RAN 5074



Universidad Católica Andrés Bello Facultad de Ciencias Económicas y Sociales Escuela de Economía

IMPACTO DE LAS INSTITUCIONES FISCALES SOBRE LA INVERSIÓN PETROLERA. UNA COMPARACIÓN INTERNACIONAL.

Tutor: Osmel Manzano

Autores: Gabriel Issa María Claudia Pimentel

Caracas, Octubre 2005

El presente trabajo esta dedicado a aquellas personas que nos han apoyado a largo de nuestra carrera y de nuestra existencia, siendo inspiración y fortaleza. Alicia Antonorsi, Francisco Pimentel, Osmar Issa, Marisol Castrillo, Francisco J. Pimentel y Valentina Issa.

Especialmente a la Abuelita, Lela Betty, Mamoy. Papio, Martin, Natividad, Rafa y Vicky.

A ti,	Mary
A ti.	Gabriel

Agradecemos a Osmel Manzano por sus ideas y su tiempo. Álvaro Cartea por su paciencia y diligencia. Asdrúbal Baptista por facilitarnos información muy importante. A la Escuela de Economía de la Universidad Católica Andrés Bello y al personal que labora en ella.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO I: MARCO TEÓRICO	8
1.1 Marco de Referencia. Modelo de Hotelling	
CAPÍTULO II: SISTEMAS FISCALES	17
2.1. EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS FISCALES APLICADOS A LA INDUSTRIA PETROLERA. 2.1. IPrimer enfoque: Sistema Liberal y Propietario 2.1.1.1 El sistema fiscal liberal: 2.1.1.2 El sistema fiscal Propietario: 2.1.2 Segundo Enfoque: Sistema Concesionario y Contractual 2.1.2.1 Sistema Concesionario. 2.1.2.2 Sistema Contractual 2.2. DESCRIPCIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS INSTITUCIONES FISCALES EN LOS PAÍSES DE LA MUESTRA.	18 20 23 26 26
CAPITULO III: ANÁLISIS DEL MODELO	66
3.1. Introducción al Modelo. Un Modelo de Inversión. 3.2 El Modelo Inicial 3.2 Muestra. 3.3 Definición de las variables	69 70
CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DEL MODELO. ANÁLISIS DE RESULTADOS	76
4.1 RELACIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA TEÓRICO	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	89
ANEXO 1: RESULTADO DEL MODELO INICIAL (EFECTO FIJO)	94
ANEXO 2: RESULTADO DEL MODELO INICIAL (RANDOM EFFECT)	95
ANEXO 3: HAUSMAN SPECIFICATION TEST.	96
ANEXO 5: TEST CORRELACIÓN.	98
ANEXO 6: PAÍSES OPEP	99
ANEXO 7: PAISES NO OPEP	100

INDICE DE TABLAS Y GRAFICOS

Gráfico 1: Distribución de los ingresos de la producción	13
Gráfico 2: Diferentes instrumentos fiscales que atacan la renta	13
Grafico 3: Espectro de la tributación	15
Tabla 1: Regalías diferenciadas entre los hidrocarburos existentes y los nuevos.	
Bolivia	36
Tabla 2: Inversión Extranjera Directa 1993-2000. Bolivia	37
Tabla 3: Inversiones en exploración y producción en Colombia, 1990-2000	43
Tabla 4: Inversión en el sector petrolero, PEMEX.	53
Tabla 5: Inversión. Contratos de Operación. Venezuela	63
Tabla 6: Inversión Aproximada. Asociaciones Estratégicas. Venezuela	64
Tabla 7: Resultado del modelo inicial (Efecto Fijo).	80
Tabla 8: Resultados del modelo con variables dicotómicas.	82
Tabla 9: Países Miembros de la OPEP.	84
Tabla 10: Países NO Miembros de la OPEP	85

Introducción

En aras de obtener los beneficios óptimos, desde el punto de vista de bienestar social, provenientes de la explotación de recursos naturales y, tomando en cuenta la extensa literatura en esta área, surgen las disyuntivas acerca del sistema de recaudación mas conveniente para este fin. Es decir, un sistema fiscal que haga atractiva la inversión en el sector, así como también permita que el fisco nacional participe de las ganancias correspondientes. Dada esta constante preocupación importantes reformas se han llevado a cabo en el sector, no solo a nivel nacional, sino también a nivel internacional.

El instrumento más común de un sistema fiscal es el establecimiento de algún tipo de impuesto, conocido a lo largo de la historia, como generador de distorsiones. Es importante entonces, identificar esas distorsiones generadas por la aplicación de las regalías como institución fiscal en el área petrolera del país.

En Venezuela el sector petrolero aporta cerca de un 50% de los ingresos fiscales, genera más del 75% de las exportaciones y contribuye con el 33% del PIB. Por lo antes dicho, deben existir condiciones que incentiven la inversión para que el negocio petrolero sea realmente rentable para las partes interesadas.

En los últimos años, se han llevado a cabo importantes reformas en las instituciones fiscales y en el marco regulatorio de la industria. Específicamente, en los años 1999 y 2002, con reformas a La Ley Orgánica de Hidrocarburos y Gaseosos y La Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, respectivamente.

Recientemente fue anunciado por el Presidente de la República un aumento, del 1% al 16,6% de la tasa de regalías aplicadas al sector petrolero¹; específicamente en aquellos proyectos desarrollados en la Faja del Orinoco. Con la tasa de regalía del 1% se pretendía que estos campos resultaran rentables y atractivos para la inversión extranjera, dada las características de los mismos, probablemente no hubiesen sido explotados por PDVSA, la estatal petrolera², en el cercano futuro. Luego del mencionado aumento, el Ministro de energía y petróleo, y presidente de la estatal, expuso en rueda de prensa la desaparición de los viejos convenios operativos a partir de enero del 2006³ y el establecimiento de sociedades mixtas, en las que la estatal participará con el 51%. Mientras esto se lleva a cabo el pago de las regalías pasará de un 16,66% a un 30%. En consecuencia, el aumento anunciado pudiera afectar futuras inversiones extranjera y privadas en el sector.

Dadas estas reformas del sistema fiscal aplicado a la industria de los hidrocarburos, surge la inquietud desarrollada en este trabajo, en determinar, en que medida los sistemas fiscales funcionan como atractivo para la inversión. Más específicamente, si el aumento de las regalías disminuye la inversión petrolera. Utilizando los datos de los que se pudieran disponer a nivel mundial, nos propusimos el desarrollo de un modelo que estimara adecuadamente la influencia de la tributación sobre la inversión en las actividades petrolera.

La comparación de sistemas fiscales puede ser, el primer paso para obtener determinantes, que puedan diferenciarse y de esta forma dar luz sobre las disyuntivas

_

¹ Alocución Aló Presidente 10 de octubre, 2004.

² Manzano 2004a

³ Ministerio de Energía y Petróleo 14 de abril 2005.

antes planteadas. Por ello, en este trabajo se incluye una breve revisión histórica, donde se contemplan los extremos y diferente matices en términos de sistemas fiscales.

El trabajo se desarrolla en cuatro capítulos. En el primer capítulo se describe un marco de referencia para situar el trabajo en un modelo que brinda una tasa de extracción óptima del recurso, también en este capítulo se presentan una serie de conceptos alrededor de la renta económica y de los diferentes instrumentos de recaudación. En el segundo capítulo son presentados dos puntos de vistas descriptivos de los sistemas fiscales y una breve reseña de cada país, incluidos en la muestra, donde se presentan matices de la gran variedad de sistemas fiscales en el mundo.

Una vez presentado un marco de referencia de conceptos, se pasa a introducir en el capítulo tres, el modelo econométrico aplicado, para estudiar el comportamiento de la inversión en presencia de instituciones fiscales, específicamente las regalías. En el capítulo cuatro se presentan los resultados obtenidos y las relaciones entre cada una de las variables explicativas y la inversión.

Capitulo I: Marco Teórico

1.1 Marco de Referencia. Modelo de Hotelling

El uso de los recursos naturales no renovables como factores en una función de producción ha generado un amplio tratamiento en la literatura. En este marco, ha sido desarrollado un sencillo modelo de gestión de los recursos naturales, Hotelling (1931). La producción de los minerales difieren de cualquier otro sector productivo, en el hecho de que su producción en un momento determinado no es independiente, es decir, el costo de extraer una unidad en un momento t, esta sujeto al uso que se le de a los factores productivos en ese momento, a los precios de los mismos, a las extracciones realizadas en el momento t-1 y a las extracciones que posiblemente se realizaran en t+1, y al impacto de las mismas en la rentabilidad del yacimiento en el momento t. Debido a lo anterior se hacen evidentes las relaciones intertemporales de las decisiones tomadas en este sector, porque la tasa de extracción actual del mineral se verá afectada por la cantidad que podrá obtenerse en el futuro; de ella dependen las reservas restantes en cada yacimiento y la tasa de disminución de las reservas actuales. En consecuencias, surgen interrogantes, sobre la cantidad a extraer en cada momento del tiempo, y aquella qué se debe reservar para períodos posteriores.

Siendo los hidrocarburos, recursos naturales no renovables, la sociedad tiene la necesidad de establecer programas de explotación que ayuden a mantener las reservas para satisfacer las demandas de generaciones futuras. Los incentivos para

mantener reservas para el futuro y no explotar todo el recurso hoy, son el argumento base del modelo desarrollado por Hotelling. El único motivo que puede tener el propietario de un yacimiento para no explotar la mayor parte de las reservas en la actualidad, es que el rendimiento financiero que puede obtener a partir de ellas en el futuro es mayor al que puede obtener actualmente. La decisión de cuánto extraer se basará en las expectativas que tengan los inversionistas sobre los precios futuros del recurso; estas expectativas se encuentran en función de las decisiones que tomen los demás inversionistas y de la evolución del mercado.

Si los inversionistas manejan expectativas sobre un precio futuro que experimente poco incremento o que no se incremente en lo absoluto, la mayor parte de estos optara por extraer lo más pronto posible todas sus reservas y venderlas, para de esta manera poder trasladar su capital a alternativas más prometedoras. La consecuencia de esta decisión obligará a todos los inversionistas a cambiar sus expectativas y decisiones presentes, debido a que el repentino aumento de la producción va a generar un exceso de oferta en el mercado, disminuyendo los precios del mineral y previendo una escasez para el futuro, acompañada de un aumento del precio del recurso. Estas consecuencias van a generar incentivos para conservar la mayor cantidad de reservas. La situación ejemplificada anteriormente es común si se espera que el precio del recurso mineral crezca a un ritmo menor que el tipo de interés de la economía. Lo opuesto ocurre, si las expectativas de los inversionistas son contrarias, es decir esperan precios futuros muy superiores a los actuales, la decisión en este caso es conservar la mayor cantidad de reservas para ser explotadas en el futuro y vender el mineral con un mayor margen de beneficios. Sin embargo, como ya se

mencionó estas decisiones obligaran a los inversionistas a revisar sus expectativas futuras, debido a que en presencia de muchas reservas para el futuro, no es lógico esperar precios muy altos en los años siguientes; en consecuencia, el mercado hoy en día se verá desabastecido y los precios se verán impulsados hacia el alza, generándose nuevos incentivos para extraer la mayor cantidad de mineral hoy. Esta situación es característica cuando los inversionistas inicialmente esperan que el precio del mineral aumente a un ritmo mayor que la tasa de interés de la economía.

Entre los dos casos extremos anteriores, se puede lograr una situación intermedia que se puede mantener en el tiempo. Esta situación consiste en extraer cada año una cantidad suficiente para que los precios del mineral crezcan al mismo ritmo que el tipo de interés de la economía. Esta es la llamada **Regla de Hotelling**. Según esta regla la tasa de extracción óptima de explotación de un mineral viene dada porque en el tiempo, el beneficio marginal que se obtiene de la extracción y venta del recurso debe crecer al mismo ritmo que la tasa de interés de la economía.

El modelo entonces, permite obtener una tasa de extracción tal que los precios del mineral aumenten al mismo ritmo que la tasa de interés de la economía, así, el productor ante la presencia de unas reservas dadas, tiene que decidir un patrón de extracción para maximizar sus beneficios, tomando en cuenta los ingresos de cada nivel de extracción y los costos de capital.

Intuitivamente, el inversionista se enfrenta a una función de Beneficios (B) que debe tratar de maximizar, bajo el supuesto de costos cero, de la siguiente forma:

$$B = (p_t \times q_t)e^{-rt}$$

Con:

 p_t = precio del recurso natural en le tiempo t.

 q_{ι} = cantidad extraída del recurso natural en el tiempo t.

r = tasa de interés de la economía

 $p_t \times q_t = \text{función de ganancia (lo que se gana por extraer } q_t$).

 e^{-rt} = costo de oportunidad, que implica la inversión.

La maximización de la función trae lo siguiente:

 dq_t/q_t tiene que ser tal que dp_t/p_t sea igual a r.

En presencia de la regalía, como institución fiscal, se relaja el supuesto de costos cero lo que hace mucho mas difícil la maximización y a la vez, es factor que distorsiona la formación de precios, estos aspectos se trataran mas adelante.

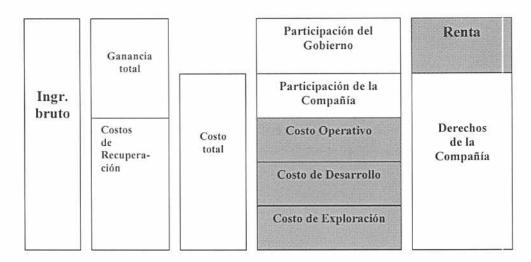
1.2. Marco Conceptual

El desarrollar los conceptos que enmarcan la explotación de recursos naturales es la función de esta sección. Los diferentes enfoques de la llamada "renta económica" y como esta es objeto de tributación, es la causa del surgimiento de las instituciones fiscales en la industria de los recursos naturales. En esta sección se establecen los

conceptos tanto de la renta económica como de las instituciones fiscales necesarias para poder profundizar en los sistemas fiscales y sus matices, lo cual será tratado en el siguiente capítulo.

