de política petrolera, ratificaba el control nacional de la industria a través de compañías nacionales estatales.

Aumenta tasa sobre el ISR de llegando a 52% en 1967, se introducen los precios de referencia fiscal, los cuales posteriormente serán llamados Valor Fiscal de Explotación. La empresa CVP realiza importantes contratos de servicios y logra constituir compañías mixtas.

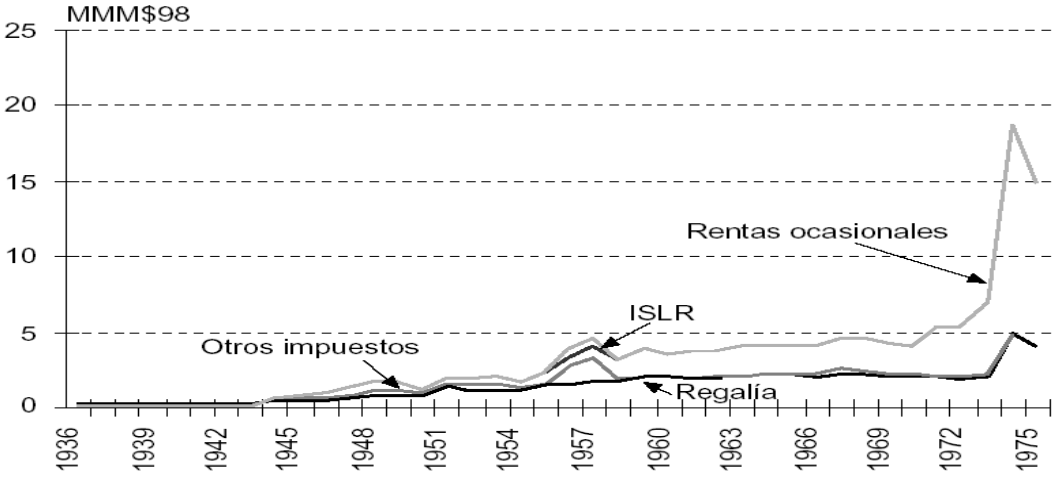
En la década de los 70 se continúa con el proceso de nacionalización acompañada con el objetivo de maximizar la renta. A inicios de ésta década se le otorga al ejecutivo la atribución de fijar unilateralmente valores fiscales de exportación, en 1971, se promulga la Ley de que reserva al Estado la industria de gas natural y la Ley de bienes a efectos a reversión en las concesiones de hidrocarburos y en 1973,

la Ley que reserva al Estado la explotación del mercado interno de los productos derivados de los hidrocarburos. En 1975 se crea Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima, denominación de la empresa pública petrolera creada para asumir el desarrollo de todas las actividades relacionadas con la industria. La aplicación de estas medidas redujo el papel de transnacionales a operadoras. (Lander: 2005)

El instrumento básico para maximizar la renta es el incremento del ISR llegando a una tasa del 67.7 %, la cual estaba apalancada con el precio de referencia fiscal, como estrategia para mantener la participación fiscal, desestimulando la inversión de ahí que la participación efectiva paso del 65 % a más del 95 %. En la gráfica 3.5, se muestra que la

renta en 1975 en términos absolutos llegó a precios del 1999 a casi 18 000 millones de dólares de ingreso fiscal consecuencia de la crisis de 1972 1973.

Gráfica 3.5
Venezuela. Distribución de las ganancias 1936-1975

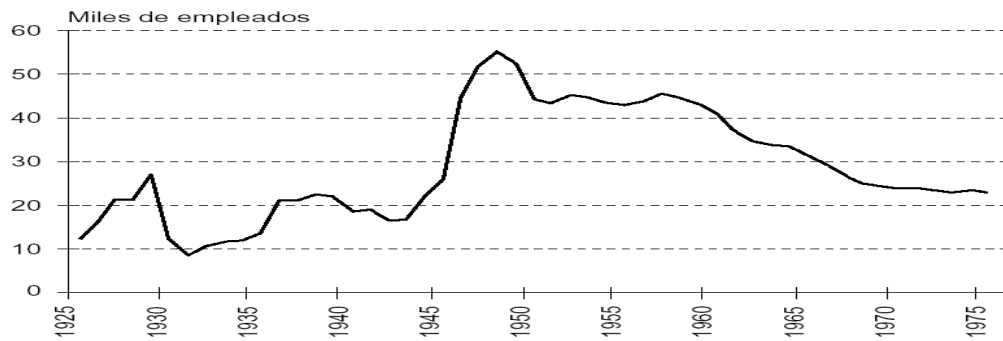


Fuente: Espinasa 1999

Como nos muestran las gráfica 3.6 y 3.7, resultado de la presión fiscal sobre el sector petrolero, la industria se contrae, afectando las tendencias positivas en los niveles de producción, empleo directo y reservas.

Gráfica 3.6

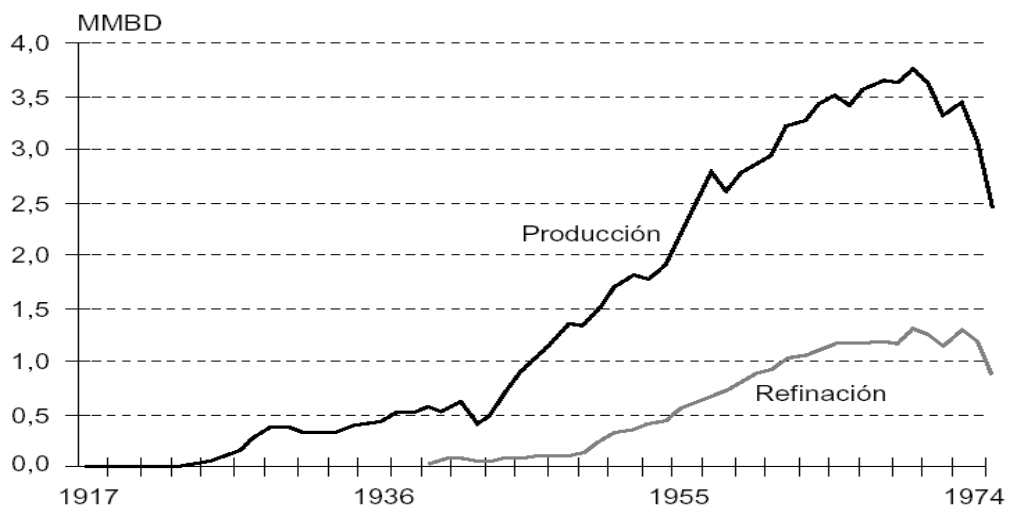
Venezuela. Empleo directo 1925-1975



Fuente: Espinasa 1999

Gráfica 3.7

Venezuela. Producción y refinación: 1917-1974



Fuente: Espinasa 1999

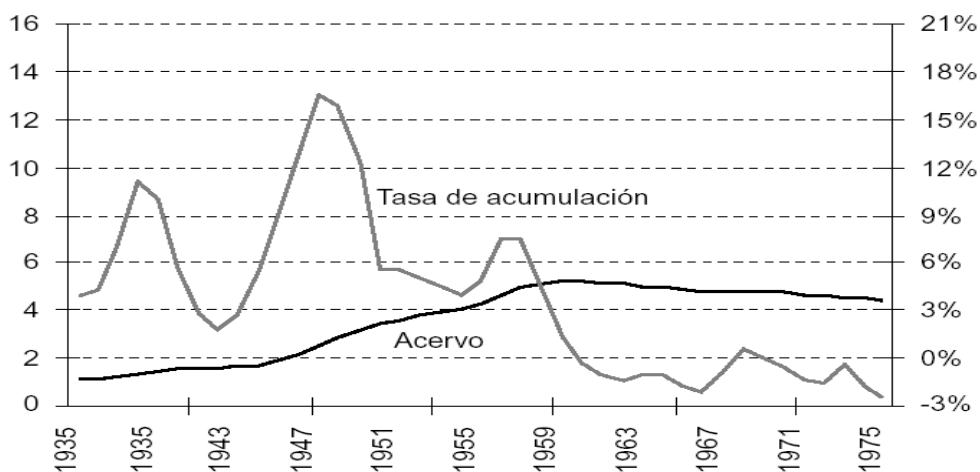
Las reservas disminuyen considerablemente, pues las compañías no tienen los incentivos para realizar actividades de exploración y se detiene la construcción, reflejando una clara disminución en el acervo de capital y en la tasa de acumulación como lo muestra la gráfica 4.8, lo que

contribuye a fortalecer la idea que imperaba durante la década de los veinte sobre el declive del petróleo.

Gráfica 3.8

Venezuela. Acervo de capital y Tasa de acumulación: 1935-1975

(Miles de millones de Bolívars)



Fuente: Espinasa: 1999

En la década de los ochenta se colapsa la renta y se agota el modelo, resultado de la aplicación de las políticas de defensa de los precios entre 1980 y 1985, sorprendentemente Venezuela regresa al nivel de renta per cápita que tenía a principios de los años 50 y a partir de ese momento se inicia la construcción de un nuevo rumbo de la política petrolera que se ha dado a llamar de orientación productiva.

3.1.3 Regreso a las políticas de orientación productiva

Las bases ideológicas sobre el cual se basó la política petrolera, consistió básicamente en revertir los pilares sobre los cuales se sustentó la política petrolera rentista. Es decir el objetivo principal aumentar las reservas pasando de la idea de escasez a la de abundancia, utilizando un factor de explotación adecuado, buscando mayor integración de la industria petrolera con el resto de la economía, dándole un carácter más nacional y lograr mayor integración de la industria petrolera al país.

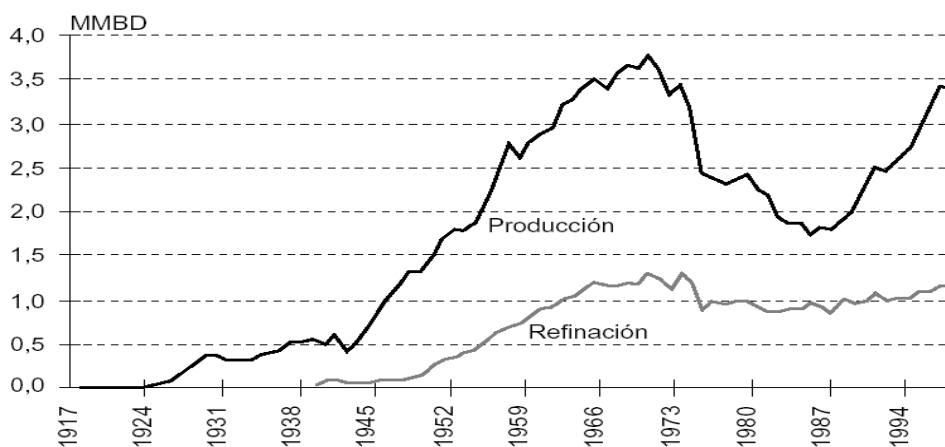
Así como en el pasado el objetivo de las políticas aplicadas era maximizar la renta petrolera aun a expensas de su propio desarrollo dirigiéndola a los sectores duraderos, ahora la industria sería el instrumento ideal para su propio fortalecimiento y el de la economía en su conjunto, ahora la renta se adecuaría de tal forma que se aseguraría el máximo nivel de renta por barril para garantizar su producción en el largo plazo.