Cuando un recurso natural es explotado y no es remunerado en su totalidad, surge una renta. Esto ocurre cuando el proyecto de explotación del recurso natural, genera un excedente de ganancias. Es decir, luego de remunerados todos los factores participantes en la producción, el valor presente neto del proyecto sigue siendo positivo, en consecuencia se genera una renta. Esta última, se trata de extraer por medio de los impuestos, a pesar de que la introducción de los mismos genere cambios en los patrones de exploración, explotación e inversión. Una interpretación, más intuitiva, de la renta económica, proviene de descomponer dicha expresión. Por un lado, la teoría económica se enfoca en el producto de la tierra, una vez aplicados los factores de producción, trabajo y capital. Por otro lado la teoría de la renta, se enfoca en la distribución del producto anteriormente nombrado, entre los diferentes factores de producción. Este nuevo acercamiento al concepto de renta económica no es otra cosa que la diferencia entre el valor del producto y el costo del mismo. (Ver gráfico 1)

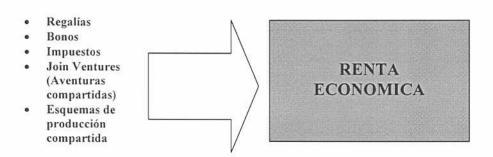
Gráfico 1: Distribución de los ingresos de la producción



Fuente: Johnston (1994)

El interés del gobierno es captar la mayor parte de esta renta económica por medio del uso de diferentes instrumentos como lo son los bonos, regalías, impuestos, participación del gobierno en los proyectos y esquemas de producción compartida. (Ver gráfico 2)

Gráfico 2: Diferentes instrumentos fiscales que atacan la renta



Al introducir, por medio de la regulación, un impuesto, se pretenden dos objetivos, obtener un ingreso fiscal y en el caso de países propietarios del recurso, obtener

algún tipo de remuneración por el uso del mismo, por las empresas productoras. En consecuencia, el comportamiento del inversionista se ve modificado, debido a que la institución fiscal genera distorsión. "Los únicos impuestos que no generan distorsiones son las transferencias unilaterales", pero son mecanismos que presentan un gran número de problemas a la hora de su implementación, por ello se utilizan como mecanismo de transferencia de rentas, aunque la aplicación de los mismos modifique los patrones de producción, exploración e inversión.

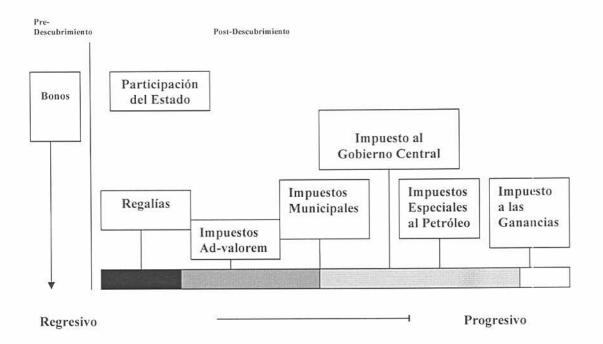
Es importante mencionar que a medida que se va aguas abajo, lejos del ingreso bruto, el sistema es menos regresivo, es decir, mientras más rentable sea el proyecto menos efectivo son los impuestos.

En el caso de la inversión, esta expuesta a un efecto adicional, y es el hecho de que en presencia de un impuesto la rentabilidad de los proyectos se ve afectada. En consecuencia, proyectos que resultaban rentables antes del impuesto, una vez introducido este, pierden su atractivo. Es decir, proyectos socialmente realizables, pierden la oportunidad de ser desarrollados privadamente, ya que en presencia del impuesto los beneficios que percibiría el privado serían negativos. Más aún, se puede decir, que los impuestos no relacionados con las ganancias, como lo son las regalías y los bonos, son de carácter regresivo (Ver gráfico 3), es decir, aquellos proyectos menos rentables se verán afectados mayormente.

⁴ Rigobon, 1998a,16

-

Grafico 3: Espectro de la tributación



Fuente: Jonhston (1994)

Por otra parte, también se ve afectada por el impuesto, la cantidad total a ser explotada del yacimiento, debido a que técnicamente existe una cantidad óptima que esta sujeta a los costos marginales, es decir, los costos de producción dependen no solo de la cantidad producida, sino también de la cantidad existente en el momento. Se asume que los costos de extracción crecen más rápidamente mientras menor sea la cantidad del recurso en reserva, debido a que se sabe que para los campos más pequeños, las actividades de exploración y explotación son más costosas⁵. Económicamente el productor explotara la cantidad en la que el costo medio se iguale al ingreso medio. Generalmente esta cantidad explotada, es menor a la

⁵ Ver Deacon, R (1993)

15

cantidad de recurso disponible en la reserva, debido a que las últimas cantidades de recurso son más difíciles de extraer y por ende menos rentables económicamente. A partir de esto, al momento de introducir un impuesto, extraer el recurso será más costoso que anteriormente, en consecuencia el nivel de producción donde se iguala el costo medio al ingreso medio, es menor. La cantidad total del recurso explotado es menor que sin la implementación del impuesto. Esta situación que resulta es llamada sub-explotación del yacimiento, distorsión que surge de la implementación de las instituciones fiscales.

Es evidente entonces que la introducción de las regalías produce variaciones en las ganancias obtenidas, este hecho podría conducir a limitaciones en la inversión futura.

En el capítulo siguiente nos referimos a los sistemas fiscales que operan sobre la industria petrolera y a las características particulares de los marcos regulatorios que operan en los países considerados dentro del modelo que se desarrolla en el tercer capítulo.

Capítulo II: Sistemas Fiscales

Una vez introducida la renta, en el capítulo anterior, en el presente capítulo se realiza una descripción de dos visiones distintas que recoge la literatura sobre los sistemas fiscales y el tratamiento que se le otorga a la renta, de acuerdo a la posición tomada tanto por el estado como por las firmas.

El término sistema fiscal es utilizado por conveniencia, en muchos países, refiriéndose a los contratos o acuerdos donde son expresados los arreglos en materia impositiva, esto no es del todo correcto, ya que el término "fiscal" implica todo lo referido a lo legislativo, tributación, contratos y aspectos fiscales, que se manejan en operaciones realizadas por el gobierno y su providencia en el tema petrolero.

2.1. Evolución de los sistemas fiscales aplicados a la industria petrolera.

Los regimenes fiscales aplicados a la industria petrolera se concentran principalmente en las actividades de exploración y producción del recurso natural. Las legislaciones al respecto difieren de un país a otro. En algunos, pueden pertenecer al poder municipal, federal, o al central, mientras que en otros solamente pertenece al gobierno central. Estas legislaciones, regulan los acuerdos a los que deben llegar las compañías petroleras y los propietarios del recurso natural, e incluyen, licencias para la explotación, arrendamiento de la tierra, concesiones. contratos de servicios; estos contratos también incluyen el pago de ciertas

instituciones fiscales como lo son las regalías y el impuesto sobre la renta, por ejemplo.

La propiedad del mineral, determina el patrón de actuación del estado, si este es de propiedad pública. Por su parte, la firma, se plantea el objetivo de maximizar sus ganancias a través de la explotación de reservas al menor costo posible, contrastando con el objetivo del estado. A partir de estos objetivos, tanto del estado como de las firmas, surgen los dos enfoques sobre los sistemas fiscales.

En este trabajo se diferencia el enfoque de sistema **liberal y propietario**, donde la características particular es la posición del Estado ante la renta económica, del otro enfoque, caracterizado por la negociación entre la firma y el Estado, denominado sistema **concesionario y contractual**.

2.1.1Primer enfoque: Sistema Liberal y Propietario

Un primer enfoque es aquel en el que en la mayoría de los países productores de petróleo la propiedad de los reservorios se encuentra en manos del estado, todavía la figura de la propiedad privada de los mismos, prevalece en los Estados Unidos, ya que la misma se extiende hasta el subsuelo. Aunque parezca curioso, teóricamente, los sistemas fiscales aplicados al petróleo están basados en los parámetros de la propiedad privada del recurso; entre estos parámetros podemos mencionar la relación propietario-inquilino (landlord-tenant). Relación, que para algunos es irrelevante, resulta muy importante en la determinación de los precios del recurso en cuestión. Por otra parte, si el mineral es de propiedad pública, la determinación de los precios es diferente, ya que el Estado puede actuar de dos formas:

- Puede diseñar un marco regulatorio que garantice el libre acceso del inversionista al recurso. Con este sistema, los consumidores se verán beneficiados por medio de precios más bajos.
- 2. Puede actuar como un propietario.

Como consecuencias de estas posturas que puede asumir el Estado, surgen dos regimenes fiscales aplicados al petróleo, uno catalogado como "liberal" y el otro como "propietario". La gran diferencia entre ambos radica en que para el sistema liberal el ingreso fiscal en términos marginales es cero, siendo materia impositiva solo las ganancias excesivas, evitando cualquier obstáculo en el libre flujo de inversiones. Esto, junto con una administración eficiente del recurso natural y el desarrollo de la productividad, pretende alcanzar el objetivo de precios mas bajo. Por su lado, en el sistema propietario existe una renta marginal positiva, una renta sobre las reservas probadas, impuestos aplicados a la producción bruta. Por medio de este sistema, de igual manera se incentiva la inversión eficiente y la productividad, pero el objetivo inmediato no son precios mas bajos, sino recaudar la mayor cantidad de renta posible, mientras que para el sistema liberal, esto pasa a ser un objetivo secundario.

Al mirar ambos sistemas, resaltan los dos casos extremos a los que pertenecen, un sistema radicalmente liberal, donde el recurso es considerado como un regalo de la naturaleza, no hay propietario de la tierra con quien negociar y es solo al consumidor final a quien hay que hacerle frente. El otro, un sistema radicalmente propietario, donde existe una relación directa entre el propietario del recurso natural y el inversionista, la competencia que surge entre las empresas proveedoras de servicios

para la industria, favorecen al estado, en lugar de al consumidor final. Se evidencia la presencia de las compañías productoras como mediadoras entre los consumidores finales y los dueños de las tierras. Entre estos extremos se encuentra la actual legislación fiscal aplicada a los hidrocarburos. De acuerdo a cada país, a la estructura de gobierno y a las circunstancias económicas, se motiva la implementación de la legislación. Hecho estrictamente ligado con el desarrollo del mercado global.

Dentro de los sistemas anteriores surgen ciertas preguntas:

- ¿Cuál es el modo en que cada sistema, obtiene beneficios provenientes de la extracción del recurso natural?
- ¿En cuales etapas ocurre la fiscalización en el proceso petrolero?
- ¿Cuál es el trato que se le da a los "campos marginales"?

Estimamos que dar respuesta a estas preguntas es importante para el desarrollo de la trabajo ya que introduce escenarios característicos donde se sitúa cada sistema de los países analizados más adelante.

2.1.1.1 El sistema fiscal liberal:

El punto de partida para cualquier sistema fiscal es la oferta de tierras por medio de una agencia.⁶ Para el caso del sistema de liberal, la agencia se

3

⁶ Momer, mayo1999a

encargara de garantizar un flujo continuo de tierras y de esta forma lograr mantener el flujo de inversiones. Se dice que para el sistema liberal, lo más importante es la continua forma de atraer inversión para la explotación del recurso, por esto, la oferta de tierra tendrá lugar en el momento en que las expectativas igualen la utilidad del inversionista.

La siguiente etapa empieza con varias preguntas:

¿A quien se le debe dar la licencia o contrato? ¿Cuáles son los criterios para escoger?

Estas dos preguntas deben ser contestadas de manera que no entorpezcan o no creen distorsiones en el libre flujo de inversiones. La solución más indicada o la respuesta más acertada es la petición(o establecimiento) de una "prima a la firma". La razón es la siguiente, independientemente del sistemas fiscal, la renta esperada es evaluada por las compañías que compiten por el contrato. Por otra lado, "la prima", puede generar distorsiones en el flujo de inversión, debido a las oferta de "primas" de diferentes valores. Por esto la prima debe ser tomada solo como una respuesta a las preguntas antes formuladas, no debe ser utilizada como un instrumento para recaudar impuestos sobre las ganancias excesivas.

En la etapa de exploración ya se tiene establecido un período de tiempo – diez a quince años- en el cual existe la obligación de realizar dicha actividad.

⁷ Momer, mayo 1999b

También se fija el período donde se debe abandonar la búsqueda debido a la falta de descubrimiento, en este punto no se recolecta renta alguna.

En la etapa de producción, el establecer un sistema para la recolección de la renta es bastante difícil ya que el recolectar la "prima" y además un impuesto a las ganancias, puede generar incentivos para que la "firma", ya autorizada, minimice sus responsabilidades. Adicionalmente, el impuesto a las ganancias requiere un aparato burocrático, bastante costoso, que se encarga del seguimiento del proceso. Con este aparato surgen los problemas de incentivos hacia la corrupción. En resumen, por un lado se necesita un sistema de seguimiento, pero este, a su vez genera un problema de incentivos lo cual se refleja en perdidas en la producción y en la productividad. El sistema liberal minimiza el surgimiento de problemas en productividad ya que la fiscalización en términos marginales es cero, como se ha mencionado anteriormente el sistema esta basado en la tributación de las ganancias excesivas.

Con respecto al tratamiento de los campos marginales:

Para la "agencia" un campo puede ser considerado como marginal, pero para "la firma" no lo es necesariamente, debido a que por el desarrollo de nuevas tecnologías o por información adicional que no posea la "agencia" puede resultar rentable para la firma. En consecuencia los campos marginales pasan a ser atractivos. Para el sistema liberal, los campos marginales no serán objeto de impuesto petroleros. Esto se debe a que las ganancias en caso de

campos marginales, aparentemente poco atractivos, compensaran, en otros casos, las perdidas. Por otra lado, "la prima" puede generar distorsiones en el flujo de inversiones debido a las oferta de "primas" de diferentes valores.