Con la nueva política se logra la reducción de la carga tributaria sobre el sector, el ISR pasa de 67.7 a 34 % para los proyectos que se considera se encuentran en el margen, es decir lo relacionado con los crudos extra pesados. A partir de 1993, se elimina el Valor Fiscal de Exportación, reduciendo la presión fiscal y de manera paralela se dan tres rondas de convenios operacionales de los años 1991, 1992 y 1997, las asociaciones estratégicas para el desarrollo de los crudos extra pesados y los contratos de exploración a riesgo, es a lo que se le llamo la apertura en 1996.

Desde el inicio del proceso de apertura petrolera venezolana al capital privado, existía la convicción internacional de que todos los pasos que pudieran darse en ese sentido no eran sino etapas preparatorias del terreno para culminar asociando el capital extranjero con PDVSA en la E&P de petróleos convencionales. (Mora: 1995) A partir de este momento el sector deja de ser un enclave que tiene que generar todos los bienes y servicios, ahora existen muchos bienes y servicios que pueden ser contratados.

Como resultado de todas estas medidas, y como nos muestran las graficas 3.9 y 3.10 la producción se duplico prácticamente hasta llegar a 3.4 miles de millones de barriles diarios y

Gráfica 3.9
Venezuela. Producción, reservas: 1917-1994



Fuente: Espinasa, 1999

el empleo se aumento llegando a 41000 empleados directos y otro tanto en forma de contratos y empleados indirectos.

Gráfica 3.10
Venezuela. Empleo directo 1925-1975

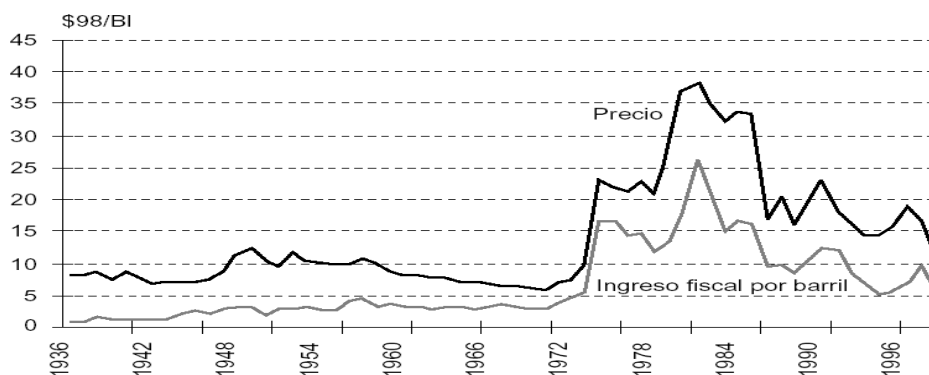


Fuente: Espinasa, 1999

Se alivia la presión fiscal, dándole un respiro financiero al sector petrolero. Se mejoran las refinerías y algo importante que conseguimos observar en la gráfica 4.11 es que tanto el ingreso fiscal oscila con los precios, mostrando que el gobierno ahora comparte el riesgo que traen consigo la fluctuación de los precios, esto es un ejemplo claro de la aplicación de una política fiscal productiva. En 1996 se desarrolla una política de dividendos y en 1998, la combinación de regalía, Impuesto sobre la Renta y dividendo va a llegar a prácticamente el 100 % de las ganancias operacionales.

Gráfica 3.11

Venezuela. Ingreso fiscal petrolero 1936-1996



Fuente: Espinasa, 1999

El crecimiento en los volúmenes de producción a pesar de la baja de precios y la caída del ingreso fiscal, ha permitido mantener el nivel de dividendos con fluctuaciones muy importantes.

A lo largo de la investigación pudimos ver que cuando el objetivo del gobierno es la maximización aplicando políticas rentistas a expensas de los intereses económicos de las compañías, el resultado final es la contracción de la industria y de la economía en general, de ahí la importancia de generar el ambiente económico idóneo para las compañías participen en el desarrollo de la industria.

3.1.4 Descripción y deficiencias del marco fiscal.

El marco fiscal venezolano que prevaleció hasta el 2001 se compone básicamente por una regalía: 1/6 para PDVSA; 1% para los proyectos integrados de crudos extrapesados hasta por 9 años y 1/6 después; regalía variable hasta 1/6 en los convenios de exploración de riesgo donde no se está produciendo comercialmente, en función de la rentabilidad; 1% en cinco de los convenios operativos y reducción del valor mercantil para el cálculo de la regalía.

PDVSA paga una tasa del 67.7 % por concepto del impuesto sobre la renta del grueso de la producción, una tasa del 34 % para proyectos integrados en asociación de crudos extrapesados. Existen impuestos extraordinarios específicos, el bono de rentabilidad

establecido en los contratos de exploración a riesgo hasta un 50% de las ganancias netas después de impuestos y los bonos que se pagaron en las licitaciones de los convenios operativos. Dentro del marco fiscal, también lo conforma la política de dividendos de PDVSA, la cual es discrecional del Estado así como los impuestos menores que no se han borrado de la ley de hidrocarburos, lo cuales están fijados nominalmente en bolívares, por un monto que actualmente es despreciable.

A partir de 1976 PDVA deja de ser la única empresa y se permiten convenios con distintas operadoras, PDVA pagaba 1/6 de regalías por la producción, 67.7 % de ISR y 20 por ciento de Valor Fiscal de Exportación, en la medida que se introducen los convenios operativos la distribución va cambiando. En 1993 el congreso aprueba las dos primeras asociaciones estratégicas y el rango de regalías se amplía de 1 al 16.67 %, con impuesto sobre la renta de 34 %, el grado de complejidad del marco fiscal aumenta con la adaptación de éste a los proyectos de exploración a riesgo aprobados en el años de 1996.

Lo anterior se explica por qué las reformas al ISR y las excepciones al pago de regalías introducen discontinuidad en la tasa de impuesto, es decir se reduce la tasa de impuesto marginal discrecionalmente para los proyectos de las asociaciones estratégicas y para lo convenios operativos, discrecionalmente se disminuye la carga tributaria teniendo como resultado que se desarrollen proyectos menos rentables. La asignación de recursos dentro del sector resulta ineficiente, la inversión no se realiza de acuerdo a la rentabilidad.

Respecto a la regalía esta presenta varias ineficiencias, esta no esta en función de las ganancias sino del ingreso y se cobra indistintamente de los beneficios. En la medida en que la regalía cobra una fracción de ingreso la participación fiscal es proporcionalmente más alta en los campos o proyectos con costos más altos.

La participación fiscal por regalía es regresiva, se esperaría que mientras la tasa de ganancia fuese mayor, el impuesto aumentase; y en la medida en que la tasa de ganancias fuese menor, la participación marginal disminuyera.

En la medida que la regalía es independiente de la rentabilidad, también actúa como una barrera a la entrada, simplemente proyecto que son rentables antes de la regalía dejan de serlo después. Finalmente, la regalía al no depender de las ganancias y al ser rígida, es muy ineficiente para captar renta cuando los precios aumentan, es decir si lo precios se duplican la participación fiscal cae considerablemente, eso ocurre porque los costos se van haciendo cada vez una fracción menor de la regalía, las ganancias están aumentado y la regalía permanece fija como fracción del precio.

En síntesis la regalía resulta ser distorsionante en términos del desarrollo económico de los proyectos, además en la misma ley se menciona el cuidado que se debe de tener al momento de aplicación. “se confiere al Ejecutivo Federal, la facultad de rebajar ese impuesto cuando el costo de producción no permita, con esa proporción de 16 2/3 %, la explotación comercial de la concesión, y el concesionario tendría entonces que suspender sus trabajos con perjuicio para él y para el Estado traducido este último perjuicio en pérdida o menoscabo de riqueza porque ella habría de permanecer inexplorada en el subsuelo, en pérdida de rentas para la cesación de los impuestos, y en la disminución de empleos para la clase trabajadora”.

El impuesto sobre la renta es una fracción de las ganancias, siendo la tasa de 67.7 % para las actividades de hidrocarburos y 34 % para el resto de la economía, este impuesto reduce la discriminación entre los yacimientos, en la medida que se grava una fracción de las ganancias, la carga fiscal entre los yacimientos depende de su productividad, esto disminuye el riesgo tanto para el Estado como para el inversionista. Pero como todos los impuestos a las ganancias tienden a castigar los proyectos intensivos en capital el cual es el caso de los proyectos petroleros.

La tasa marginal de participación fiscal tiende a ser mayor en los proyectos intensivos en capital, por ello en las legislaciones petroleras modernas hay un reconocimiento al capital. Una vez que se contabiliza el costo de oportunidad del capital, el ISR puede hacer que proyectos rentables, dejen de serlo después de impuestos, estos proyectos se vuelven inelásticos pues no logran capturar renta, pues si el precio aumente el doble la participación fiscal disminuye.

Podemos concluir que el marco fiscal es heterogéneo, pues le da un trato especial ciertas actividades como a las asociaciones estratégicas, lo cual introduce distorsiones en la asignación de recursos al interior del sector. El sistema fiscal discrimina en contra de PDVSA, en el sentido que la reducción de la carga tributaria es aplicable a proyectos de crudos extrapesados y gas costa afuera, los cuales requieren como condición que dichas actividades las realicen PDVSA bajo la modalidad de asociación.

El esquema fiscal petrolero, en todas sus variantes, es regresivo, es muy poco flexible, dado que la participación fiscal porcentual cae cuando la renta sube. El marco fiscal petrolero puede inducir a una asignación subóptima de recursos en la producción, castigando la creación de valor agregado en la refinación y la no alineación de los intereses de las compañías y el estado propietario del recurso natural.

Un esquema fiscal petrolero ideal, sería aquel que fuera neutral y que no alterara la jerarquización de los proyectos antes y después de impuestos, segundo que sea elástico y progresivo, es decir que la participación fiscal porcentual aumente con la renta y tercero, que posea simplicidad financiera y administrativa, siendo fácil de implantar y llevar, evitando la creación de esquemas particulares (Jiménez: 2006).