2.1.1.2 El sistema fiscal Propietario:

Para este sistema, mas complejo que el anterior, es necesario incluir un participante mas, "the landlord" (propietario). Este propietario exige como condición *sine qua non*, la renta de reserva (renta mínima que puede ser percibida) lo que permite distinguir las ganancias excesivas y las rentas.⁸

A diferencia del sistema liberal, en la asignación de tierras, la agencia solo proporcionara tierras cuando la rentabilidad esperada alcance la utilidad tanto del propietario como la del "tenant" (arrendatario).

Tratamiento de las licencias o contratos:

En esta etapa ya es posible recaudar renta. La figura de la "prima" también es utilizada en este sistema y juega un papel muy importante ya que sirve para extraer, del arrendador, las ganancias que no son objeto de tributación por parte del sistema fiscal. Se suscita, entonces, la incertidumbre de cuando y bajo que concepto deben hacerse los pagos referidos a las rentas lo que trae como consecuencia el uso de las regalías como parámetro de oferta.

⁸ Momer, mayo 1999c

En la etapa de exploración existen posibilidades para la recaudación de renta por medio de los descubrimientos que tengan valor comerciable. El propietario puede tomar posesión de tierras sin explorar y exploradas, mediante el uso de cláusulas de abandono. El propietario, en este sentido, esta en condiciones de extraer una mayor renta que provenga de un futuro arrendatario. El producto en esta etapa es el conocimiento, saber si existe o no el recurso natural, en que cantidades y la calidad del mismo. La "agencia" debe obtener este conocimiento y compartirlo. Por otro lado, el propietario, utiliza este conocimiento para recobrar tierras que han aumentado su atractivo (caso de campos marginales), en términos de valor, y de esta forma obtener una mejor tajada.

En la etapa de producción, para el sistema propietario recaudar renta, cobra un porcentaje de la producción, es decir, la regalía. Con este instrumento hay beneficios tanto para el arrendatario como para el propietario, debido que el arrendatario es libre de producir y pagar regalías o no producir y no pagarlas, de esta forma tiene plena libertad sobre las inversiones que hace.

La regalía es tomada como un costo operacional ineludible, lo que para el propietario representa una renta *ex-post*.

A diferencia del sistema liberal, cuyo principal interés es el libre flujo de inversiones, el sistema propietario genera distorsiones, obstaculizando el

.....

⁹ Momer, mayo1999d

mismo. El único riesgo que corre el propietario se encuentra en los volúmenes y en los precios, no en las ganancias.

Los costos de seguimiento, antes mencionados, son más bajos en relación con un sistema de recaudación de ganancias. Con las regalías, solo los volúmenes, deben ser "chequeados". Por otro lado, las regalías, traen largos y costosos procesos de litigación y no se ajustan automáticamente a la subida de los precios. Otra desventaja presente con el uso de esta institución fiscal. es que pozos que han sido explotados casi por completo, serán abandonados. quedando un remanente bajo suelo debido a que no es rentable extraer dicho material.

Tratamiento de Campos Marginales:

Bajo este sistema y con las características antes mencionadas, el status de "campo marginal" es algo muy relativo. El poder que tiene el propietario sobre las tierras obstaculiza el flujo de inversión y de nuevas tecnologías, ya que lo hace más costoso, recordando que se tiene un "costo ineludible" que son las regalías. En contraposición, el impacto de las regalías, como institución fiscal, sobre los campos marginales puede ser menor que el impacto sobre campos no marginales en términos de flujo de inversión y una mas efectiva recaudación.

En una revisión del desempeño fiscal en cada uno de los países utilizados en la muestra de este trabajo, se encuentran exponentes que pueden ser ubicados

ì

¹⁰ Momer, mayo 1999e

en cualquier lugar en el medio de estos dos extremos, ya que no es conocido que ninguno de los dos sistemas funcione perfectamente bajo cualquier circunstancia.

Una vez explicado el comportamiento que puede seguir el gobierno de acuerdo a sus objetivos, se explica el comportamiento que siguen las firmas de acuerdo a sus objetivos, originándose el segundo enfoque.

2.1.2 Segundo Enfoque: Sistema Concesionario y Contractual

Como se mencionó al comienzo del capítulo, el objetivo de una compañía petrolera es el de maximizar sus ganancias, a través de la explotación de reservas del recurso al menor costo posible. En consecuencia las compañías petroleras se enfrentan a un escenario en torno a la negociación con el Estado, originando el segundo enfoque en términos de sistema fiscal.

Los estados y las compañías negocian sus intereses en uno de dos sistemas básicos: concesionario "concessionary" y contractual "contractual". La diferencia fundamental entre ambos, radica en el tratamiento de la propiedad del recurso.

2.1.2.1 Sistema Concesionario.

Mediante este sistema, la propiedad del recurso es privada. El concepto de propiedad antes mencionado proviene del sistema anglo-sajón, en el cual se le concede el derecho de propiedad a la compañía, quien será objeto de tributación a través de regalías e impuestos.

¹¹ Johnston, 1994a.

2.1.2.2 Sistema Contractual

Bajo este sistema el gobierno retiene la propiedad privada del recurso y las compañías tienen derecho a recibir producción o ingresos provenientes de la actividad petrolera. Este sistema contractual a su vez se divide en dos tipos de arreglos, unos son los Contratos de Producción Compartida (CPC) "Production Sharing Contracts" (PSC), y los otros son los Contratos de Servicios "Services Contracts". La diferencia fundamental entre estos dos radica en la forma de pago, el CPC recibe el pago en especie, es decir, en crudo y los Contratos de Servicios reciben efectivo. A su vez los contratos de servicios antes mencionados se dividen en contratos puros de servicios "Pures Services Contracts" y contratos de riesgo de servicios "Risk Services contracts". La diferencia entre ambos, esta en que los contratos puros están basados en un pago y los contratos de riesgo están basados en ganancias.

Además de los ya mencionados sistemas, existen otros arreglos que son calificados como un tipo de sistema fiscal:

- "Join Ventures" aventura compartida, son arreglos donde la compañía petrolera nacional esta asociada con una compañía extranjera. Estos arreglos están relacionados con la participación del estado.
- "Technical Assistance Contracts": estos contratos son utilizados para recobrar campos que ya han sido explotados y que contienen reservas probadas.

 "Rate of Return Contract": son contratos flexibles donde se aplica una escala gradual de regalía "sliding scale". Esta consiste en el pago de regalías según el nivel de producción, de esta forma el ingreso por parte del estado asciende en la medida en que la producción aumente.

2.2. Descripción de la evolución de las instituciones fiscales en los países de la muestra.

Los países que forman parte de este trabajo son países que comparten la característica de ser productores de petróleo. En ese marco económico, cada uno ha tenido un desarrollo de la industria y un marco regulatorio característico, que a continuación revisaremos brevemente.

2.2.1 Argelia

Durante los años de guerra civil (1992-1999), Argelia sufrió de inestabilidad política, acompañada de un estancamiento en el desarrollo económico. Hoy en día Argelia experimenta un auge económico muy significativo, apoyado en las ganancias provenientes de la industria de los hidrocarburos. A pesar de ello, siguen siendo importantes los cambios estructurales que se deben realizar y la disciplina fiscal que se debe implementar.

Las reservas probadas del país están estimadas en 11.8 billones de barriles y se estima que en los próximos años puedan aumentar, debido a la confianza existente en el gran potencial que tienen los hidrocarburos para los años

venideros, ya que el país es considerado como poco explorado, aunque produce petróleo desde 1956.

Argelia es uno de los países miembros de la OPEP, pero a diferencia de la mayoría de estos, este mercado ha sido abierto para la inversión extranjera desde hace más de una década. Actualmente, el ministro de energía se ha planteado como meta el duplicar el número de compañías que operan en la industria del país. A pesar de que el monopolio de la industria lo sustenta Sonatrach, la empresa estatal, la porción controlada por compañías extranjeras va en aumento, aunque la industria no esta completamente abierta a los capitales extranjeros, ya que las compañías extranjeras operan bajo contractos de producción compartidos con la estatal.

En el año 2001, luego de que en 1999 es elegido en elecciones libres el presidente Bouteflika, que se introduce una importante reforma en la ley de hidrocarburos contemplando modificaciones a la estructura corporativa de la empresa estatal Sonatrach y privatizar a sus subsidiarias, así como permitir a los capitales extranjeros que actúen independientemente. El aprobar esta reforma legislativa constituirá un gran paso para lograr el objetivo del gobierno argelino de aumentar la producción de petróleo.

2.2.2 Argentina

Es la economía más grande de América del Sur¹², exportadora neta de energía. Con 3.200 millones de barriles de reservas probadas para diciembre de 2003, se coloca en el cuarto país en América del Sur. A pesar de la crisis financiera vivida en los años 2001y 2002, la producción de 793 mil barriles diarios fue alcanzada en el 2003 luego de experimentar un importante crecimiento.

En 1985 se implementa el Plan Houston, para tratar de incorporar el capital privado en la exploración. Entre los años 1985 y 1990, 165 áreas se entregaron en cinco rondas de licitación. En 1991 se establece el Plan Argentina una vez finalizado el anterior, definiendo nuevas reglas para la exploración de nuevos territorios. En el Plan Argentina las empresas exploradoras que descubran petróleo, no lo tienen que compartir con la estatal Yacimientos Petroliferos Fiscales, YPF, lo explotarán y dispondrán

En 1989 se implementa una reforma del sector petrolero, la Ley de la Reforma del Estado y la Ley de Emergencia Económica, con la que se marca el punto de partida para la liberalización del mercado y la apertura de la industria al capital privado y extranjero. El principal objetivo de la política petrolera era lograr equilibrar la balanza de pagos del país por medio de la maximización del valor presente de los hidrocarburos, aumentando la producción, para lograr un saldo exportable de 10 millones de m³ por año. La

¹² CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78a

30

reforma también estableció la libre disponibilidad del recurso en el mercado así como la desregulación de los precios del petróleo y sus derivados.

libremente de este. Este plan también establece la institución de la regalía, para que de esta manera el estado pueda participar de las rentas producidas por las empresas extranjeras.

En los años 2001 y 2002, debido a la fuerte crisis financiera vivida en el país, se vio en la necesidad de realizar importantes reformas en la legislación de hidrocarburos. En estas reformas se establece un derecho a las exportaciones, es decir un impuesto del 20% para petróleo y del 5% para los derivados del recurso.

La inversión extranjera directa en el sector de hidrocarburos en el país, en los años noventa tomo un gran impulso, que se vio reflejada hasta los primeros años del siglo XXI. Las inversiones importantes en el área pueden dividirso en dos, una que ocurrió en los años 1993 y 1999 y fue la privatización de la estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales. La compra la realizó una compañía española, esta ocurre consecuencia de la ley dictada en septiembre de 1992 donde se transfería el dominio de los hidrocarburos a las provincias y se declara a las estatal YPF sujeta a privatización. La otra inversión importante realizada en la década fue la adquisición de empresas petroleras nacionales por inversionistas extranjeros.

Luego de la reforma llevada a cabo en 1992, con la apertura petrolera al sector extranjero, es registrada en la industria una alta tasa de crecimiento. Al

revisar los porcentajes de las empresas que explotaban el recurso localmente, se evidencia la diversificación que ocurre en el mercado. Mientras en la década de las ochenta la estatal YPF exploraba más del 90% de los pozos, ya en 1993 la diversificación es evidente en la disminución de este porcentaje a un 75% y para 1999 se había logrado disminuir a un 24%. Igualmente se evidencia la recuperación en las cifras de la perforación de los pozos explorados para 1994. En consecuencia, la apertura y privatización del sector llevó al afianzamiento de las empresas argentinas privadas en el sector, que se caracterizaron porque su expansión se realizó sobre las áreas ya exploradas por la estatal YPF.

Para el 2003 la Argentina experimentó un crecimiento económico que se extendió hasta la industria de los hidrocarburos, aunado a esto, el compromiso del gobierno de permitir a las empresas enviar al exterior hasta un 70% de sus ingresos por ventas en remesas, se ha logrado afianzar la recuperación del sector en los últimos tiempos.

2.2.3 Australia

Australia es un país rico en recursos energéticos con significativas reservas de petróleo, carbón y gas natural. Aunque el mayor consumo de materia energética en el país es de carbón, ya que genera la mayor cantidad de energía en la región, el petróleo también tiene una gran influencia en la generación de energía y cómo resultado de una expansión en el consumo de petróleo en una época en que la producción estaba decayendo, hoy en día, Australia es

altamente dependiente de las importaciones. Aunque la participación de la inversión extranjera en el sector es muy alta, se piensa que la regulación tan restrictiva y el fracaso del gobierno de proveer incentivos para futuros inversionistas, es lo que ha frenado el crecimiento de la inversión extranjera en los últimos años.

Las reservas petrolíferas de Australia, en su mayoría se encuentran "offshore" y son estimadas en 3.5 billones de barriles.

Para 1984, el petróleo australiano era propiedad en su totalidad de la Corona¹³. Siendo las actividades "onshore" hasta un límite de tres millas controladas por el gobierno federal y las actividades "offshore" desde un límite de tres millas reguladas por las leyes Petroleum Act de 1962 y 1980. Para estas actividades, la exploración y la producción correspondiente, las licencias eran otorgadas por medio de un proceso de subasta; en el caso donde se conoce la existencia de petróleo se empleaban un bono o una regalía o inclusive una combinación de ambos.

La tasa de regalía es de una tasa del 10% del valor de la producción, la cual puede ser aumentada hasta un 12,5% si se obtiene una producción mayor de la esperada. Las ganancias provenientes de las regalías son repartidas entre el "Commonwealth" y el estado en un radio de 60:40

1

¹³ Gobierno de Australia.

Para las actividades "onshore" el otorgamiento de licencias y sus términos, esta en manos del gobierno federal, en consecuencia varía de estado a estado. La tasa de regalías aplicadas es de un 10% del valor principal.

El "Commonwealth", por su parte obtiene ingresos por la recolección de diversos impuestos. Por ejemplo, existe un impuesto a la producción cuya tasa de recolección varía de acuerdo al momento del descubrimiento del yacimiento y a la fecha en que se emitió la licencia de explotación. El primero de julio de 1984 es introducido por el gobierno un impuesto aplicable a la nueva producción. El 23 de Octubre de 1984 el gobierno introduce otros cambios al sistema, como lo fue que para los campos descubiertos antes del 18 de septiembre de 1975 pero no desarrollados para 23 de Octubre de 1984 y que están exentos del impuesto a la renta de los recursos, implementado el primero de julio de 1984, les es aplicado un impuesto intermedio. Todos estos impuestos son ajustados a las condiciones del mercado internacional a las tasas de interés internacionales. La carga impositiva fue reducida para el petróleo producido "onshore" en el período entre el primero de agosto de 1986 y el 30 de junio de 1987.

El primero de julio de 1984, un nuevo impuesto es propuesto por el gobierno, el impuesto a la renta del recurso, que solo era aplicado a los proyectos de Greenfields, definidos, como aquellos para los cuales las licencias de producción fueron emitidas después del primero de julio de 1984. Las áreas donde este impuesto es aplicable, las regalías y otros impuestos son abolidos.

En noviembre de 1985 y marzo de 1986 se llega a un acuerdo entre la compañía Western Australian y el "Commonwealth" para introducir la regalía como porcentaje de la renta del recurso en el campo de Barrow Island, para sustituir la regalía para el estado y lo impuestos pagados al "Commonwealth". La tasa de esta regalía es determinada por un tercero que debe tomar en cuenta principalmente los costos de capital para tomar su decisión.

A partir de 1996 con la llegada al gobierno de los liberales, el enfoque ha sido dirigido a estimular el consumo interno tratando de reparar el sistema fiscal, disminuyendo las tasas de interés y disminuyendo la regulación en los mercados domésticos, ya que la ley de impuestos del momento es considerada un obstáculo para la atracción de nuevas inversiones extranjeras en el sector.

2.2.4 Bolivia

Para América Latina, Bolivia, representa un país Petrolero de tamaño pequeño. Sin contar con los descubrimientos hechos al final de la década de los noventa en el sector de gas natural. Bolivia se encuentra en segundo lugar después de Venezuela en reservas probadas y potenciales de gas natural.

Bolivia podría catalogarse como un país autosuficiente en términos de su demanda de energía. ¹⁴ El consumo interno de petróleo llega a los 53 mil barriles diarios, pero su producción esta alrededor de los 40 mil barriles diarios, por esta razón debe importar cierta cantidad de productos, para poder cubrir su demanda.

¹⁴ http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/bolivia.html

Entre las reformas llevadas a cabo en el país, se encuentra la privatización del sector de hidrocarburos comenzada en 1994 con la Ley de Capitalización, lo cual atrajo inversión extranjera proveniente de grandes compañías petroleras reconocidas a nivel mundial.

En 1996 se promulgo la Ley de Hidrocarburos, la cual establece, que en Bolivia, la exploración y explotación de petróleo se realiza únicamente a través de contratos de riesgo compartido con empresas privadas, que son suscritos por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Esta ley modifico el régimen tributario, los contratistas pagaran regalías diferenciadas según se trate de hidrocarburos nuevos o ya existentes. En el siguiente cuadro se muestran las modificaciones hechas al sistema de regalías:

Tabla 1: Regalías diferenciadas entre los hidrocarburos existentes y los nuevos. Bolivia

(Expresado en porcentajes)

Regalías/Participación	Valor en boca de pozo para Hidrocarburos Existentes	Valor en boca de pozo para Hidrocarburos Nuevos
Regalías Departamentos	11	11
Productores		
Regalía Nacional	1	1
Compensatoria		
Participación Nacional	13	Eliminada
Complementaria		
Participación Nacional	19	Eliminada

YPFB-Transportadora de	6	6
Gas Natural(TGN)		
Total Porcentaje Regalias	50	18

Fuente: Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78.

Como se ve en el cuadro, las regalías para hidrocarburos existentes se mantienen en 50% y para los nuevos el porcentaje desciende a 18%.

En 1994, ocurre la privatización de los campos petroleros de YPFB, por lo establecido en la Ley de capitalización. Fueron divididos en dos sociedades anónimas mixtas (SAM), Andina y Chaco. El 50% de las acciones de SAM Andina fue adquirido por un consorcio de empresas argentinas. Por otra parte, el 50% de SAM Chaco fue adquirido por Amoco (Estados Unidos; esta empresa fue comprada por British Petroleum) y la empresa argentina Bridas.¹⁵

En cuanto a la inversión extranjera directa, a continuación se ofrece un cuadro con las cifras en millones de dólares, en diferentes rubros para el periodo1993-2000.

Tabla 2: Inversión Extranjera Directa 1993-2000. Bolivia

(En Millones de dólares)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidrocarburos	65,3	62,8	137,7	53,4	295,9	461,9	384,1	377,6

¹⁵ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78b

_

Minería		42,0	28,1	47,4	19,7	29,9	38,2	23,1	28,5
Industria	у	20,9	31,5	52,9	27,6	24,7	16,4	152,2	89,1
Agroindustria									
Comercio y Servicios		0,6	51,5	97,4	326,5	503,4	509,6	451,0	326,0
Total		128,8	173,9	335,4	427,2	854,0	1026,1	1010,4	821,1
Hidrocarburos/Total		51	36	41	12	35	45	38	46

Fuente: Ministerio de Comercio Exterior e Inversión.

Como se puede ver, para 1997 se produce un repunte, efecto de la división de los campos petroleros (SAM Andina y Chaco). El total de la inversión en hidrocarburos, para los años siguientes a la reforma, representa aproximadamente 53%.

2.2.5 Canadá

Canadá es un exportador neto de energía en América del Norte, con materias como petróleo, gas natural, carbón, uranio, y energía hidroeléctrica. Canadá, disfruta con Estados Unidos de una relación de interdependencia energética ya que intercambian, petróleo, gas natural, carbón y electricidad.

La producción total de petróleo canadiense fue de 3.1 millones de barriles diarios en el año 2004, posicionando al país en el puesto número siete entre los productores de petróleo del mundo. El aumento de la producción desde 1999, ha sido consecuencia del descubrimiento de nuevas "oil sands" y de

¹⁶ Son las mayores reservas de petróleo en el mundo, se encuentran ubicadas en Alberta. Se estima de 1.7 a 2.5 trillones de barriles de petróleo se encuentran entre una compleja mezcla de arena, petróleo y arcilla. proyectos "offshore" que se han destinados a remplazar la producción de los viejos campos ubicados en las provincias del este.

La legislación canadiense sobre el sector puede ser divida en tres etapas. La primera es conocida como antes de la aplicación del Programa de Energía Nacional, National Energy Program (NEP), la segunda etapa es durante la aplicación del NEP y la tercera se desarrolla luego de que el programa fuera abolido.

En el sistema pre-NEP, en Alberta, al gobierno de la provincia le pertenecían los derechos sobre el recurso en un 85% del total. El gobierno de Alberta obtenía ingresos en forma, de subasta de bonos, de arrendamientos, regalías e impuesto sobre la renta. Pero eran las regalías la mayor fuente de ingresos entre todas las instituciones aplicadas.

Luego del aumento de los precios registrado por la OPEP en 1973-1974, el sistema de regalías fue cambiado, del simple porcentaje a un esquema más complicado que se puso en práctica en 1974 y que realizaba la distinción entre petróleo viejo y petróleo nuevo. Clasificándose como viejo aquel petróleo que fue descubierto antes del primero de abril de 1974 y como nuevo el que fuese descubierto después de esta fecha. La fórmula básica de calculo de la misma esta expresada en relación al pozo y es calculada mensualmente. La regalía resultado de la formula, es una función de los volúmenes de producción del pozo, los precios y el momento del descubrimiento.

Para "Canada Lands" fue propuesto un sistema de regalías básico llamado Progressive Incremental Royalty (PIR), aunque no se hizo efectivo sino hasta 1982. La regalía básica resulto ser un 10%. Pero el PIR resultó ser más un impuesto que una regalía como tal y sería calculado en base a cada campo y con las especificaciones necesarias sobre las ganancias. El impuesto era aplicado sobre las ganancias anuales.

En octubre de 1980 se introduce el Programa Nacional de Energía, que introdujo importantes cambios en la política petrolera canadiense. Originalmente, introdujo cuatro impuestos nuevos, Petroleum and Gas Revenue tax (PGRT), Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT), Canadian Ownership Special Charge (COSC) y el Petroleum Compensation Charge (PCC). Según los productores la innovación mas importante de los cuatro fue PGRT, que era esencialmente un impuesto a las ganancias de producción netas, inicialmente a una tasa del 8%. Este sistema reafirmaba la intención del gobierno de utilizar a las regalías como institución fiscal, a pesar de la introducción del PIR. Esta combinación de instituciones no llegó a ser aplicada.

Para el año de 1985 tanto el gobierno federal como cada una de las provincias realizaron importantes cambios en las legislaciones fiscales aplicadas al sector petrolero. El primero de julio de 1985, todos los precios del crudo fueron liberados de regulaciones. El gobierno federal anunció que iba a derogar el PGRT progresivamente. Para los productores existentes la tasa se

_

¹⁷ Se refieren al territorio y a las áreas "offshore"

redujo a un 10% para 1986, un 8% para 1987, un 6% para 1988 y cero en adelante. A los productores nuevos, los que se incorporaron a la actividad después del primero de abril de 1985, se les exoneraba el PGRT.

En la industria petrolera canadiense, la presencia de compañías estadounidense es muy alta, por lo que en 1975, el gobierno de Canadá formó Petro-Canada, tratando de reducir la presencia dominante de los Estados Unidos en el sector. La estatal generó la crítica de interferir con el funcionamiento de las compañías privadas, y en 1991 el gobierno comienza su privatización, terminando de vender el 20% restante de la compañía que poseía en el 2004.

2.2.6 Colombia

De acuerdo a los estándares de América Latina, Colombia, es un país petrolero de tamaño mediano. La producción de petróleo en Colombia, desde 1999, ha disminuido debido al clima de inseguridad que se vive, a raíz de los atentados por parte de la guerrilla colombiana. En adición, las reservas probadas han disminuido. Estos acontecimientos, han hecho poco atractiva la inversión en el sector petrolero.

Colombia se autoabastece de petróleo desde 1985 y exporta la mayoría de su petróleo a los Estados Unidos. Estas exportaciones se han visto afectadas por las razones antes expuestas.

-

 $^{^{18}}$ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78c.

Los procesos de exploración y explotación en Colombia se realizan de 2 formas: de un lado, a través de ECOPETROL, la estatal y, de otro, mediante contratos de asociaciones que se celebran entre ECOPETROL y empresas extranjeras.¹⁹

A mediados de los noventa se hicieron modificaciones menores al DL 2310²⁰, ley establecida en 1974. Los cambios consistían básicamente, en el reembolso al contratista, del 50% de la inversión en pozos que resultasen secos. También se dieron nuevos incentivos para la inversión extranjera, otorgando licitaciones internacionales.

En 1999 se modificó el sistema de pago de regalías (Ley Nº 508). A partir de la fecha de promulgación de la ley, los nuevos descubrimientos dejarían de pagar el 20% y se estableció el siguiente esquema:

- Campos pequeños (hasta 5 mil barriles diarios), la tasa se reduce a 5%.
- En campos cuya producción este entre 5 y 125 mil barriles diarios, la tasa aumentara progresivamente de 5 a 20%.
- Campos grandes (entre 125 y 400 mil barriles diarios) la regalía se mantiene en 20%.

¹⁹ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78d.

Ley que establecía, en los contratos de asociación, el pago al Estado de regalías equivalente a 20% de la producción, sin importar el tamaño del yacimiento. El 80% restante se dividía a partes iguales entre ECOPETROL y el Asociado.

- En campos cuya producción este entre 400 y 600 mil barriles diarios el porcentaje estará entre 20 y 25%.
- Para campos superiores a 600 mil barriles diarios el porcentaje se mantendrá en 25%.

En cuanto a la inversión extranjera llevada a cabo en la década de los noventas en el país se presenta la siguiente tabla:

Tabla 3: Inversiones en exploración y producción en Colombia, 1990-2000.

(En Millones de Dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ECOPETROL											
Exploración	44,8	31,3	38,8	33,9	24,4	38,1	63,1	36	56	45	26
Producción	n,d	n,d	n,d	n,d	287	400	624	861	319	399	364
Inversión Extra	njera dired	cta		1.				1			
Exploración	144	145	336	305	185,0	271	236	335	343	128	86
Producción	n,d	n,d	n,d	n,d	261	375	586	480	576	340	315
Total	n,d	n,d	n,d	n,d	757	1084	1489	1712	1294	912	791

Fuente: Empresas colombianas de Petróleos (ECOPETROL).

Para el año en que se hicieron las reformas, 1999, la inversión extranjera fue mayor que la inversión hecha por la compañía estatal y representó aproximadamente a 51% de la inversión total para ese año. La inversión extranjera, por causas antes expuesta, disminuyó dramáticamente para el año

2000. Sin embargo, para ese mismo año, la inversión extranjera representó más de la mitad (51%) de la inversión total, lo que indica que el nuevo sistema de regalías ha sido una de las mejores medidas tomadas por el gobierno.21

2.2.7 Egipto

Es una economía exportadora neta de petróleo, donde las leyes básicas que rigen la actividad de exploración del sector son, la Ley Nº 86 erogada en 1956 y la Ley Nº 66 en 1983. Bajo estas leyes, el gobierno, a través del ministerio de energía y minas, de la estatal Egyptian General Petroleum Company (EGPC), negocia los acuerdos de producción con otras compañías petroleras. En los contratos, las primas de producción son comunes, estas varían de acuerdo a los niveles de producción alcanzados. Los techos para el pago de estas primas, son fijados de manera tal, que se pueda recuperar la inversión realizada. Los porcentajes de dichas primas se ubican entre un 30% y un 40%, de esta manera los costos de inversión son recuperables en un año.