Las adecuaciones que se le han hecho al marco fiscal se han producido en forma discreta y discriminatoria lo cual se traduce en distorsiones en la asignación de recursos al interior del sector y hace cada vez más complejo el marco fiscal.

Haber mantenido cerrada las áreas más rentables de la economía a la inversión privada (petróleo y aquellas intensivas en energía) ha contribuido a que secularmente el sector privado invierta su exceso de ahorro en el exterior. La política de apertura de esos sectores a la inversión privada contribuirá a revertir la situación en beneficio del país. Respecto al uso que se le debe de dar al ingresos generados en la actividad petrolera extractiva se puede decir que deben ser asimilados al ingreso obtenido por la liquidación de un patrimonio mediante su inversión en potencial productivo y en desarrollo social. (Maza: 2004:251)

El 15 de agosto de 1994, se promulgo el decreto número 178, mediante el cual se estableció que “las divisas originadas por las exportaciones de hidrocarburos y demás minerales combustibles, así como las provenientes de las diversas actividades de las compañías petroleras, seguirían siendo adquiridas de manera exclusiva por el Banco Central de Venezuela por cuenta del gobierno nacional” En promedio, alrededor del 55% del llamado valor de retorno del petróleo, no tenía un efecto realmente para el país, es decir del valor monetario resultado de las exportaciones no regresaba, por ello posteriormente, en todos los decretos relacionados con la política cambiaria se ha incluido el derecho exclusivo de adquisición por el Banco Central. (Gastón: 2005:148).

Otro aspecto importante es el referente la capacidad de absorción del excedente petrolero tanto de la economía como de la sociedad. En los últimos 50 años, en dos ocasiones se ha suscitado una afluencia de ingresos petroleros y en vez de incentivar al desarrollo del país en general sólo ocasionaron desajustes y procesos de desequilibrio.

La deuda pública aumento considerablemente, aumentaron en las importaciones, por lo que se tuvo que hacer uso de las reservas existentes. Además las variables nominales sufrieron mayores incrementos que las reales, por lo que esto se tradujo en un desajuste crónico (Maza: 2004)

3.1.5 Marco fiscal actual

Como consecuencia de las debilidades presentadas en el marco fiscal petrolero, se empezó a realizar modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, ahora bajo la nueva legislación la regalía es incrementada a un quinto como mínimo para las explotaciones de gas libre y al 30 % para el petróleo.

Además se incorpora el objetivo de separar contablemente las distintas fases del negocio petrolero para controlar y minimizar las transferencias de costos o de ganancias entre las distintas fases, con ello se busca crear un cerco protector fiscal alrededor de las actividades extractivas que son las más lucrativas del negocio. La reforma actual procura disminuir los impactos en el fisco de los vaivenes del mercado petrolero mundial. El fortalecimiento de la OPEP como regulador del mercado y sus políticas de estabilización de precios forman parte de esa estrategia. (Lander: 2005)

La banda de precios como parámetro orientador fue propuesta por Venezuela en 1999 y aprobada por la organización en el 2000. El énfasis en la regalía y el cerco protector fiscal tiene por objeto proteger el ingreso fiscal en períodos de precios deprimidos para moderar su impacto negativo en la economía. Asimismo, precios altos permiten ingresos extraordinarios que, sin descuidar las inversiones en la propia industria para garantizar su solvencia futura, financian importantes inversiones sociales y en sectores económicos no petroleros.

Con estas leyes se busca recuperar el papel central del Ministerio de Energía y Minas en la rectoría, diseño e implementación de las políticas públicas para el sector, mejorar los ingresos fiscales provenientes del petróleo y privilegiar las regalías sobre los impuestos a las ganancias. Además, se apunta a fortalecer a la OPEP como eje clave de la inserción global de Venezuela, se cierran las puertas a las posibilidades directas o indirectas de privatización de la actividad petrolera, se establece que el Estado será accionista mayoritario en las asociaciones con compañías privadas y se promueve el desarrollo de empresas petroleras nacionales (Lander: 2002) El gobierno no sólo ha impuesto controles de precios que tienden a regular la ganancia empresarial, sino que lleva adelante una política impositiva como nunca se había visto.

Esta política, si bien apunta a los mayores contribuyentes tanto en la evasión del impuesto sobre la renta (ganancias) como del impuesto al valor agregado (IVA), tiene por otro lado aspectos regresivos como el mismo IVA o el débito bancario. En términos impositivos, quizás lo más emblemático ha sido la fiscalización y cálculo de la evasión impositiva

(alrededor de 4.000 millones de dólares) de las compañías petroleras transnacionales que operan en el país como consecuencia de la anterior política de apertura petrolera.

Si bien el gobierno ha seguido asociándose con las compañías transnacionales, esta asociación se basa en la nueva política nacionalista petrolera que impone una serie de condiciones más favorables al Estado pero que no ha sido obstáculo para que las compañías extranjeras acepten asociarse. A su vez, se ajustaron las regalías hacia arriba, mejorando el ingreso fiscal, y se dejaron de lado operaciones que si bien daban ganancias a los socios transnacionales, tenían un íntimo o nulo aporte al fisco nacional. Obviamente, el alto nivel de los precios petroleros permite de todas formas altas ganancias, aun en el marco de estas políticas nacionalistas. (Lacabana: 2005)

Los efectos de la enfermedad holandesa varían según el grado de diversificación de la economía y las medidas implantadas para minimizarlos. Existen márgenes de acción, tal como lo demuestran la experiencia de Noruega, donde se ha creado un fondo de estabilización para limitar la inyección en la economía de los ingresos originados por la renta petrolera y, a su vez, diversificar las fuentes de ingresos del Estado.

Esto permite que los frutos de las inversiones de los fondos puedan ser utilizados para financiar la reestructuración del Estado, el pago de la deuda externa y/o la creación de un sistema de seguridad social integral (salud, educación, seguro de desempleo, pensionado).

3.2 Caso Noruega

3.2.1 Las políticas del Estado y su orientación hacia el desarrollo de la economía en general.

Noruega, un país con sólo 4.5 millones de habitantes, hoy en día es una de las industrias petroleras más importantes del mundo pues a pesar de no tener experiencia en las actividades referentes a la industria petrolera, en sólo cuatro décadas logró convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo del mundo y lo más importante es que los beneficios que se han obtenido de esta actividad han sido transferidos a toda la sociedad.

En la década sesenta la industria hidroeléctrica era la principal actividad económica en Noruega, la industria había logrado tal desarrollo que prácticamente cubría toda la

demanda de energía del mercado noruego, por lo que su conocimiento en actividades relacionadas con el petróleo era casi nulo.

En 1960 el gobierno noruego recibió una solicitud de Phillips Petroleum, empresa petrolera multinacional para explorar y explotar su plataforma continental; el gobierno antes de otorgar licencias a esta y otras compañías que posteriormente la emularon, haciendo uso de sus conocimientos sobre regulación de la industria hidroeléctrica, “en Mayo de 1963, el Gobierno Noruego decidió promulgar la soberanía y los derechos de propiedad sobre los recursos que se encontraban dentro de su plataforma continental; con ello que se aumentaba la capacidad nacional, con el fin de lograr mejor supervisión de las actividades cotidianas de la industria y asegurar que el gobierno recibiera la mayor proporción posible de los ingresos generados por la explotación de los yacimientos petroleros. En 1965 se concluyeron los acuerdo bilaterales entre Noruega y Gran Bretaña sobre la limitación de la plataforma continental submarina y por ultimo el 19 de Abril del mismo año por decreto real se estableció el marco regulatorio para la concesión de licencias de exploración y explotación de los recursos naturales noruegos costa afuera”. (Estrada: 2006).

El mecanismo que siguió el gobierno Noruego para otorgar las concesiones era muy semejante al utilizado en Gran Bretaña, con excepción de que el primero no permitía la formación de bloques para solicitar las licencias, sino que cada empresa presentaba una solicitud individual al Consejo Petrolero, posteriormente este formaba los bloques y nombraba a un operador por cada licencia otorgada. Por medio de este mecanismo el gobierno desincentivaba la competencia imperfecta y limitaba el poder de las compañías multinacionales.

Los países miembros de la OPEP por medio de subastas otorgaban las licencias, pero el gobierno noruego estaba conciente de que este mecanismo es eficaz cuando las compañías poseen el conocimiento necesario sobre el área que se quiere explorar y como la plataforma de noruega era una zona inexplorada, la concesión de licencias por medio la formación de bloques era el mecanismo más idóneo para atraer a las compañías y el pago único que realizaban las compañías miembros de la OPEP para participar en el proceso de subasta, fue modificado por el gobierno noruego, el grupo al que se le otorgaba la licencia para realizar los procesos de exploración quedaban sujetos a dicho pago pero de manera diferida durante todo el proceso de exploración y al pago de una regalía a una tasa del 10%.

Al principio este mecanismo para otorgar las licencias significó para el gobierno sacrificar una porción inicial de sus ingresos a favor de mayor control sobre la elección de las compañías, pues este únicamente le otorgaría una licencia a aquellas compañías que demostraran ser las más eficientes en los procesos de exploración y explotación.

A finales de 1965 se dio inició a la primera ronda para otorgar licencias, de las 100 solicitudes que fueron presentadas, sólo se concedieron 22, en esta primera ronda no se otorgaron licencias a compañías nacionales. La decisión de no conceder licencias a compañías nacionales correspondió básicamente a dos motivos, el primero se debió a que el gobierno tenía claro que la función principal de las compañías multinacionales era traer la mejor tecnología y transmitir todo el conocimiento necesario para que a la postre el gobierno tuviera las herramientas necesarias para desarrollar el conocimiento y la tecnología por si mismo y sentar la bases para crear una compañía estatal capaz de competir con las compañías multinacionales y segundo esto le otorgaría mayor autonomía para diseñar un marco fiscal más neutro.

En 1965 durante el proceso de negociación sobre la distribución de los ingresos, el gobierno señaló claramente que las compañías estaban sujetas a las leyes fiscales noruegas y a sus posibles cambios, reservándose explícitamente el derecho de imponer términos fiscales más rígidos. A diferencia de los sistemas fiscales internacionales, Noruega no incluyo en ninguna ley un porcentaje fijo respecto a su participación sobre la distribución del ingreso, esta oscilaría entre 54%-57%, dependiendo de los costos de operación a los cuales incurrieran las compañías (Noreng: 1999:108).