La división de los beneficios difiere de acuerdo a los contratos. Aquellos firmados en 1984 tienen una escala incremental, donde el porcentaje que le toca al gobierno egipcio comienza en un 80%. A finales de 1986, el gobierno egipcio publicó detalles de los términos de los nuevos contractos de producción, en los que se destacan dos opciones. En la primera opción se establecen niveles de producción medidos en miles de barriles diarios, en cada nivel el porcentaje de las ganancias a ser repartido entre los participantes

21 http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Colombia/Oil.html

del contrato, son determinadas por un proceso de subasta y la siguiente negociación entre las partes. En la segunda opción los porcentajes de ganancias son determinados por el precio del recurso y el nivel de inversión realizado, aunque la regulación estipula como mínimo un 50% correspondiente a la estatal EGCP.

Aunque las exportaciones netas de petróleo y de sus derivados han decrecido recientemente, esto se ha visto compensado por los altos precios a nivel mundial que han aumentado las ganancias derivadas. Para el 2004, Egipto producía un promedio de 594 mil barriles por día, muy por debajo de lo producido en 1996, 922 mil barriles diarios. Luego de un rápido crecimiento de la demanda de los derivados entre 1995 y 1998. En 1999 esta demanda no experimentó crecimiento, debido a la reducción de los subsidios para el consumo de productos derivado del petróleo. El gobierno egipcio tiene esperanzas con las nuevas exploraciones que se realizan, y que sea descubierto suficiente petróleo para poder recobrar la actual disminución registrada por el output.

2.2.8 Estados Unidos

En la Plataforma Continental Externa, "Outer Continental Shelf" (OCS)²² los derechos sobre los minerales presentes, descansan sobre el gobierno federal y solo les aplica la legislación federal. La regulación aplicada a este territorio, fue erogada en el Outer Continental Shelf Lands Act de 1953. Esta

.

²² Territorio comprendido por las tierras sumergidas, subsuelo y el fondo del mar, administrada por el gobierno federal.

contemplaba que los arrendamientos se otorgarían por medio del mecanismo de la subasta, en las que se podían ofrecer un paquete de un bono más una regalía o simplemente una subasta de regalías.

La legislación permite cuatro maneras de subasta: bono, regalía, ganancias netas compartidas, compromiso de trabajo. Cada uno de los modos anteriores pueden ser combinados con uno o dos factores de los siguientes: acuerdo de una regalía de una tasa mínima del 12.5%, acuerdo "sliding scale royalty" (regalía variable) de un tasa mínima del 12.5%, acuerdo de ganancias netas compartidas a una tasa del 30%, un programa específico de exploración expresado en términos monetarios, acuerdo de un bono fijo. La regalía progresiva se introdujo para asegurar que la mayor tasa de regalía fuese aplicada a los campos de mayor producción, con este sistema se trata de evitar las tasa de regalía que pueden llegar a hacer a los campos marginales poco atractivos para la inversión. Esta regalía era calculada por un sistema lineal, pero aunque era mas fácil de calcular generaba distorsiones. incentivando a los productores a ajustar la producción para minimizar el impacto del pago de dichas regalías. En consecuencia, la regalía propuesta para sustituir a la progresiva, fue una regalía logarítmica en escala progresiva. La formula propone una regalía del 16.66% aplicada cuando el valor trimestral de la producción ajustado por inflación es de \$13.23629 millones o menor.

En Alaska, la regulación de la industria la realiza el gobierno local. A principios de la explotación del hidrocarburo, era aplicada una regalía común de un 12.5% del valor de la producción en el pozo. Recientemente la tasa de regalía utilizada es de un 16.66%. También es aplicado un impuesto a las propiedades de producción del petróleo y gas, cuya tasa es del uno por ciento del valor del petróleo y del gas producido, desde que comenzó su aplicación en 1955.

En 1970 el sistema de aplicación para el petróleo cambia a un sistema de pasos de escalera "stair-stepped", aplicado sobre la productividad individual de cada pozo. En 1972 se introduce una modificación bajo otra forma de impuesto a la producción llamado centavos por barril "cents per barrel". Este impuesto varía todos los meses con base en el índice de ventas al mayor de petróleo. Otras modificaciones en las instituciones fiscales aplicadas en la industria en Alaska, se llevó a cabo en 1981 sobre el impuesto a la producción. Campos, que antes del 30 de julio de 1981 se encontraban produciendo, a una tasa de 12,5% para los cinco años luego de haber comenzado la producción comercialmente. Luego de cinco años la tasa aumentaba a 15%.

La producción estadounidense en los años de 1985 y 1986 se vio disminuida luego del colapso de los precios del petróleo ocurrido en esos años. No fue sino hasta mediados de los noventa cuando la producción se niveló con los niveles precolapso de los precios, para nuevamente a finales de 1997

principios de 1998, volviera a decaer. En los Estados Unidos existen cerca de 500.000 pozos activos, considerados la mayoría como marginales.

2.2.9 India

El gobierno de India a mediados de los noventa implementó una serie de reformas económicas para cambiar las directrices de las políticas que se venían implementando, basadas en la sustitución de importaciones y estado propietario de las industrias claves. Las reformas en ese momento, incluían, permitir la entrada de capitales extranjeros en ciertas industrias y la privatización de otras. En el 2004, en las elecciones parlamentarias un nuevo partido fue elegido, en consecuencia este ciclo de reformas se comenzó a llevar a cabo mas lentamente, siendo el sector mas afectado el energético ya que la política de privatización en el mismo fue abandonada completamente permaneciendo el estado como dueño del sector.

Una serie de cambios de política se han llevado a cabo en la India desde mediados de los noventa para estimular e incentivar la entrada de capitales extranjeros al país y su industria.

Un total del 30% de lo consumido en la India energéticamente, es producido domésticamente, por lo que el país resulta un importador neto de petróleo. Tratando de terminar con esta dependencia de las importaciones, en 1997 el gobierno introdujo una nueva política, New Exploration Licensing Policy (NELP), que permitía intervenir a los capitales extranjeros en la exploración, actividad únicamente reservada hasta entonces para las compañías estatales.

De esta manera, tratar de expandir las actividades de exploración y explotación. Pero la respuesta que se obtuvo en 1999 fue muy decepcionante ya que ninguna de las grandes compañías multinacionales se manifestó en el proceso de subasta. Nuevamente en el 2000 India trata de incorporar a los capitales extranjeros ofreciéndoles 25 campos para exploración.

Una de los grandes problemas de la industria petrolera de la India, consiste, en las bajas tasas de recuperación de la inversión. A través de la historia el promedio ha sido de un 30% en los campos productivos, muy por debajo del promedio mundial. Con la entrada de capitales extranjeros en el sector, se espera aumentar esta tasa, consecuencia de la incursión de nuevas tecnologías. Por otro lado, en la mayor parte de la década de los noventa, India importó gran cantidad de productos refinados, debido a la incapacidad de la industria de abastecer toda la creciente demanda interna. Es por eso que el gobierno esperaba lograr cerrar la brecha entre la oferta de productos refinados domésticos y la demanda, con la construcción de una refinería en 1999.

Gracias a la derogación de regulaciones en el mercado de los lubricantes, muchas multinacionales tuvieron la oportunidad de entrar a dicho mercado doméstico y se preparan para la eventual derogación de las regulaciones en el sector petrolero que les permita entrar al mismo.

Oficialmente, en abril del 2002, el gobierno de la India culminó el mecanismo de administración de precios, Administered Pricing Mechanism (APM).

aplicado a los precios de los productos derivados del petróleo. Por este mecanismo, lo que el gobierno pretendía lograr era neutralizar los efectos de las variaciones del precio del petróleo. En la práctica, estas reformas no han logrado eliminar completamente la influencia del gobierno sobre el control de los precios del recurso.

2.2.10 Malasia

En 1974 es promulgada en el país el "Petroleum Development Act", con el cual se determinaba que las concesiones petroleras se terminaban y se remplazaban por contratos de producción compartida. Bajo esta ley, también se creó la compañía petrolera nacional Patronal, y obtuvo los derechos exclusivos para explorar, producir y negociar los acuerdos de producción con el resto de las petroleras.

De acuerdo a esta ley, las instituciones fiscales aplicadas a la industria petrolera en Malasia, eran, los acuerdos de producción compartida, las regalías, el impuesto sobre la renta, impuesto a las exportaciones, impuesto al exceso y contribuciones para un fondo de investigaciones.

La participación de la estatal es requerida en Malasia y tiene que ser de por lo menos un 50% en los contratos. La regalía es una tasa del 10% del precio base, que es igual al valor promedio del crudo para el momento de la firma del contrato en cuestión.

2.2.11 México

En América Latina, México, ocupa el segundo lugar, después de Venezuela, en reservas probadas.²³ Alrededor de 88% de las exportaciones petroleras son hacia los Estados Unidos, 10% para Europa y el 2% restante, va hacia el lejano oriente.²⁴

El manejo del petróleo en México es diferente al del resto de los países, ya que el ingreso fiscal por concepto de petróleo, equivale a un tercio del presupuesto nacional.²⁵ En pocas palabras, existe una gran dependencia de dicho ingreso fiscal, y a la vez, implica un obstáculo para el completo desarrollo de Petróleos Mexicanos (PEMEX) como industria petrolera. Los ingresos provenientes de la actividad petrolera son destinados, en gran parte, a la nación y por esta razón no se han realizado las inversiones necesarias para el completo desarrollo de la industria petrolera.

En 1938 se estableció PEMEX en conjunto, con la nacionalización de empresas petroleras extranjeras que operaban en México. Luego en 1992, la compañía y sus operaciones se dividieron en 4 entidades distintas:

- 1. PEMEX- Exploración y Producción.
- 2. PEMEX-Refinación.
- 3. PEMEX-Gas y Petroquímica Básica.

²³ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78e.

²⁴ http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/mexico.html#oil a.

²⁵ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78f.

4. PEMEX-Petroquímica.

PEMEX es la única entidad o empresa que puede explorar y explotar petróleo en México. Es importante resaltar, que la Constitución mexicana sostiene que la nación es dueña del petróleo y otros hidrocarburos (Ley Reglamentaria del Articulo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo).²⁶

Como se menciono anteriormente, existe una gran dependencia del ingreso fiscal por parte del gobierno Federal. El Congreso nacional somete a discusión el presupuesto de gasto e inversiones de la petrolera.

Existe entonces la necesidad de buscar vías de financiamiento, de otra forma México se vería forzado a importar petróleo en un futuro no muy lejano.

Nuevas formas para captar inversión:

PEMEX implemento nuevos mecanismos para la búsqueda de financiamiento, a continuación se desarrollan brevemente estas 2 formas de financiamiento:

Proyectos de Infraestructura Productiva con impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS): desde 1996 se ha venido implementando este mecanismo, el cual permite el acceso de capital externo para la inversión en el sector de producción, refinación e inversión en gas natural. Funciona de la siguiente manera: los proyectos estratégicos de largo plazo que reúnen ciertos requisitos preestablecidos de rentabilidad y generación de recursos.

²⁶ http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/mexico.html#oi b.

son licitados internacionalmente con la modalidad de "llave en mano", incluyendo en el costo el financiamiento requerido durante la etapa de la construcción.²⁷ Para PEMEX constituye un mecanismo de financiamiento extra-presupuestal, lo que le da mayor flexibilidad a la inversión, ya que no requiere de la aprobación del Congreso

Emisión de Bonos: desde 1990, PEMEX ha puesto en el mercado internacional sus bonos, con el fin de obtener recursos para sus operaciones e inversiones en materia productiva. Este si constituye un mecanismo de financiamiento presupuestal, es decir, si es considerado por el Congreso.

Tabla 4: Inversión en el sector petrolero, PEMEX.

(Millones de dólares)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PEMEX	1719,7	1702,8	1650,7	1750,7	1504,5	2386,4	3294,1	4334,4	4457	5555
Exploración y										
Producción										
PEMEX	704,4	817,2	766,7	950,9	755,66	688,5	783,7	824,4	659	732
Refinación										
PEMEX Gas y	45,5	71,0	120,1	189,9	114,9	165,13	416,7	484,6	329	390
Petroquímica										
Básica										

²⁷Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78g

195,5	205,9	83,7	124,7	61,9	52,1	82,8	138,1	89	90
334,9	127,9	62,8	80,8	31,1	102,89	50,0	39,4	34	40
3000	2928	2684	3097	2468	3395	4625	5820	5560	6806
	334,9	334,9 127,9	334,9 127,9 62,8	334,9 127,9 62,8 80,8	334,9 127,9 62,8 80,8 31,1	334,9 127,9 62,8 80,8 31,1 102,89	334,9 127,9 62,8 80,8 31,1 102,89 50,0	334,9 127,9 62,8 80,8 31,1 102,89 50,0 39,4	334,9 127,9 62,8 80,8 31,1 102,89 50,0 39,4 34

Fuente: Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Para el mismo año, 1996, de la implantación de PIDIREGAS, se ve un repunte en las inversiones, sobre todo en el sector de Exploración y Producción .La inversión en este sector represento, para el periodo 1996-2000, alrededor de 76% de la inversión total. La inversión para el periodo antes mencionado represento el 60% de la inversión total entre los años 1991 y 2000.

2.2.12 Nigeria

Nigeria es el mayor productor de petróleo en África y el onceavo a nivel mundial. Es un país que a pesar de su gran riqueza en petróleo, permanece como uno de los más pobres en el mundo. No es, sino hasta 1999 que Nigeria llega a tener un gobierno civil, desde su independencia en 1960 del Reino Unido. La economía del país es dependiente mayormente de las ganancias provenientes del sector petrolero. El gobierno se ha visto presionado por el Fondo Monetario Internacional para adoptar políticas fiscales más fuertes, en este sentido, el gobierno esta trabajando en una serie de reformas económicas que incluyen al privatización de las estatales.

Según la revista *Oil and Gas Journal*, las reservas probadas para el 2005 son de 35.2 billones de barriles.

En Nigeria, el sistema que rige a la industria petrolera es el sistema de concesiones, dominado por la estatal Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC). Establecida en 1977 por el decreto No. 33 para reemplazar a la ya existente Nigerian National Oil Corporation. El gobierno maneja dos tipos de arreglos con los inversionistas para la producción petrolera y consisten en "Joint Venture" y contratos de producción compartida.

El sistema fiscal es un conjunto de instituciones que incorpora el precio fijo con una regalía, impuesto a las ganancias, participación estatal y hasta 1982, se mantuvo una obligación de mantener precios bajos para satisfacer la demanda interna. El mantener la política de precios fijos, es muy importante para determinar la tasa de regalía y de impuesto sobre la renta. Estos precios desde 1979 son calculados en base a los costos de producción y a las ganancias esperadas, en lugar de utilizar el valor de mercado como punto de partida. En consecuencia la tasa de regalía depende de la producción y difiere entre producción "onshore" o "offshore". Desde 1977 la tasa de regalía es de un 20% para la producción "onshore" y un 18,5% para la producción "offshore" hasta los 100 metros de profundidad y 16, 66% para una profundidad mayor.

Para 1985 el gobierno evidenció la dificultad del país de atraer las inversiones extranjeras al sector y se vieron en la obligación de revisar los términos fiscales. Para 1987 el gobierno resolvió que las tasas de regalía y de impuestos aplicadas a los inversionistas iban a estar a discreción del mismo gobierno.

2.2.13 Noruega

Es un país cuyo gran desarrollo económico se debe a las ganancias derivadas de la explotación del petróleo. Esta economía es altamente dependiente de sus reservas de petróleo "offshore" y del sector de gas natural. Esta dependencia plantea para el gobierno noruego grandes retos, debido a que se cree que la producción tanto de petróleo como de gas natural ya ha alcanzado su máximo. En respuesta a estos retos, en 1990 el gobierno noruego crea el Fondo Petrolero, el cual se alimenta, anualmente, de un porcentaje de las ganancias obtenidas en la producción de petróleo y de gas natural. El propósito del mismo, es hacerle frente a las distorsiones generadas por la disminución de los precios del crudo y generar un mecanismo que permite la transmisión de la riqueza de hoy a las generaciones futuras.

El gobierno noruego presenta una posición dominante en la industria petrolera. El 71% de Statoil es del gobierno y esta controla más del 60% de las actividades de producción tanto de gas natural como de petróleo. Dadas las características de la exploración en la Norwegian Continental Shelf

(NCS)²⁸, el clima inclemente y las condiciones de operación, esta zona siempre ha sido accesible para los grandes inversionistas extranieros.

Las reservas probadas para Noruega en el 2005 están estimadas en 8.5 billones de barriles, según el *Oil and Gas Journal*, la mayor reserva en Europa del Este.

En Noruega las actividades de exploración y desarrollo de la industria petrolera, están contempladas en el Continental Shelf Act (1963), el Royal Decree (1972) y el Petroleum Activities Law (1985). El sistema fiscal que regula el sector esta basado en tres impuestos, la regalía, impuesto sobre la renta y "Special Tax" (Impuestos Especiales).

La regalía es parte de la licencia otorgada, y la base a partir de la cual son recaudadas, es las ganancias brutas de la producción. Para licencias otorgadas antes de diciembre de 1972 la tasa era de un 10%. Para aquellas licencias otorgadas después de diciembre de 1972 la tasa es progresiva de acuerdo a la producción diaria del campo. La legislación también menciona que cuando los precios del petróleo decaen, la regalía igualmente lo hará. Para 1986 ocurrió una nueva modificación a las regalías y para aquellos nuevos campos desarrollados después del primero de enero de 1986 las regalías se reducen a cero.

57

²⁸ Lugar donde se encuentran ubicadas todas las reservas que posee Noruega "offshore".

2.2.14 Reino Unido

En el Reino Unido los derechos sobre el petróleo descansan sobre el gobierno federal, gracias a la promulgación de Petroleum Act en 1934, que se extendió hasta la plataforma continental por medio del Continental Shelf Act en 1964. El mayor volumen de reservas perteneciente al Reino Unido se encuentra "offshore" y las licencias para su explotación son otorgadas en rondas.

El marco regulatorio de las actividades petroleras en el Reino Unido, data de 1975 cuando se promulga de "Oil Taxation Act". Por medio de esta ley tres instituciones fiscales eran impuestas a la explotación petrolera llevada a cabo en el Mar del Norte. Los tres impuestos consistían en la tradicional regalía, donde figura el estado como el dueño de la tierra, el impuesto a las ganancias petroleras y un impuesto corporativo. La tasa de la regalía era la tradicional 12,5%, pero en la práctica la regalía dependía de la base sobre la cual era calculada. Primeramente fue calculada como porcentaje del valor de la producción en el pozo, para posteriormente calcularse como el valor de la producción menos el transporte y los costos iniciales. Dada la magnitud de los costos la regalía se podía ver reducida hasta por debajo de la tasa tradicional de 12,5%.

En la ley de 1975, también se establecía el pago del impuesto a las ganancias petroleras, Petroleum Revenue Tax (PRT), para las explotaciones del Mar del Norte. La tasa original era de 45%. Muchas modificaciones se le han

realizado a este impuesto, en 1980 bajo el Finance Act, se elevó este hasta 70%

Para 1983 buscando la manera de incentivar el desarrollo de nuevos campos se realiza una reforma a la regalía, consistiendo esta en eliminarla para aquellos campos que comenzaron su desarrollo luego del primero de abril de 1982.

La participación de la estatal British National Oil Corporation (BNOC) se ha evidenciado en el otorgamiento de algunas licencias donde esta ha obtenido el derecho de tener un 51% de participación en diferentes campos, aunque a partir de 1980 debía seguir el mismo procedimiento que las empresas privadas para la obtención de las licencias. En consecuencia las actividades de exploración y explotación practicadas por la estatal se privatizaron en una nueva compañía llamada Britoil. La estatal continúo sus operaciones hasta 1985 cuando fue completamente eliminada.

Luego de formada la Comunidad Europea el Reino Unido pasó a ser la segunda economía mas grande de Europa y el mayor productor de Petróleo y Gas Natural. El Reino Unido ha sido un exportador neto de crudo desde 1981.

A medida que el sector petrolero del país se desarrolla los objetivos se han ido replanteando, y se ha abandonado la búsqueda y descubrimiento de nuevas reservas para enfatizar todo lo relacionado con el desarrollo de campos ya existentes y de los pequeños abandonados inicialmente.

2.2.15 Siria

Desde el año 1963 se convierte en república, pero bajo un régimen militar. Diez años mas tarde es aprobada mediante un referéndum, la constitución vigente actualmente, bajo la cual se consagra un sistema de partido único, donde el poder ejecutivo y el judicial se concentran en manos del Jefe del Estado. La economía siria esta basada en la actividad petrolera, por ello en los años, entre 1990 y 1992, se vio beneficiada por la guerra del Golfo. incrementándose la producción y como consecuencia la economía creció en un 10%. Siria también posee reservas de gas natural, sal y fosfato. Gracias a la dependencia económica del crudo, la economía esta sujeta a las fluctuaciones de los precios internacionales del mismo. El 66% de las exportaciones del país son de la rama de los hidrocarburos.

2.2.16 Venezuela

Venezuela es el quinto país petrolero del mundo.²⁹ Más de tres-cuartos de las exportaciones totales pertenecen al sector petrolero, la mitad de los ingresos fiscales provienen de dicho sector.³⁰ Su principal Socio Comercial es los Estados Unidos, país que recibe 62% de las exportaciones petroleras.

Evolución de la legislación en materia petrolera:

En el año 1975 ocurre la nacionalización de la industria otorgándosele a la estatal del país PDVSA el monopolio de la exploración y explotación. A partir de los años noventas el gobierno venezolano planteó la expansión del

²⁹ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura Nº 78h.
³⁰ http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Venezuela/Background.html

sector petrolero con el componente de capital privado, bajo la figura del Plan Corporativo de Largo Plazo, puesto en marcha por PDVSA en 1991. El congreso venezolano legisló específicamente la consecución de los tres tipos de asociaciones planteados en el Plan antes mencionado. Para la explotación de los campos marginales, bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 1975. también llamada Ley de Nacionalización, fueron aprobados por el congreso en 1992 y 1993 contratos de servicios para la recuperación no secundaria en campos marginales anteriormente descubiertos de petróleo pesado y extra pesado. En 1991-1992 el congreso aprobó reformas legales para la constitución de asociaciones estratégicas con empresas privadas. En Agosto de 1993 se aprobaron las bases para los convenios de asociación y no es sino hasta 1995 que se firman las primeras asociaciones estratégicas. Durante esta década la modificación mas importante ocurre en 1995 cuando el Congreso aprueba los Convenios de Asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y producción de hidrocarburos, bajo el esquema de ganancias compartidas, permitiéndole el ingreso al capital extranjero, cuando en 1996 comienza la licitación de los lotes exploratorios.

En 1999 y 2002 nuevas leyes orgánicas de hidrocarburos son promulgadas, siendo la última la que deroga y remplaza a todas las disposiciones anteriores.

Los principales cambios introducidos por la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) (2002):³¹

-

³¹ Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78i.

- La nueva legislación modifica la participación del Estado en las actividades llamadas primarias (exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento iniciales). Anteriormente, éste tenía como máximo el 35%. Ahora (Art. 9), el Estado se reserva una participación de más del 50% en las empresas mixtas que se dediquen a actividades de exploración, extracción, transporte y almacenamiento del crudo.
- La nueva ley fija un incremento de las regalías petroleras (Art. 44). Antes, la participación estatal era del 16,66%. Ahora, la regalía aumenta al 30%. Sin embargo, en caso de que se demuestre que los yacimientos maduros de petróleo extra pesado de la Faja del Orinoco, de bajo valor comercial, no sean económicamente explotables, la regalía pueda rebajarla hasta el 20%. En el caso de bitúmenes de la Faja del Orinoco, la regalía puede ser rebajada hasta 16,66%.
- La ley anterior establecía un impuesto sobre la renta de 67%. La nueva LOH disminuye el impuesto a la renta al 50%.
- En la LOH se tipifican los siguientes impuestos (Art. 48): impuesto superficial, impuesto al consumo propio e impuesto al consumo general. El primero consiste en 100 unidades tributarias por cada Km² o fracción de extensión y se establece un aumento de 5% anual. El impuesto al consumo propio prevé el pago de 10% por cada metro cúbico de productos derivados producidos y consumidos, calculados sobre precio de venta al consumidor final. El impuesto al consumo

general establece que por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno será entre y 30 y 50% del precio pagado.

Nuevas formas de financiamiento y captación de capital extranjero para la inversión en el sector petrolero (Convenios operativos, Asociaciones Estratégicas, Exploración a riesgo y ganancias compartidas)

• En 1992 se concretaron los contratos de operación entre filiales de PDVSA y compañías privadas, para la explotación de los campos marginales. Los contratos de operación también llamados Convenios Operativos, atrajeron, varios aspirantes donde algunos se asociaron con empresas privadas venezolanas para de esta manera realizar ofertas por los campos ofrecidos en licitación.

A continuación se presenta un cuadro con la inversión, aproximada, para cada año en el periodo 1992-2001.

Tabla 5: Inversión. Contratos de Operación. Venezuela (Millones de dólares)

Inversión	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Convenios	0	0	200	800	1100	2000	3500	1700	1600	1300
Operativos										

Fuente: Asociación Venezolana de Hidrocarburos.

Después de un repunte, para el año 1998, las inversiones sufren una caída luego de ser promulgadas las Nuevas Leyes de Hidrocarburos. La inversión disminuyo, entre 1998 y 1999, casi un 50%.

• Otra modalidad de asociación entre el capital privado y PDVSA fue denominada Asociaciones Estratégicas. Fue en 1995 cuando el congreso aprueba a PDVSA llevar a cabo asociaciones con terceros para la puesta en marcha de grandes inversiones para la extracción en la Faja del Orinoco. Son compromisos de largo plazo entre PDVSA por medio de sus filiales, y una gama de empresas internacionales con las que participa como socio activo.

A continuación se presenta un cuadro con la inversión, aproximada, para cada año en el periodo 1996-2002.

Tabla 6: Inversión Aproximada. Asociaciones Estratégicas. Venezuela (Millones de Dólares)

Inversión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Asociaciones	0	600	1500	1700	2600	2300	1700
Estratégicas							

Fuente: Asociación Venezolana de Hidrocarburos

La evolución de la inversión desde el año 1996 registra su más alto valor para el año 2000 donde empieza a caer después de ser promulgada la Ley de Hidrocarburos. Para el año 2002 Venezuela sufre un paro petrolero, a causa

de una crisis política, que trajo consecuencias desfavorables para la inversión y para la producción.

• La tercera y última modalidad de asociación consiste en la exploración de nuevas reservas petroleras de crudos livianos y medianos.³² En 1996, ante la necesidad de capital extranjero, surgen estas estrategias de inversión en exploración a riesgo y de ganancias compartidas, que tienen un gran atractivo para el inversionista ya que se desarrollan en áreas donde pueden existir reservas de hasta 23 mil millones de barriles.33

Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78j.
 Cepal- Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 78k.

Capitulo III: Análisis del modelo

Una vez introducidos los conceptos, sistemas y sus matices, desarrollado en los dos capítulos anteriores, una vez establecidas las bases, se procede a buscar la forma de explicar y probar el objetivo de este trabajo. En este capítulo se desarrolla un modelo a través del cual se trata de evidenciar, desde el punto de vista econométrico, el efecto negativo producido por las instituciones fiscales, en especial las regalías, sobre la inversión petrolera.

Es necesario, para explicar el modelo que contempla este trabajo, el desarrollo de un entorno en el tema de la inversión. Primero se define un modelo de "inversión", para luego comprender las implicaciones y características de un modelo de "inversión petrolera". Se analiza la muestra utilizada, y se definen las variables presentes en el modelo y su relación teórica.