Durante 1965 y 1968, en Noruega se vivió la etapa de exploración y después de casi tres años de procesos de exploración en Diciembre de 1969 se logró el primer descubrimiento importante, el yacimiento Ekofisk, este fue realizado por Phillips Petroleum. A partir de la segunda ronda que se celebró entre 1969 y 1971, el gobierno aseguró la participación del Estado en aquellos proyectos que presentaban mayor riesgo, esta participación se desarrollo bajo la modalidad de riesgo compartido, es decir tanto las compañías como el Estado asumirían los costos de exploración y por supuesto los benéficos una vez descubierto algún yacimiento. Al aplicar esta modalidad las compañías aceptaban explícitamente el principio de posibles cambios fiscales. Conforme fueron aumentando las rondas su participación también lo hacia, este proceso fue fundamental para sentar las bases de lo que posteriormente seria la industria estatal Statoil.

A partir de entonces la década de los setenta estuvo marcada por importantes descubrimientos de yacimientos: Eldfisk (1970), Frigg (1971), Statfjord (1974), Sleipner (1974), Valhall (1975) y Oseberg (1979). (Estrada: 2006) y el gobierno tuvo que formular un plan sobre el uso y la distribución que se le darían a los recursos provenientes del petróleo, y para que este objetivo se cumpliera fue necesario fortalecer a los organismos encargados de la regulación y administración de la industria petrolera, por lo que la Oficina Petrolera del Ministerio de Industria se fortaleció convirtiéndose en un nuevo Departamento de Petróleo y Minas, desarrollando la formulación de la política petrolera noruega y llevando a cabo los tramites correspondientes para la evaluación de posibles proyectos y someterlos a consideración del Parlamento (Storting), además se creó un Directorio Petrolero Noruego que se encargaría del control técnico, con funciones regulatorias y de asesoría técnica al ministerio (Rodrigues:1998). La existencia de estos organismos le aseguraba al gobierno maximizar la mayor parte de la renta petrolera pero respetando la renta corporativa que le corresponde a las compañías.

3.2.2 Régimen fiscal de orientación productiva consecuente.

La mayoría de los países tienen al menos dos regimenes impositivos para la industria petrolera: el impuesto al ingreso “en general” que se aplica a todas las actividades económicas, y un marco impositivo especial. Este marco especial se justifica porque las compañías petroleras reciben la concesión de explorar un recurso valioso, escaso y no renovable que pertenece a la nación.

El objetivo del gobierno noruego al diseñar su marco fiscal era lograr consistencia y continuidad en los objetivos gubernamentales y en la posición de negociación con respecto a la división de la renta económica. El marco fiscal fue resultado de adaptaciones de leyes e instituciones que ya habían demostrado su eficacia en otros países. Inicialmente la posición negociadora del Gobierno era bastante débil debido a la incertidumbre geológica y los altos costos de producción en un contexto internacional de precios declinantes. El primer instrumento que utilizó el gobierno para gravar a las compañías fue la regalía, esta fue aprobada a principios de la década de los sesenta a una tasa del 10 %.

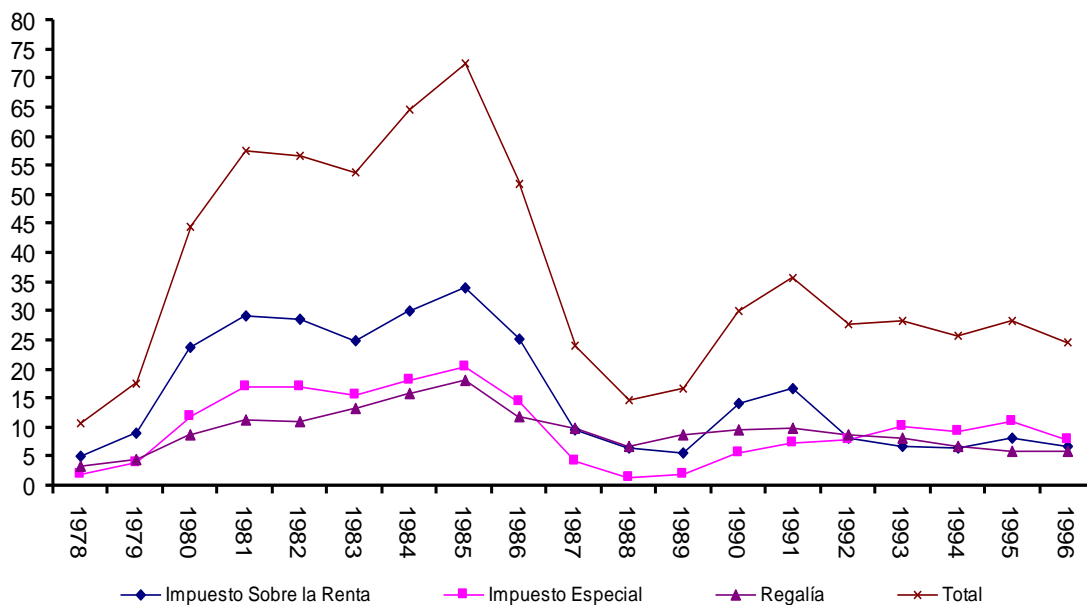
En 1972 Noruega se había convertido una de las regiones más prospectivas del mundo, los grandes campos y altas tasas de producción por pozo, generaron importantes niveles

de ingreso, por lo que el gobierno tuvo que introducir al marco fiscal un impuesto especial al superávit neto de las operaciones petroleras a una tasa de 25% basada en el flujo de caja (Noreng:1999:99). Posteriormente Noruega optó por crear un impuesto a la renta sobre los recursos 50.2 % y la tasa del 10 % por concepto de regalía que se cobraba variaría del 8 al 16 %, dependiendo del volumen de producción de cada pozo” (Rodríguez: 1998).

Ahora las compañías petroleras asumirían la totalidad del costo por concepto de exploración, mientras que el Estado compartiría los costos correspondientes a las etapas de explotación y producción. La participación del Estado se convirtió un costo directo para las compañías petroleras en las fases de exploración.

Desde ese momento para calcular la tasa de rendimiento a la cual se hacían merecedores los inversionistas, se contemplarían dos elementos claves: los cambios en los precios del petróleo y el costo a los que incurrían las compañías por concepto de impuestos, en la gráfica XI, podemos observar la composición y comportamiento de los impuestos. Con esto se lograba un marco fiscal petrolero capaz de captar la mayor parte de los ingresos pero respetando las inquietudes privadas de rendimiento de riesgosas inversiones, es decir un sistema fiscal petrolero que fuera capaz de crear incentivos para alcanzar la eficiencia y el desarrollo de campos pequeños (Norgen: 1999:23)

Gráfica 3.12
Noruega. Ingresos Fiscales por tipo de Impuesto aplicado a la Industria
Petrolera (Miles de Millones de Cononas a precios de 1996)



Fuente: elaboración propia con base en Norena1999.

La idea de crear una empresa estatal se concreto cuando ya se contaba con la tecnología y el conocimiento suficiente, se crea Statoil, otorgándosele la responsabilidad de explotar los yacimientos más importantes. Statoil sería el principal agente promotor del Estado, además representaría un importante instrumento de política industrial para proteger los intereses comerciales del Estado. La premisa del Gobierno era construir una sólida base política que apoyase el desarrollo de la compañía estatal, con este propósito en mente se establecieron estrechas relaciones con dos grupos de influencia: la incipiente red de proveedores y contratistas de la industria petrolera nacionales y las autoridades y representantes de las comunidades locales.

El primer grupo como sabemos se formo prácticamente solo, pues no existía una industria petrolera previa, por lo que el encargado del manejo Arve Johnsen, “forzó activamente a las compañías y a los contratistas petroleros foráneos a subcontratar compañías locales en los sectores de construcción naval e ingeniería civil. De esta forma se conjugaba el doble objetivo de crear capacidad técnica nacional de la industria petrolera y de formar un nuevo conjunto de intereses económicos que sustentaran la base política para la expansión del sector petrolero” (Gutiérrez: 2006:12).

Durante este periodo los sindicatos aumentaron su capacidad de influencia, además se estableció un marco fiscal más severo para las actividades petroleras. A diferencia de 1969 donde “la participación del Estado representaba el 35%, en 1974 la participación aumento al 50%, ahora entre más grande fuera el yacimiento mayor sería la participación del Estado”. (Oystein: 1999:67)

El giro que se le dio a Statoil fue como una compañía anónima, con esto se aseguraba una relación formal y patrimonialmente autónoma con el gobierno. Ello liberaba las finanzas de Statoil de las limitaciones impuestas a otras dependencias gubernamentales incluidas dentro del presupuesto nacional. Esta flexibilidad tuvo efectos importantes, como por ejemplo, la liberación de Statoil de la estructura salarial estatal, cosa que le permitió reclutar personal y servicios en el mercado internacional. (Rodríguez: 1998)

De manera paralela el Ministro de la Industria tomó la iniciativa de coordinar y concentrar los intereses privados que habían proliferado en forma anárquica, ocasionado un gran número de compañías con recursos técnicos y financieros sumamente limitados y cuyas acciones eran objeto de una desbordada especulación bursátil, por lo que se creó la compañía petrolera privada Saga Petroleum, con esto se lograba consolidar una buena parte del sector privado. Durante esta etapa de formación el entorno internacional se mantuvo estable bajo el dominio de las compañías multinacionales, bajo este contexto Noruega sólo era un productor marginal tanto en costos como en volúmenes. (Rodríguez: 1998)

Los principios rectores sobre lo que se regía la industria petrolera noruega eran básicamente los siguientes: Era prioridad asegurar la supervisión y el control nacional sobre todas las operaciones que se realizaran sobre la plataforma continental de Noruega; se permitiría la participación de la sociedad en todos los niveles que le fuera posible; se controlaría la expansión de la industria para asegurar un desarrollo gradual de la exploración y de las actividades relacionadas con la producción.; se crearía una comunidad petrolera bien integrada, con ambiciones globales, además cada actividad petrolera debía de tomar en cuenta las condiciones socio-políticas especiales de cada región del país, era fundamental cuidar el medio ambiente y la existencia de otras actividades en el país y sobre todo estas serían utilizadas para como base para el desarrollo de actividades industriales.(Estrada:2006). Los beneficios que se desprendieron de estos principios fueron muy importantes, ya que estos fueron diseñados para que la industria pudiera convivir con el resto de la economía.

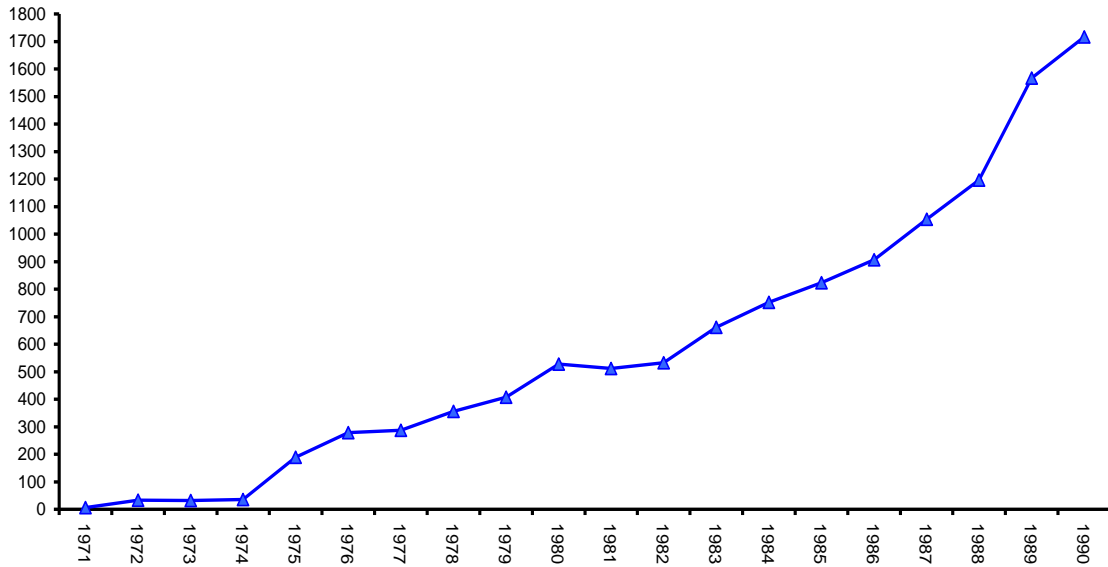
Quienes asumieron el riesgo de invertir en los procesos de exploración se vieron altamente recompensados por el aumento de los precios resultante de la primera crisis petrolera 1973-1974, está originó un súbito aumento de utilidades y de reservas, el gobierno se enfrento al problema de cómo captar el excedente adicional de las licencias que ya otorgadas, pero como esto significaba violar los contratos por medio de un consenso y haciendo uso de su soberanía tributaria, creó otro “impuesto especial” el cual gravaría a las ganancias adicionales, en un principio se había fijado una tasa del 40%, pero esta fue rechazada por las compañías y después de varias discusiones en 1975 se llevo al acuerdo de fijar una tasa del 25%. (Rodríguez: 1998)

Durante la tercera ronda de licencias que comenzó en 1974, fue incorporado por primera vez de forma sistemática el requisito de un mínimo de 50 % de interés compartido para el Estado. No se anunciaron nuevas rondas de licencias hasta 1978, todo este periodo fue utilizado para crear una capacidad técnica nacional relacionada con las operaciones petroleras antes de abordar una próxima ronda de licencias. El gobierno noruego consideraba que establecer una fuerte posición negociadora era más importante que la obtención de ingresos inmediatos. Noruega decidió asumir un “nivel moderado de desarrollo” que le permitió generar experiencia y capacidad nacional, tanto en el aspecto técnico como organizacional.

La primera mitad de la década de los 80 se caracterizo por ser un periodo de gran confianza a consecuencia del establecimiento de un sólido marco institucional y el logró de condiciones más favorables frente a las petroleras multinacionales, además bajo un contexto de marcados aumentos en los precios del petróleo y en los volúmenes de producción, el gobierno tuvo que incrementar la tasa impositiva especial de 25% a 35% en junio de 1980. (Norgen: 1999).

El aumento de la actividad económica fue resultado del número de bloques asignados durante la cuarta ronda, mientras en el período de 1974 a 1979 se habían otorgado 30 bloques en concesión, durante 1980 al 1985 se concedieron 70 bloques. Como podemos ver en la gráfica 3.13, la producción petrolera aumentó de 528 miles de barriles diarios en 1980 a 789 miles de barriles diarios en 1985.

Gráfica 3.13
Noruega. Producción Petrolera. 1971-1987
(Miles de barriles diarios)



Fuente: elaboración propia con datos de Statistical Review of World Energy

El ingreso generado por el sector petrolero, en términos del PIB, se disparó de 9.4% en 1979 a 19.1% en 1984, y las exportaciones del sector representaron 37.9 % del total de las exportaciones en 1984. De 1980 a 1985, los ingresos fiscales se multiplicaron, pasando de 18.6 miles de millones de coronas noruegas a 46.7 miles de millones. (Rodríguez: 1998), Statoil pasó de ser un instrumento para la implementación de la política oficial a convertirse en una compañía petrolera internacionalmente integrada manejada con filosofía internacional.

El ascenso de los precios petroleros entre 1978 y 1982 colocó al gobierno de Noruega ante el desafío de captar una porción incluso mayor del aumento de la renta económica. En aquel entonces, el gobierno de Estados Unidos había puesto el ejemplo de imponer un impuesto a las utilidades inesperadas para el petróleo producido en ese país, lo que fortalecía la posición de negociación del gobierno de Noruega.

El gobierno estaba conciente que la aplicación de este impuesto podría generar graves problemas pues reduciría el rendimiento en el caso de inversiones en nuevos campos, los cambios deberían de ser aplicados a aquellos campos que ya se encontraran en la etapa de producción, por lo que después de prolongadas negociaciones con las compañías

petroleras, el gobierno noruego concluyó que una tasa interna de rendimiento justa para las compañías petroleras privadas sería del 16 al 19 % post-impuestos sobre campos no rentables. En algunos campos la tasa de rendimiento post-impuestos de las compañías se ubicaría en el rango del 30 al 39 %, dependiendo del grado de financiamiento externo. La división de los ingresos fue modificada pasando del 80% al 85% a favor del gobierno. (Oystein: 1999:134).

Resultado de esta bonanza el gobierno noruego considero importante por un lado la necesidad de un Fondo de Estabilización, con el objetivo de atenuar los desequilibrios macroeconómicos y poner atención respecto al poder que Statoil estaba teniendo sobre la formulación de políticas lo que evidenciaba pérdida de control por parte del Estado, la creación de este fondo se postergo hasta 1990, lo que se hizo con esos recursos adicionales fue amortizar la deuda externa, lo cual produjo un efecto neto similar al de la creación de un fondo petrolero (Rodríguez:1998:289)

- En el año 1984 se llegó a un acuerdo llamado compromiso Statoil en el cual se definió nuevamente el papel del Estado en el sector del petróleo. Se estableció una participación financiera directa del Estado (PFDE), este representaba la participación como accionista en 150 pozos de petróleo y el equivalente al 40% del total de la producción. Por medio de este instrumento se comenzaron a tomar mucho más en cuenta los intereses de las dos otras compañías noruegas Norsk-Hydro y Saga. (Gutiérrez:2006:345), pero paradójicamente Statoil obtuvo importantes beneficios:

- “Statoil mantuvo el 100% de su participación en el campo Statfjord que es el campo más lucrativo de la plataforma continental de noruega y hacía poco se había iniciado su etapa de producción. Por lo contrario, los campos que pasaron a formar parte de la PFDE se encontraban mayormente en la etapa de desarrollo, y por lo tanto exigían una fuerte inversión inicial.

- La PFDE no sería más que una cuenta separada dentro de la contabilidad de Statoil a nombre del Ministerio de Finanzas en donde ingresaría el flujo de efectivo y no una compañía aparte con una junta directiva independiente, como se había sugerido.

- Statoil seguiría a cargo de las decisiones operativas y de gastos relacionadas con la gerencia del aspecto productivo de la PFDE.

- Statoil comercializaría, en representación del Estado, la eventual producción de la PFDE.
- A Statoil se le daría mayor autonomía comercial, lo cual le permitiría extenderse aguas abajo dentro de la industria petrolera e iniciar un programa de internacionalización a través de inversiones en el extranjero. Al mismo tiempo, ello le concedería acceso al financiamiento externo, liberándola de las restricciones impuestas dentro del presupuesto nacional.
- Finalmente, a Statoil se le utilizaría menos como un instrumento de política del Estado, aunque en realidad esto se quedaba más en la teoría que en la práctica pues la Statoil siempre había seguido sus propios intereses y sólo en muy raras ocasiones había sido utilizada explícitamente como un instrumento de política petrolera.

Esta posición fue confirmada dos años después en el Informe Storting No. 46 1986 el cual señalaba “Ha habido amplio acuerdo político en cuanto a que Statoil debe jugar un papel de liderazgo en la actividad petrolera noruega y por tanto debe también ser considerada como un instrumento a disposición de las autoridades para la implementación de la política petrolera.” (Rodríguez: 1998:290)

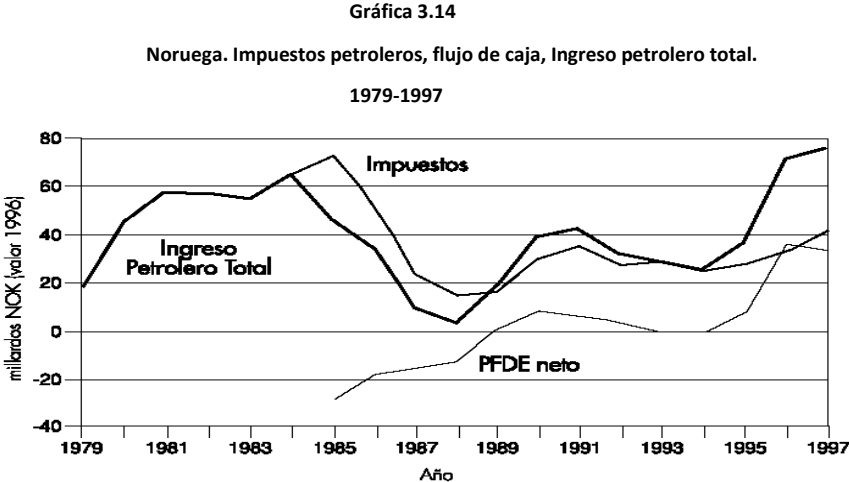
Hasta 1986 Statoil tomó entre el 50% y 80% como participación del Estado sin rembolsar los gastos de exploración, en ese mismo año el Estado comenzó a incentivar la inversión privada con la abolición de las regalías para el caso de nuevos campos y el reembolso de los gastos de exploración. (González: 2003).

Adicionalmente, a partir de la onceava ronda de licencias, el Ministerio de Petróleo y Energía eliminó el requisito de financiar la participación gubernamental durante la fase exploratoria de las licencias.