3.1. Introducción al Modelo. Un Modelo de Inversión.

Partiendo de la idea, que el objetivo de la empresa es maximizar los beneficios obtenidos de su inversión, es importante poder determinar el volumen de dicha inversión. Entonces las expectativas de los beneficios que se obtendrán deben exceder los costos de realizar dicha inversión. Los costos de la inversión se resumen en la tasa de interés que es aplicada al préstamo. Es decir si la tasa de rendimiento esperada de la inversión, es mayor que la tasa de interés, la inversión es llevada a cabo. Para verificar esto, el inversionista debe calcular el valor actual de sus

beneficios. En consecuencia, el nivel de inversión resulta una función de los beneficios obtenidos si la inversión es llevada a cabo y del costo de llevar a cabo tal inversión.

La tasa de interés explica el modelo de inversión, pero es solo una variable más dentro del modelo de "inversión petrolera". Para explicar la inversión en el sector, algunos autores utilizan el modelo de Hotelling (desarrollado en capítulo I) y establecen como variable dependiente las Reservas Desarrolladas (RD), como Proxy de la inversión.34

Se ofrece una breve explicación del modelo y las variables que contribuyen al desarrollo del mismo. Lo que se expone a continuación es la función sujeta a maximización que es desglosada con la finalidad de tener una mejor comprensión:

$$RD = f(X_1, R, .Y, r_1),$$

Donde:

X_{1.} = es el valor de la producción. Ingreso Bruto.

R= la tasa de regalía expresada en porcentaje.

Y = Reservas probadas.

r = tasa de interés.

Específicamente:

$$RD = [(P*Q) (1-R)-C (Q)] e^{-rt}-C (Y)$$
 (1)

Analizando la expresión por partes:

$$X_{1}=P*Q \tag{2}$$

³⁴ Manzano, 2004b

Donde P son los precios del petróleo y Q es la cantidad extraída (producción).

(1-R) es el impacto de las regalías, que como se menciono en el capitulo 1, es regresivo debido a que afectan directamente al Ingreso Bruto. Produciendo o arrojando la siguiente expresión:

Ingreso Neto=
$$(P*Q)*(1-R)$$
 (3)

Entendiendo que hay costos de extracción; denominamos C (Q) dichos costos y los incorporamos a la expresión (3) obteniendo:

Ingreso objeto de tributo³⁵ (o ganancias provenientes de la actividad petrolera³⁶) = (P*Q)(1-R)-C(Q)

La expresión (4) esta acompañada por una restricción, que representa el costo de oportunidad proveniente de una inversión en otra actividad. En este caso se trata de la tasa de interés (r). Esta restricción afecta a la expresión (4) de la siguiente manera:

$$[(P*Q) (1-R)-C (Q)] e^{-rt}$$
 (5)

Finalmente las reservas (Y), juegan un papel fundamental dentro de la explicación de la inversión, estas son explotadas en un periodo de tiempo determinado.

Y (0)= Y, las reservas en el tiempo 0 son iguales a Y.

Y (t)= 0, las reservas en el tiempo t son iguales a 0.

Denominación para sistemas concesionario. Para mas detalle ver Johnston 1994.
 Denominación para sistemas contractuales. Para mas detalle ver Johnston 1994.

Existen Costos de Exploración denominados C (Y) que una vez incorporados a la expresión (5) se obtiene la expresión (1).

$$RD = [(P*Q) (1-R)-C (Q)] e^{-rt}-C (Y)$$

3.2 El Modelo Inicial

Entre las variables independientes utilizadas como explicación de la inversión están las Reservas Probadas, la Tasa de Interés Activa, Producción Media, Precios Reales. Regalías, en este trabajo se introducen variables como el Índice Van Meur, Consumo Interno que contribuyen a la explicación de la inversión en el sector petrolero. Además se incluye una variable nueva producto de la combinación de dos variables, para apoyar lo que se pretende demostrar en este trabajo, el impacto negativo de las regalías en sobre la inversión petrolera. El modelo utiliza como Proxy a la inversión la cantidad de taladros de excavación activos (Rigs). Una vez ofrecida una breve explicación, se tiene la siguiente función:

Taladros Activos = f (Reservas Probadas, Consumo Interno, Tasa de Interés Activa (real), Producción Media, Precios (reales), Regalías, Índice Van Meur, Vanreg)

A partir de lo anterior, econometricamente resulta:

$$Y = f(\beta_1 X_1, \beta_2 X_2, \beta_3 X_3, \beta_4 X_4, \beta_5 X_5, \beta_6 X_6, \beta_7 X_7, \beta_8 X_8)$$

Y: Inversión, medida por cantidades de taladros de excavación activos (rigs).

X₁: Reservas Probadas.

X₂: Consumo Interno.

X₃: Tasa de interés.

X₄: Producción media (variable geológica).

X5: Precios Reales.

X₆: Regalías.

X₇: Índice Van Meur.

X_{8:} Variable Vanreg

Con β_i= parámetro, cuyo valor expresa la relación entre las variables independientes

y la variable dependiente. i=1.....8.

3.2 Muestra.

Para el desarrollo del análisis econométrico se implementa un modelo Panel Data, el

cual consiste en la combinación de series de tiempo con datos de sección cruzada o

de corte transversal, de esta forma se ve ampliado el número de observaciones para

hacer una estimación. El Panel cuenta con información de 16 países para el período

comprendido entre los años 1.980 y 2.000, para cada una de las variables antes

mencionadas.

En los países de la muestra se encuentran: Argelia, Argentina, Australia, Bolivia,

Canadá, Colombia, Estados Unidos, Egipto, India, Malasia, México, Nigeria,

Noruega, Reino Unido, Siria y Venezuela.

3.3 Definición de las variables

• Rigs: es la variable dependiente; ha sido tomada como la variable

representante de la inversión en el sector petrolero debido a que

70

mientras mayor sea el número de estos que se encuentren activos en el sector, mayor es la inversión que se esta realizando. La palabra Rigs (Taladros Activos) proviene del inglés y es la abreviación de Ring Laser Inertial Guidance Surveyor, estos son los taladros patentados en la industria de la perforación por una de las compañías pioneras en la industria. Son los taladros utilizados para realizar la perforación de los pozos petroleros en donde quiera que se ubiquen.

- Reservas Probadas: son las cantidades estimadas de crudo en base a estructuras penetradas, que por medio de un análisis de los datos geológicos y de la ingeniería se demuestra que son recuperables, bajo la existencia de circunstancias económicas y operacionales a favor. La localización, la cantidad, y el grado de la fuente se consideran generalmente establecidos en tales reservas.
- Consumo Interno: Es la suma de todos los productos de petróleo refinados provistos. Para cada producto de petróleo refinado, la cantidad provista es calculada agregando la producción y las importaciones, luego se restan los cambios en la acción primaria ya que los retiros netos son mayores en cantidad que las adiciones netas y las exportaciones.
- <u>Tasa de Interés real</u>: Es el porcentaje que se cobra como interés por un una suma determinada. Las tasas de interés suelen denominarse activas cuando nos referimos a la que cobran los bancos y otras

instituciones financieras que colocan su capital en préstamos a las empresas y los particulares, y pasivas, cuando nos referimos al interés que pagan dichas instituciones al realizar operaciones pasivas, es decir, cuando toman depósitos de ahorro o a plazo fijo. La tasa de interés real es aquella que toma en cuenta el efecto desvalorizador de la inflación: así, si una tasa de interés es del 20% anual y la inflación. en el mismo período, es de un 18%, la tasa de interés real es sólo de un 2%, pues ésta es la proporción en que ha crecido el capital durante el período. En este caso fue utilizada la tasa de interés del bono del tesoro americano a diez años y fue deflactada por medio del ICP (inflation consumer prices) americano para los años en que fue tomada la serie. El ICP, no es mas, que un indicador estadístico que mide la evolución de los precios de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo familiar durante un período determinado. Para el cálculo del ICP se adopta un año de referencia (Año 2000). llamado año base, cuyo nivel inicial es 100, y se selecciona una lista representativa de los bienes y servicios que consumen los hogares (la canasta). Se determina la importancia relativa que tiene cada rubro en el gasto de consumo familiar, proporción que en términos técnicos se denomina estructura de ponderaciones del ICP.

 Producción Media: se obtiene al dividir la producción total por pozo entre el número de pozos activos en cada país. Representa la variable geológica.

- Precios Reales: estos fueron obtenidos como el cociente de la división exportaciones / volúmenes.
- Regalía: es el tributo que paga el arrendatario al terrateniente (en el
 caso venezolano al Estado) por el derecho de explorar y explotar un
 yacimiento, como compensación por la propiedad cedida y
 consumida. Consiste en un porcentaje de la producción, que varía de
 país a país debido a las diferencias en sus legislaciones.
- Indice Van Meur: es un índice basado en un estudio que proporciona un análisis y un grado de los sistemas fiscales para la explotación petrolera y la producción. Cubre 324 sistemas fiscales en 159 países, territorios y zonas comunes del desarrollo. El estudio clasifica "sistemas fiscales" y no a los países. Los sistemas fiscales se han clasificado de acuerdo a la aplicación de un criterio, basado en un análisis económico de los yacimientos de petróleo estándares, tomando en cuenta los precios y costes a través del mundo. El criterio incluye ocho niveles económicos diversos. El más importante es el criterio beneficioso, que es medido en base de la tasa de retorno (ROR) y del valor actual neto (NPV) por barril. Otros criterios incluyen la capacidad de absorber riesgo geológico, la capacidad de atraer inversiones incrementales, la participación del gobierno, la "bonanza economics" (economía excepcional), y el grado de "front

end loading" (carga anticipada). Los sistemas, de acuerdo a este estudio han sido divididos en cinco grupos, desde los sistemas de "cinco estrellas", siendo estos los mejores para los inversionistas hasta los sistemas de "una estrella". Hoy en día aquellas áreas que se presentan como menos favorables geológicamente, es decir con costos de extracción más altos y precios más bajos, deben ofrecer mejores condiciones fiscales para posicionarse competitivamente con respecto a aquellas áreas con una geología favorable, en consecuencia, costos más bajos y precios más altos, y términos fiscales mas resistentes. A partir de lo anterior, el estudio arroja una clasificación de los países según sus condiciones, generando un marco competitivo en la actualidad. Países con condiciones poco favorables ofrecen cinco y una estrellas y aquellos con condiciones favorables, ofrecen dos y una estrella. La clasificación de alguno de los sistemas:

"Cinco Estrellas": Irlanda, España, Reino Unido, la Argentina, el Brasil (campos pequeños), Nueva Zelanda, Kazajstán (OOC), Pakistán (zona 1), Perú (agua profunda) y Sábalo.

"Cuatro Estrellas": Territorios del noroeste (Canadá), Illinois, Australia (costa afuera) y OCS (golfo de México - profundamente).

Alaska (terrestre) y Alberta ("sands", arenas) (Canadá) del aceite.

"Tres Estrellas" OCS (golfo de México - bajo), Tailandia (terrestre). China (costa afuera), Malasia (aguas profundas), Nigeria (costa afuera a 200 m), Ecuador (Tritón), Egipto (aguas profundas) Trinidad y Tobago (terrestres).

"Dos Estrellas": Uzbekistán, Tejas (costa afuera), Brunei, Netherlands (países bajos) (términos 1995), Noruega y Yemen (términos revisados).

"Una Estrella": Luisiana (terrestre), Rusia (Sakhalin 2), Venezuela (nuevos contratos), Indonesia (términos 1994), Malasia (convencional), Angola, Nigeria (delta de Níger), Kazajstán (Tengiz JV), Azerbaiján (AIOC), Siria y Yemen.

• Variable Vanreg: La variable VanReg esta compuesta por el producto de dos variables antes mencionadas, las regalías y el Índice Van Meurs. El propósito de la misma, dentro de la investigación, es el de reforzar el efecto de las regalías, ya que al combinar los sistemas fiscales y su eficacia, con las regalías se podrá obtener un mejor acercamiento del impacto que genera la institución fiscal en la inversión.

En el siguiente capítulo se utiliza el modelo propuesto, con los datos obtenidos para los países de la muestra, y se describen y discuten los resultados obtenidos. Y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Capítulo IV: Aplicación del modelo. Análisis de resultados.

4.1 Relaciones desde el punto de vista teórico.

Para lograr explicar la variable dependiente, es importante entender la relación existente entre esta, en nuestro caso Rigs o Taladros Activos, y las variables independientes. A continuación, se describe la interrelación de cada variable independiente con los taladros activos. Este estudio permitirá la realización de comparaciones sucesivas en la investigación, luego de obtener los resultados del modelo anteriormente mencionado.

Taladros Activos y Reservas Probadas (Reservas): Intuitivamente, a medida que las reservas sean más altas, habrá más inversión lo que implica un mayor número de taladros para la extracción del petróleo y viceversa. El signo que acompaña al coeficiente β_1 de la variable reservas probadas (X_1) debe ser positivo ya que al aumentar las reservas también se incrementa el número de taladros activos en el tiempo.

Taladros Activos y Consumo Interno: la relación de esta variable viene dada por el coeficiente β_2 , su signo debe ser positivo debido que al aumentar el consumo interno aumenta la demanda del hidrocarburo por ende debe aumentar la inversión y con esto

el numero de taladros activos. En caso opuesto al anterior, la cantidad de taladros debería disminuir debido a una menor demanda.

Taladros Activos y Tasa de Interés: en la ecuación, la relación viene dada por el coeficiente β_3 , la tasa de interés activa no es otra cosa que el precio del dinero. La relación esta íntimamente relacionada con la inversión ya que al buscar financiamiento uno de los primeros indicadores es la tasa de interés. Si la tasa de interés aumenta es menos atractivo invertir por ende disminuye el número de taladros activos. El signo que acompaña al coeficiente β_3 , teóricamente, es negativo ya que si las tasas bajan, caso opuesto al planteado anteriormente, es mucho más atractiva la inversión y por esto, habrá más taladros activos.