Resultado de esto la industria petrolera enfrentó graves problemas a consecuencia de la caída de los precios resultado de la decisión de la OPEP por defender su participación en el mercado internacional, esta caída le tomó de sorpresa a Noruega, los precios se desplomaron de 28 dólares por barril a 9 dólares. Como podemos ver en la gráfica 3.14 esto acarreo una disminución significativa en los ingresos fiscales petroleros fue mayor que la de los precios, puesto que el sistema tributario no tenía experiencia sobre las medidas que se deberían de tomar ante una caída de precios. El porcentaje de ingresos

fiscales paso del 30 por ciento al 3 tres por ciento presentando una disminución considerable.

La cuenta corriente cayo de un superávit de casi 5 % del PIB en 1985 a un déficit de 6.5% como porcentaje del PIB en 1986 (Rodríguez 1998:295).



Fuente: Rodríguez: 1998

Existía consenso entre todos los actores económicos sobre la necesidad de promover una diversificación de las exportaciones a fin de reducir la vulnerabilidad de la economía a los vaivenes del sector petrolero. En este sentido, se proponía reorientar la inversión, dirigiéndola hacia los sectores exportadores tradicionales en vez de hacia la industria petrolera. Sin embargo, en la práctica esto no era políticamente posible, pues Statoil había conformado una alianza con la red nacional de proveedores y contratistas de la industria petrolera, por lo que los intentos gubernamentales de restarle poder no surtieron efecto.

A pesar de todo el discurso sobre diversificación de las exportaciones y sobre la reducción de la dependencia petrolera, fue precisamente el sector petrolero el que mayor inversión recibió, tanto públicas, a través de la PFDE, como privadas, a través de la aceleración de los planes de desarrollo. En lugar de una reducción de la producción petrolera como respuesta a los menores márgenes de ganancia, la producción creció a más del doble durante el período 1986-1990.

En 1991, se llevó a cabo una reforma general sobre el impuesto sobre la renta, disminuyendo pasando de 50.8% a 28%, pero la tasa del impuesto especial sobre las ganancias de las compañías petroleras aumentó de 30% a 50%, este impuesto se ha convertido en el principal instrumento de captación de renta económica. La base para el cálculo del impuesto especial a las actividades petroleras es el precio normado que se fija cada mes y para cada campo por el Consejo de Normatividad de Precios (Estrada: 2006).

Este sistema está diseñado de tal forma que el objetivo es captar renta económica como ingreso bruto y el exceso de utilidades netas general, el sistema impositivo noruego discrimina a favor de las compañías con campos en etapa operativa, puesto que todos los costos de inversión en los nuevos campos pueden ser cargados al ingreso corriente generado por los campos productivos. (Noreng: 1999:139)

Este sistema tiende a disuadir la entrada de nuevos participantes, de modo que el grupo de compañías que operan en la plataforma continental noruega se ha convertido en un club bastante restringido de unos veinticinco miembros. Desde el punto de vista positivo, bien puede argumentarse que este sistema tributario ha fomentado un compromiso de largo plazo por parte de las compañías extranjeras con respecto a los yacimientos de la plataforma continental noruega, cosa que se traduce en fuertes inversiones en tecnología, infraestructura, así como nueva exploración que son específicas a la zona.

Asimismo, el uso de una escala ajustable, que aumentaba la participación estatal dependiendo del tamaño de los yacimientos descubiertos, fue eliminado a partir de la 14va. Ronda de Licencias en 1993. En 1995 Noruega pasa de ser un pequeño exportador de petróleo a ser el segundo exportador mundial, sólo precedido por Arabia Saudita. Al mismo tiempo, Statoil se convirtió en la principal compañía exportadora de petróleo fuera de la OPEP, avanzando al cuarto lugar en términos de producción después de BP, Exxon y Shell. (Rodríguez: 1998:65)

La mayor volatilidad del ingreso fiscal en relación a los precios petroleros que resulta de la tributación sobre ganancias netas en comparación con la tributación sobre ingresos brutos fue amortiguada, inicialmente, por las regalías sobre la producción aprobadas hasta antes de 1986, y después, por los ingresos de la PFDE, que funciona como una regalía del 100% sobre una parte substancial de la producción actual.

Esto fue muy importante en el diseño del sistema tributario, pues en la práctica no sólo cuenta el nivel global de tributación sino la conformación de la base gravable, ya que esto, además de atenuar el impacto de la volatilidad de los precios sobre el ingreso fiscal,

influye decisivamente sobre los costos de transacción asociados al control tributario lo cual le permite un nuevo grado de confianza en su trato con las compañías petroleras, tanto nacionales como extranjeras.

La tecnología ha jugado un importante papel en el desarrollo de los negocios de petróleo de Noruega. Mientras que en los años sesentas la política se basó en las transferencias de tecnología de las multinacionales, hacia mediados de los setentas quedó demostrado que las difíciles condiciones en el Mar Norte requerían de soluciones hechas a la medida. Una aplicación común en la Plataforma Continental de Noruega fue la de montar sistemas modulares de perforación, almacenamiento y habitación sobre grandes estructuras de concreto que se elevaban a partir del lecho marino.

El sistema modular permitió que los trabajos de construcción de las grandes plataformas pudiera ser dividida entre muchas compañías y astilleros. Las compañías petroleras seleccionaron a los proveedores y dieron su apoyo a la emergente industria petrolera de Noruega. Esta forma de organización resultó ser costosa durante los primeros años pero finalmente permitió la integración de numerosas compañías nacionales de bienes y servicios y el establecimiento de compañías extranjeras especializadas en territorio noruego. (Estrada: 2006)

Como ya fue mencionado, uno de las principales tareas del Directorado Noruego del Petróleo (DNP) es la administración de los recursos petroleros, esto lo hace ejerciendo el control sobre los procesos reglamentarios establecidos para explorar y producir los hidrocarburos.

En el año 2001 se reestructuraron las actividades petroleras de Noruega, alrededor de 18% del paquete de Statoil se vendió a compañías nacionales y extranjeras, su meta era lograr proyectos rentables de largo alcance y el incremento del valor para todos los accionarios. En ese mismo año se crea una nueva empresa estatal, Petoro S.A., con el objeto de manejar el activo del crudo y de gas el gobierno adquirido en la participación estatal en los contratos 21.5 %. La empresa será responsable de la gestión de su activo y podrá participar en rondas de licitación. En el 2002 se vendió una parte de PFDE a Statoil y el 6.5% a Norsk Hydro y otros operadores noruegos. El restante 78.5% ha sido transferido a Petoro. (González: 2005).

Las finanzas generales del Estado son muy sólidas, el balance general del Estado arrojó un superávit (préstamos netos) igual al 9.2 % del PIB en 2002 y del 8.3 % en 2003, lo que puede atribuirse principalmente a los ingresos del sector petrolero. Los ingresos netos del

sector del petróleo se transfieren al Fondo del Petróleo, que es el instrumento que utiliza el Gobierno para transferir riquezas de las reservas de petróleo y gas a una cartera de valores internacionales de amplia base. El Fondo del Petróleo tiene dos finalidades principales: establecer un amortiguador contra la fluctuación del sector de los ingresos provenientes del sector petrolero y ayudar a mantener el equilibrio a través de una distribución intergeneracional de la riqueza generada por el petróleo. (OMC: 2004)

Ahora los criterio para el otorgamiento de una licencia dependerá del conocimiento de la geología, de la competencia técnica, la capacidad financiera y la experiencia de la empresa petrolera, la licencia se concederá por un periodo de 10 años, durante los cuales se debe de realizar trabajos de exploración obligatorios. Sólo cuando los trabajos han sido concluidos, los socios pueden decidir devolver la licencia. En áreas maduras puede otorgarse una licencias exclusivamente para el áreas que el solicitante tenga planes concretos de desarrollo.

Una vez concluida la fase exploratoria las compañías pueden conservar exclusivamente las áreas en las que tienen planeado iniciar la producción. Las compañías cuenta dos a cinco años antes de la conclusión o renuncia de una licencia de para elaborar un plan sobre cómo se removerán las instalaciones y la correspondiente evaluación de impacto ambiental. En caso de abandono, los concesionarios son responsables de cualquier problema relacionado con la instalación. Sin embargo, la responsabilidad sobre su mantenimiento puede transferirse al Estado a cambio para una compensación financiera. (Estrada: 2006)

En el 2005 Noruega contaba con 24.4 mil millones de barriles de petróleo de reservas remanentes en campos existentes, estos campos se desarrollan a través de 289 licencias de producción, de las cuales el 53% corresponden a Statoil y Hydro, existe participación del Estado en casi todos los campos, aunque 39 compañías nacionales y extranjeras mantienen actividades en la Plataforma Continental de Noruega. Tomando en consideración los porcentajes que el estado tiene en Statoil, Hydro y en Petoro/ PFDE, el Estado controla de manera directa e indirecta el 54.24% de las reservas remanentes.

A finales del 2005, cincuenta y nueve campos se encontraban en la etapa de producción requiriendo inversiones anuales de 14 mil millones de dólares y de 6 mil millones de dólares en gastos de operación. Con una producción de 2.97 mil millones de barriles diarios de petróleo, siendo uno de los principales exportadores de estos dos hidrocarburos. El flujo neto de efectivo del sector de petróleo correspondió al 33% de los

ingresos del estado y 25% del PIB. El valor de las exportaciones petrolera fue de 71 mil millones de dólares, que representan el 52% del total de las exportaciones.

En la actualidad este Directorio continúa operando y el encargado de dar asesoría al Ministerio del Petróleo en áreas relativas a la dirección, exploración y producción de los yacimientos petroleros, es el encargado de emitir y aplicar las regulaciones para las actividades petroleras. El DNP realiza la evaluación global de cada eslabón en la cadena de valor, desde la exploración hasta la producción, para ello mantiene una completa base de datos sobre las reservas identificadas y sobre los recursos por descubrir, estas capacidades le permiten evaluar los planes presentados por las compañías así como su capacidad para cumplir las tareas. (Estrada: 2006)

Ahora Noruega posee una industria petrolífera muy desarrollada, internacional y competitiva, esta abarca las compañías de petróleo, la industria abastecedora y las instituciones científicas y de investigación. El sector provoca fuertes impulsos en cuanto a innovación y desarrollo tecnológico, pero también en otros ámbitos del comercio noruego.

Actualmente las regalías son mínimas y el ISLR varía en proporción al rendimiento sobre el patrimonio que obtiene el productor. La lógica de este sistema es que la tasa variable permite al gobierno llevarse mayor tajada en caso de ingresos extraordinarios, pero al mismo tiempo le da al productor un respiro en años de bajos ingresos.

CONCLUSIONES

El Estado como representante de la nación es el encargado de marcar las reglas sobre las que se rige PEMEX, con el objetivo de captar y distribuir las rentas que se obtienen de la explotación y comercialización del recurso. Estas reglas provienen desde los ambientes financiero, económico y de regulación. En lo que respecta a este último se observa un vacío en cuanto a metodología de regulación, la cual debe asegurar el principio de equidad sobre la distribución de la renta. La falta de un marco regulatorio fiscal claro que establezca de manera eficiente la división entre la “renta petrolera” y que se obtiene de la renta diferencial I y que es propiedad de la nación; y la renta empresarial que corresponde a la empresa que resulta de la renta diferencial II, la cual asegura su reproducción ampliada; ha contribuido de manera directa a que PEMEX no esté capacitado para responder a los desafíos energéticos internacionales que se viven actualmente.

Por ello surgió la necesidad de presentar una propuesta teórica metodología que contribuya a mejorar el diseño del marco regulatorio fiscal de PEMEX y de solución a los principales problemas que aquejan a la industria petrolera mexicana. Los encargados del diseño del régimen regulatorio de PEMEX contarán con un instrumento claro que contribuya a mejorar su situación productiva, financiera, administrativa. Impactando directamente en un mejor aprovechamiento de los recursos tecnológicos disponibles, de su capacidad de operación y al mismo tiempo, garantizando que el petróleo que existe en el territorio mexicano sea propiedad de los mexicanos y una fuente de ingresos para las generaciones futuras.

Ahora bien es importante mencionar la teórica metodología propuesta debe adaptarse al ambiente internacional actual, Por lo que la determinación del precio del petróleo estará supeditada a las características naturales de producción de las tierras nacionales e internacionales.

Es de suma importancia advertir que cuando el gobierno genera incentivos a las empresas no importando el régimen de propiedad de la tierra, se esta garantizando su reproducción ampliada y el resultado económico es mayor que el que se obtiene cuando el gobierno asegura el máximo nivel de ingreso fiscal transmitiendo todo el riesgo a las a las empresas.

Un marco regulatorio fiscal equitativo, garantiza que el ingreso fiscal varíe conforme fluctúan los precios y el riesgo de la volatilidad es compartido. Además mayor carga fiscal disminuye los incentivos para realizar inversiones y en el largo plazo esto se traduce en la contracción de la industria y de los ingresos fiscales del Estado.

Respecto a Venezuela y México se puede decir que cuando se les dio a las industrias una orientación productiva, no sólo fueron eficientes en captar y distribuir la renta petrolera sino que lograron su maximización, contribuyendo de manera importante al fortalecimiento y desarrollo del mercado nacional, desarrollando sus propias tecnologías y lo más importante generaron vínculos sólidos con el resto de los sectores económico.

Por otro lado cuando a dichas industrias se les dio una orientación rentista, tanto la producción de petrolero y como las reservas disminuyeron dramáticamente, en contraste con el aumento del gasto corriente de los respectivos gobiernos, ocasionando el estancamiento de las industrias y de los principales agregados macroeconómicos.

El Marco Regulatorio fiscal de la industria petrolera mexicana ha contribuido a agudizar los problemas, evidenciando la carencia de un documento claro que especifique los mecanismos de captación y de distribución de la renta, que garantice que los ingresos petroleros sean ejercidos de manera eficiente y no discrecional, lo que obliga a tomar en consideración las experiencias positivas de algunos otros países productores de petróleo como son el Noruega o Gran Bretaña.

De Noruega se puede resaltar que el marco regulatorio fiscal que aplica a sus empresas petroleras es de clara orientación productiva, basado no simplemente en ambiciones fiscales del Estado sino en la teoría de la renta petrolera, además este funciona de manera eficiente porque forma parte de un sistema específico ideológico e institucional. Noruega pudo elaborar y practicar por más de cuarenta años una estrategia petrolera eficaz entre otras razones porque alcanzo un consenso político sobre la forma en la que se desarrollaría la industria del petróleo.

La transferencia de los beneficios obtenidos de los ingresos petroleros es visible a través de la construcción de infraestructura, de recursos trasladados al sistema educativo y sobre todos al desarrollo de actividades productivas a nivel local.

El marco regulatorio fiscal de Noruega organiza la fiscalización de tal manera que extrae el máximo posible de la renta petrolera pero cediendo a las compañías ingresos suficientes que las motive a continuar invirtiendo en la industria petrolera.

Esto es, el Estado logró dirigir la industria hacia una tendencia progresiva, esta se maneja de manera competitiva y actualizada, manteniendo un nivel estable de inversiones, usando al máximo la infraestructura existente como puente para acceder a nuevos campos.

Noruega por medio de un Estado fuerte y de Instituciones sólidas ha servido de ejemplo para muchos países, pues ha sabido aprovechar sus recursos naturales y las rentas provenientes de su explotación.

Los ingresos provenientes del petróleo se distribuyeron de manera equitativa entre toda la sociedad y ha logrado sentar las bases de una economía productiva. De esta manera ha demostrado que la existencia de recursos naturales en vez de representar una maldición, si se administran de manera eficiente se puede lograr un desarrollo equilibrado en todos los sectores de la economía.

En términos generales la extracción de los recursos naturales debe obedecer a criterios de optimización, donde se planifique con equidad intergeneracional para disminuir las externalidades negativas sobre las futuras generaciones.

Actualmente, PEMEX enfrenta importantes retos hacia el futuro, los cuales no se alcanzaran si no se realiza una reforma fiscal. El marco regulatorio fiscal actual no procura la maximización del valor económico de la riqueza del subsuelo ni asegura un abasto oportuno y de calidad de energéticos a precios competitivos. Por lo que el objetivo de una reforma fiscal debe de ir dirigida a establecer condiciones normativas que le permita a PEMEX alcanzar estándares productivos similares a los internacionales y proveería al gobierno de nuevas fuentes de ingresos, ya que éste ha recurrido a los ingresos petroleros excedentes para financiar el gasto público.

El marco regulatorio fiscal requiere de un cambio de su naturaleza y metodología para dejar de ser un instrumento de sobre extracción de los ingresos petroleros y financiación del gasto público, para convertirse en un mecanismo de estimulación de la inversión, del desarrollo tecnológico y productivo del sector petrolero. Como una base teórica y metodológica para tal reforma puede utilizarse la teoría del valor y de la renta petrolera. Este esfuerzo será más fructífero si considera la creación de un centro de estudio y monitoreo del sector energético que proporcione constantemente los datos y coeficientes técnicos necesarios para creación y funcionamiento de este sistema de tributación mencionado.

Además de esto vale la pena insistir que es importante que cada autoridad desempeñe un rol insistir que logrando un sistema cooperativo funcional. Por ejemplo el papel que tendría que desempeñar la Secretaría de Energía:

- ✓ Proponer la política de una gestión sustentable de los recursos, con una visión de largo plazo, recomendando al congreso, las regiones a desarrollar y los niveles de extracción convenientes y el capital que se debe invertir en PEMEX;
- ✓ La SENER sería la encargada de otorgar los permisos correspondientes, basado en reglas claras y en caso de que hubiera incumplimiento del permisionario en este caso PEMEX, tendría que imponerle sanciones, como cancelar la concesión, los representantes del gobierno, también estarían en la asamblea general de PEMEX, pero respetarían sus decisiones de carácter operativo y
- ✓ Llevaría a cabo la recaudación de toda la información relevante de nuestro país en lo relativo a los recursos petroleros y su valor económico. (Estrada: 2005)

Al no ser la Secretaría un órgano técnico debe apoyarse en alguien; es decir un regulador independiente que le ayude a cumplir con sus objetivos respetando las reglas y la normatividad en ella aplicada. Este regulador independiente tendría las siguientes funciones:

- a) evaluaría los planes de desarrollo sustentables de los recursos petroleros del país;
- b) la maquinización del valor de los hidrocarburos y la extracción de la renta petrolera;
- c) las políticas de exploración, producción y eventualmente hasta de comercialización de nuestros hidrocarburos.

PEMEX, al ser un ente autorregulado carece del apoyo de una tercería independiente que pueda efectivamente corroborar que se cumplen y se balancean sus esfuerzos con sus resultados y que efectivamente es eficiente, el regulador independiente puede jugar ese papel, esto traería muchos beneficios. (Cámara de Diputados: 2006)

- a) Por otro lado PEMEX, sería una empresa autónoma, en vez de ser un organismo descentralizado, tendría su propio capital, pero también su propia deuda, también su propio flujo de efectivo que debe estar directamente relacionado con sus actividades. PEMEX tendría una visión más enfocada sobre la rentabilidad de los

proyectos de exploración y producción, habría una planeación a largo plazo, sobre todo, hacia las aguas afuera, y también lograría un avance tecnológico. (Estrada: 2005)

b) La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, sería la entidad encargada de la recuperación de la renta petrolera, a través de un sistema que sea competitivo ya que no es fácil invertir en un país que tiene un sistema impositivo que es más caro que el resto del mundo.

c) Es claro que la renta petrolera está en función de otras variables como son la tecnología que se aplica a la explotación de yacimientos, la propiedades físicas de éstos, las distancias de los mercados relevantes y, desde luego, el precio internacional del petróleo. Por tal motivo, la política petrolera tiene que contemplar todos y cada uno de estos factores, y exigir al operador exclusivo optimizar las decisiones de qué, dónde, cómo y cuánto extraer ahora y cuánto en el futuro con base en el precio del crudo, los costos de operación, la física de los yacimientos, el volumen de reservas, el desarrollo de tecnologías de punta y el interés en las próximas generaciones.

d) La autonomía presupuestaria no es la solución de fondo para que PEMEX incremente sus niveles de productividad, sino una reforma fiscal, corporativa y administrativa al organismo.

Es urgente que la industria retome el abandonado principio de generar sus propias tecnologías, cuya posibilidad está comprobada por experiencias de otros países en desarrollo (Petrobras, un líder tecnológico mundial en perforación profunda), no obstante para que la industria petrolera pueda realizar inversiones en ciencia y tecnología, así como en modernización y ampliación de su capacidad instalada, es necesaria una reestructuración institucional que permita a PEMEX retener una proporción de sus ingresos suficiente para efectuar inversiones con la celeridad requerida y de esta manera el mejorar de su operabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- AHREND, R., (2006) How to Sustain Growth in a Resource Based Economy?
The Main Concepts and their Application to the Russian Case, *Voprosi Economici*, núm. 7 Russian.
- ALARCO Tosoni Germán (2006) Reservas de hidrocarburos, seguridad energética y macroeconómica: un balance complejo, en *Economía Informa*, núm. Mayo-junio2006.
- ALONSO GONZALES, Francisco (1972) Historia y Petróleo: México en su lucha por la independencia económica. El problema del petróleo. El Caballito.
- ANGELES, Luis (1984) Petróleo en México: Experiencias y perspectivas. El Caballito.
- BASSOLS BALLARTA, Narciso (2006) Las etapas de la nacionalización petrolera. Miguel Ángel Porrúa.
- BERMÚDEZ J. Antonio (1988) La Política Petrolera Mexicana. PEMEX
- BOTTOME Robert (2006) “La tributación petrolera como barrera a la inversión”, *VenEconomía*. www.veneconomia.com
- BOUÉ (1999) La captura de la renta petrolera: El régimen fiscal petrolero mexicano, en *Foros 3*, Venezuela.
- CABALLERO URDIALES, Emilio (2006) Los ingresos tributarios del sector público de México. UNAM.
- CAMARA DE DIPUTADOS (2003) Ley de presupuesto, contabilidad y gasto publico federal. <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio>
- CAMPODÓNICO Humberto (1999) La industria del gas natural y su regulación en América Latina, CEPAL núm. 68.
- CEPAL (1957): El desequilibrio extremo en el desarrollo económico latinoamericano: el caso de México, Vol. 2.
- CEPAL (2006): El desequilibrio extremo en el desarrollo económico latinoamericano: el caso de México, Vol. 2.
- CEESP: (2008) La reforma petrolera en México. XIII Simposio de Contaduría pública.
- CÉSPEDES C. Luis Felipe, Pappoport (2006) Notas de Investigación: El fondo Gubernamental de Petróleo de Noruega, Vol. 9. N°1.
- CIDE, ITAM. (2003) Análisis de las finanzas públicas en México: Resumen Ejecutivo. www.foroconsultivo.org.mx
- DAVID, RICARDO (2001) Principios de Economía Política y Tributación, Fondo de Cultura Económica.

DE FERRANTI, D., G. Perry, D. Lederman y W. Maloney (2002) From Natural Resources to the Knowledge Economy: Trade and Job Quality. Washington DC: Banco Mundial.

DE LA VEGA NAVARRO, Ángel (1999) La Evolución del componente Petróleo en el Desarrollo y la Transición de México. UNAM

_____ (2002): Hacia una política industrial y tecnológica para el sector energético. Las industrias de los Hidrocarburos en Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad. Tomo II. UNAM IIE J.P. México.

_____ (2004) De los diagnósticos y escenarios a las nuevas construcciones institucionales y regulatorias en Política Económica para el desarrollo sostenido con equidad. Tomo II. UNAM IIE J.P. México.

DOMINGO, C y Fargie (1999) Renta petrolera y políticas distribucionistas. Análisis histórico del caso Venezuela Universidad de los Andes Mérida- Venezuela.

ESPINOZA, Vendrell Ramón (1999) El marco fiscal petrolero venezolano: evolución y propuestas, Foros número 3.

ESTRADA Estrada Javier (2006) El modelo petrolero noruego y sus beneficios Energética Analítica S.C.

FMI (2005) Guía sobre la transparencia del ingreso proveniente de los recursos naturales.

GARCÍA Reyes, Miguel (1996) "Reestructuración y perspectivas de la industria petrolera mexicana" Foro Internacional, Vol. XXXVI, núm.3, julio-sep.

GONZÁLEZ, Jorge Iván (2005) Análisis de los efectos fiscales y macroeconómicos de los recursos naturales no renovables, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá.

GUTIERREZ Jahnsen Carlos (2006) La política de hidrocarburos de Noruega, ¿un ejemplo para Bolivia?, en bolpress, Bolivia. www.bolpress.com

HAGLAND Jan (2001) "La Aventura Noruega del petróleo" en <http://www.dep.no/odin/spansk/p10001917/p10001925/032001-990232/dok-nn.html>

HARRIS, J., J. Hunter y C. Lewis, Eds. (1995) The New Institutional Economics and Third World development. London: Rutledge.

JIMÉNEZ Juan Pablo y Trombón (2006) Política Fiscal en países especializados en productos no renovables en América Latina, CEPAL.

KRUGMAN, P. y M. Obstfeld (2003) Economía Internacional, teoría y política, 6th edición. Boston.

LACABANA (2005) Petróleo y Hegemonía en Venezuela: La construcción de un proyecto nacional democrático- popular en e siglo XXI, CLACSO, Venezuela.

LANDER, Luis (2005) Petróleo y Democracia en Venezuela: Del fortalecimiento del Estado a la subversión soterrada y la insurrección abierta, en Galena de economía, Junio-Diciembre, España.

LEDERMAN, D. y W. Maloney (2003) Trade structure and growth. World Bank Policy Research Working Paper núm.3025.

LEWIS, S. (1989) Primary exporting countries, Handbook of Development Economics, Volume II. Amsterdam: North Holland.

MARX Carl (1975) Teorías sobre la plusvalía, Tomo II. Cartago, Buenos Aires.

MARX Carl (2001) Las rentas y sus fuentes, Tomo III. Cartago, Buenos Aires.

MANZANO, O. y R Rigobon (2001) Resource curse or debt overhang? NBER Working paper.

MARTÍNEZ Hernández Francisco, Herrera Aguilar Saúl (2006) "Debilidades y Fortalezas de la industria petrolera en México" en Economía Informa, núm.340, 2006.

MEYER, Lorenzo (1990) Petróleo y Nación: La política petrolera en México. PEMEX, SEMIP, Colegio de México y Fondo de Cultura Económica.

MORA Contreras Jesús (1995) Reparto de ingresos petroleros extraordinarios y apertura petrolera en Venezuela: Significación, Universidad de los Andes.

_____ (2006) ¿Se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina?, en Economía Informa, núm.340.

MORENO, León José Ignacio (1999) El marco fiscal petrolero venezolano: evolución y propuestas, en Foros 3, Venezuela.

MORENO, Rocío (2004) La importancia del fondo de estabilización de ingresos petroleros. <http://www.fundar.org.mx>

NORTH, D. (1990) Institutions, institutional change and economic performance. New York: Cambridge University Press.

NORENG Oystein (1999) El concepto de la renta petrolera y su aplicación en la tributación petrolera en noruega, en Foros 3, Venezuela.

OMC (2004) Examen de las políticas comerciales en Noruega.

ORTIZ MENA Raúl, Víctor L. Urquidi, Albert Waterston. (1953) El desarrollo económico de México y su capacidad para absorber el capital del exterior. México, Nacional Financiera.

PERLA Cecilia (2005) ¿Cuál es el destino de los países abundantes en recursos minerales? Nueva evidencia sobre la relación entre recursos naturales, instituciones y crecimiento económico. Documentos de trabajo. <http://pucp.edu.pe.pe/economia/pdf/DDD242.pdf>

PEMEX (1992) Memoria de Labores. Instituto Mexicano del Petróleo

----- (1993) Memoria de Labores. Instituto Mexicano del Petróleo

----- (1997) Memoria de Labores. Instituto Mexicano del Petróleo

----- (2009) Página web www.pemex.com

-----, INEGI (1983) La industria petrolera en México.

PHILIP George, (1989) Petróleo y política en América Latina: Movimientos nacionalistas y compañías estatales. Fondo de Cultura Económica.

POWER Michael Thomas (2002) ¿Excavando hacia el desarrollo? Una visión histórica de la minería y el desarrollo económico, América Oxfam.

QUIROZ, Juan Carlos (2004) Recursos naturales e Ingresos Fiscales en México. Serie Ingresos petroleros. <http://www.fundar.org.mx>

ROEMER M (1970) "Fishing for growth, export led development in Peru, 1950-1960, Cambridge. Harvard University Press.

_____ (1986) Increasing Returns and Long-run Growth. Journal of Political Economy, Vol. 94, pp 1002-1037.

ROSENSTEIN-Rodin, P(1943) "Problems of industrialization of Eastern and South-Eastern Europe", Economic Journal, Vol. 53 (June), pp 202-211

ROSS, M. (1999) The political economy of the resource curse. World Politics 51, January, pp 297-322.

RODRIGUEZ, Luis Roberto (1998) El marco institucional de la industria petrolera noruega, el papel del Estado y su evolución a lo largo del tiempo, en Revista BCV / Vol. XII, núm. 2.

SACHS, J, Warner (1995) Natural resource abundance and economic growth. Development discussion paper No. 517. Harvard Institute for International Development, October 1995.

SALA-I-MARTIN, X. y A. Subramanian (2003) Addressing the Natural Resource Curse: An Illustration from Nigeria. NBER Working Paper No. 9804.

SENADO (2008) Foros de debate sobre la Reforma Energética Destino de la renta petrolera. http://www.senado.gob.mx/reforma_energetica/content/foros/docs/24junio2008_4.pdf

SECRETARIA DE ENERGÍA (2004) Cuarto informe de evaluación de resultados del programa sectorial de energía, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, México.

SORDO, Ana María y Carlos Roberto López (1983) Exploración, reservas y producción de petróleo en México, El Colegio de México.

SHCP (2004) "Informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública.

SZÉKELY, Gabriel (1983) La economía política del petróleo en México 1976-1982. Colegio de México.

VENEGAS Martinez Francisco (2001) "Política Fiscal y Renta Petrolera: Una propuesta de Régimen Fiscal para PEMEX" Problemas de Desarrollo, Vol. 32. núm. 124.

WIONCZEK S, Miguel (1983) "Algunas reflexiones sobre la futura política petrolera de México" Desarrollo Económico, Vol. XXIII.

WRIGHT, G. y J. Czelusta (2002) Exorcizing the resource curse: minerals as a knowledge industry, past and present. Stanford University.

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA
IZTAPALA**

**POSGRADO EN ESTUDIOS SOCIALES
ECONOMÍA SOCIAL**

**MARCO REGULATORIO FISCAL Y DESARROLLO DEL SECTOR
PETROLERO. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CASOS: MÉXICO,
VENEZUELA Y NORUEGA.**

IDÓNEA COMUNICACIÓN DE RESULTADOS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE


MAESTRA EN ECONOMÍA SOCIAL

PRESENTA

AMANDA ELISA BADO SERRANO

DIRECTOR DE TESIS: DR. ALEXANDRE TARASIOUK K.

MÉXICO D.F., Agosto 2009



A. TARASSIOUK K.