Taladros Activos y Producción Media: esta variable independiente, producción media, es una variable geológica, es decir, se divide la producción entre el número de pozos por cada país para cada año, de esta forma se tiene una medida de la productividad que hay por cada pozo, cuanto rinde o produce cada pozo. De acuerdo con esto, en el modelo, la relación entre Rigs y la producción media viene dada por el coeficiente β_4 . Si la productividad por pozo aumenta en el tiempo, existen mayores posibilidades de inversión, con esto más taladros. El signo que acompaña a β_4 debe ser positivo.

Taladros Activos y Precios Reales: esta variable esta referida a los volúmenes de petróleo extraído divididos por las exportaciones en cada año y para cada país (este coeficiente es deflactado por el IPC para tener los precios en términos reales). La relación existente con los taladros activos viene dada por el coeficiente β_5 . El signo del coeficiente debe ser positivo, ya que el aumentar o disminuir ocasiona o impacta a la variable dependiente en el mismo sentido. Intuitivamente si el precio de un producto cualquiera aumenta, esto llama la atención de comerciantes e inversionista en función de entrar en el mercado de dicho producto.

Taladros Activos y Regalías: esta relación, de primordial importancia en el presente trabajo, viene dada por el coeficiente β_6 . Las regalías representan una forma de recaudar renta proveniente de la explotación de la tierra, mineral o hidrocarburo. Representan un impuesto ineludible; por esta razón pasan a ser un costo dentro de la función de producción de cualquier inversionista. A medida que sube el porcentaje de la regalía, la inversión es cada vez menos atractiva, esto sin considerar el impacto para los campos marginales. Evidentemente, para empresas o firmas que ya tienen su plataforma y ya están establecidas representa un desincentivo aunque sus costos hundidos sean muy elevados. El signo que acompaña al coeficiente β_6 es negativo, desde un punto de vista teórico.

Taladros Activos y Van Meurs: Como se explico anteriormente, esta variable es un índice que se relaciona con el carácter atractivo de la inversión, desde un punto de vista físcal, en un país o región. Se establece una clasificación que va desde una estrella (menos atractivo) hasta cinco estrellas (más atractivo). A medida que se va de una estrella a cinco estrellas la inversión es cada vez más atractiva, por esta razón existirá una mayor cantidad de taladros activos. Por lo antes dicho, el signo que acompaña al coeficiente β_7 es positivo.

Taladros Activos y Variable VanReg: Como ya se mencionó, la variable VanReg esta compuesta por el producto de las regalías y el Índice Van Meurs. Se experimenta con esta variable ya que implica una mayor interacción de todo el sistema fiscal con la regalía. La relación viene dada por el coeficiente β_8 , su signo no es fácil de determinar, ya que referido a las regalías es negativo y en referencia al Índice Van Meurs es positivo. Si el signo resulta positivo, podemos inferir que a medida que el sistema fiscal sea más atractivo el efecto de las regalías será menor. En caso contrario, si el signo es negativo, a medida que el sistema sea menos atractivo el efecto de la regalía proporcionara un mayor impacto sobre la inversión.

4.2 Análisis de los resultados

Al modelo de Panel Data, le fue aplicado el test de especificación de Hausman³⁷, indicando que por ser más confiable, se trabaja con el efecto fijo (Ver Anexo 3). El coeficiente de determinación múltiple (R²)³⁸para este modelo es 0.3737 (Ver Anexo 1).

En la siguiente tabla se presentan los coeficientes y niveles de significación arrojados por cada una de las variables en el modelo inicial.

Tabla 7: Resultado del modelo inicial (Efecto Fijo).

Rigs	Coeficiente	Std.Err
Reservas	.8343569	.1380451
Consumo interno	.0423468	.0183784
Tasa de interés	244.445	49.17619
Producción media	1.420691	1.710627
Precios Reales	-3.85e-06	.0000252
Regalía	-1.932216	.5351286
Vanreg	.5194295	.1833036
Constante	.5693875	7.892802

Los resultados son discutidos a continuación.

Reservas Probadas (Reservas)

El signo del coeficiente obtenido coincide con el resultado de la teoría. El coeficiente es significativo para niveles de 1%, 5% y 10% (Ver tabla 7). La relación entre las reservas y la inversión contiene varias aristas, entre ellas, la velocidad y la

³⁷ D.N. Gujarati, Prueba de especificación de Hausman, Econometría, tercera edición, enero 2001, pag 655-657.

³⁸ D.N. Gujarati, Coeficiente de determinación múltiple, Econometría, tercera edición, enero 2001, pag 199-200.

cantidad a la cual deben ser explotados los yacimientos en el subsuelo. Por tanto las reservas impactan positivamente a la inversión.

Consumo Interno

El signo del coeficiente coincide con el resultado de la teoría. El coeficiente es significativo solamente para un nivel de significación del 1% (Ver tabla 7). La relación entre el consumo y la inversión se ve explicada por la demanda energética de la región o país. Esta demanda se ve a su vez afectada por las fluctuaciones de los precios del recurso. Estos serán explicados mas adelante.

Tasa de Interés

El signo del coeficiente no coincide con el resultado de la teoría. El coeficiente es significativo para niveles de significación de 1%, 5% y 10% (Ver tabla 7), por esta razón se ofrece una solución a este problema. Fueron introducidas variables dicotómicas temporales (para cada año). Los resultados nos sugieren que la variable tasa de interés recoge un efecto con la inversión que no es observable en la regresión (Ver tabla 8).

En la tabla 8, se muestran los resultados obtenidos luego de la introducción de 20 variables dicotómicas temporales; los valores obtenidos son muy similares a los del modelo inicial, en términos de signos y niveles de significación de los coeficientes (Ver tabla 8). Las variables dicotómicas para los años 80, 81, 82 y 93 no poseen coeficientes por falta de datos para los años en cuestión. El resto de los coeficientes,

son significativos. La tasa de interés dentro de este nuevo modelo es descartada (dropped).

Tabla 8: Resultados del modelo con variables dicotómicas.

Rigs	Coeficiente	Std.Err
Reservas	.8503914	.1367388
Consumo interno	.0722706	.0210665
Producción media	1.532084	1.711348
Precios Reales	-8.67e-06	.0000257
Regalía	-1.88973	.5285159
Vanreg	.4911588	.1808238
Constante	-4.427533	8.790587

Producción Media

El signo del coeficiente coincide con el resultado de la teoría. El coeficiente es significativo para niveles de 1%, 5% y 10%. Siendo esta la variable geológica del modelo, su relación con la inversión es positiva (Ver tabla 7). A medida que el campo tenga condiciones más favorables en términos de exploración y producción, la inversión será más rentable.

Precios Reales

El signo del coeficiente no coincide con el resultado de la teoría. El coeficiente no es significativo (Ver tabla 7). Aparece un problema de correlación negativa entre los Precios Reales y la Tasa de Interés (Ver anexo 5).

El resultado obtenido en este trabajo, para la relación de los precios del petróleo y la inversión carece de sentido lógico y por ello no es claramente explicada;

posiblemente se trata de efectos multifactoriales, pero no disponemos de la información suficiente que permite explicar adecuadamente este hecho.

Van Meurs

El resultado obtenido por la variable Van Meurs, indica que por ser una constante en el tiempo (un número que se repite para cada país en cada año), no es observable la relación entre esta y la inversión, la variable es descartada (dropped). (Ver tabla 7)

Vanreg

Los sistemas fiscales varían de acuerdo a la distribución de los riesgos entre el inversionista y el gobierno. (Kemp & Rose, 1985). El coeficiente de Vanreg es significativo para niveles de 1%, 5% y 10% (Ver tabla 7), lo que sugiere dentro de nuestro modelo que la combinación entre un sistema fiscal atractivo y un sistema de regalías, cuyo impacto es menor sobre el ingreso bruto (es decir cobro de tasas menores), resulte en una relación positiva entre la inversión y la variable en cuestión.

Regalía

El signo del coeficiente estimado coincide con la teoría. El coeficiente es significativo para niveles de significación de 1%, 5% y 10% (Ver cuadro 7). Los resultados sugieren que el aumento de las regalías impacta negativamente a la inversión, debido a que aumenta los costos, impacta directamente al ingreso bruto.

En combinación con la teoría mencionada y los resultados obtenidos del modelo, se puede concluir que la regalía como instrumento de recaudación fiscal disminuye el atractivo de la inversión en el sector petrolero. La mayoría de los países estudiados en la muestra presentan una tendencia hacia la baja de la tasa de regalías, lo que apoya lo que se pretende probar en este trabajo.

Entendiendo a los países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo como los más representativos del sistema propietario, tienen como característica los impuestos (regalía) aplicados a la producción. Por esta razón, se tomaron en cuenta solamente estos países (Argelia, Nigeria y Venezuela), para medir el impacto de sus instituciones fiscales sobre la inversión. El resultado obtenido (Ver Tabla 9), indica un impacto aún mayor de la regalía sobre la inversión. Es importante resaltar que en la mayoría de estos países en el período estudiado, la tasa de regalía aumentó.

Tabla 9: Países Miembros de la OPEP.

Rigs	Coeficiente	Std.Err
Reservas	.4128728	.234175
Consumo interno	0043244	.0628406
Tasa de interés	1.363192	211.2402
Producción media	18.25513	20.45665
Precios Reales	-3.546724	2.991685
Regalía	-6.136084	1.165867
Vanmeur	-54.75983	7.80969
Vanreg	2.412183	.4868223
Constante	138.8526	44.07798

Por otro lado, los países que no son pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, arrojaron resultados en los cuales el impacto de las regalías es menor sobre la inversión (Ver Tabla 10). Es importante resaltar que la

mayoría de los países no pertenecientes a la OPEP redujeron sus tasas de regalía para atraer inversión en el período estudiado.

Tabla 10: Países NO Miembros de la OPEP.

Rigs	Coeficiente	Std.Err
Reservas	1.810373	.7348474
Consumo interno	.023712	.0073841
Tasa de interés	133.2994	70.52444
Producción media	-4.153595	1.844063
Precios Reales	.0000373	.0000349
Regalía	2.296107	.5740998
Vanmeur	14.89688	1.866878
Vanreg	8992699	.1796387
Constante	-31.04779	8.082758

Conclusiones y Recomendaciones

La teoría referida a la regulación de hidrocarburos, presenta las distorsiones que se generan en los patrones de exploración, explotación e inversión. En este trabajo se presenta evidencia que sugiere el impacto negativo de las regalías, como institución fiscal, sobre la inversión.

La combinación entre un sistema fiscal atractivo para el inversionista y una tasa de regalía, que permita atraer capital hacia el sector, se traduce en un impacto positivo para la inversión. La elaboración de un sistema fiscal que no genere distorsiones a los flujos de inversión, involucra el establecimiento de instituciones que representan costos; cuya cuantía, tiene un gran impacto sobre los rendimientos esperado del inversionista (Kemp and Rose 1985).

Para los sistemas donde los impuestos afectan a la producción, la regalía, en conjunto con la distorsión provocada por dicho sistema, afecta en mayor cuantía a la inversión. Si se tiene un sistema fiscal poco atractivo para la inversión y en adición, las regalías tienden al alza, se tiene un impacto más severo sobre la inversión

Por otro lado es importante resaltar si la regalía se encuentra en el contexto de un sistema fiscal favorable para la inversión, el efecto resultante es positivo, debido a que se reduce el impacto de la regalía, su efecto sigue siendo negativo, pero no desaparece completamente.

Dentro del trabajo se manejó la variable producción media como variable geológica, que indiscutiblemente ayuda a explicar el comportamiento de los inversionistas, debido a la relación costo-beneficio implícita en la actividad tanto de exploración como de producción. Otro estudio que apoya los resultados obtenidos es (Kunce, Gerkins, Morgan y Maddux 2002) desarrollado en Estados Unidos y sus resultados sugieren la característica inelástica de la producción petrolera, ante cambios en los impuestos aplicados a la producción, lo cual, según el resultado obtenido en el modelo desarrollado en este trabajo, produce una disminución en la inversión.

Estudios realizados anteriormente prueban que las regalías impactan mayormente a los pozos productivos en comparación con el impacto que producen las mismas sobre los campos marginales (Manzano 2000). La condición de campo marginal es relativa, ya que existe información y nuevas tecnologías que permiten calificar a campos marginales como productivos y rentables, por esto la regalía distorsiona aún más la condición antes mencionada.

La producción petrolífera y la exploración del mundo podrían ser aumentadas perceptiblemente si los gobiernos importadores y los países que se autoabastecen, proporcionan incentivos fiscales para el desarrollo de los campos. Estos incentivos podrían incluir el cobro de 0% en regalías por los primeros 30 millones de barriles extraídos o la asignación de contratos de producción compartida.³⁹

Hoy en día las regalías están siendo descartadas como instrumento fiscal a favor de impuestos mayores⁴⁰. La mayoría de los sistemas fiscales del mundo atacan el ingreso bruto, produciéndose un patrón regresivo, esto resulta perjudicial para inversiones futuras, ya que ciertamente con el cobro de regalías el gobierno se

87

³⁹ http://www.vanmeurs.org/execsummary.htmla.40 Johnston, 1994b.

asegura una parte de la renta económica. Lo anterior no garantiza que el recurso sea explotado en su totalidad, generándose un remanente causando perdidas tanto para el inversionista como para el estado.

El sistema fiscal promedio del mundo es de " carga anticipada". La toma del gobierno durante los primeros 6 años de la producción, para un campo de 30 millones de barriles, es el 67% mientras que en el remanente de la producción es el 63%. La atracción de la exploración y del desarrollo podría ser realzada perceptiblemente si más gobiernos adoptaran el sistema " back-end loaded " (carga hacia el final).⁴¹

El trabajo realizado puede ser extendido mediante el tratamiento de la data, para desarrollar un modelo que permita aislar, los efectos generados por las diferentes magnitudes de la producción de las economías estudiadas. Se trata entonces de un modelo en términos relativos donde el denominador es la producción de cada país. Esto podría representar un análisis mas profundo del trabajo realizado.

Es importante también poder definir con mayor claridad el comportamiento de los precios y su relación con las tasas de interés, lo cual permitiría explicar mejor la inversión en el sector.

•

⁴¹ http://www.vanmeurs.org/execsummary.htmlb.

Bibliografía

- 1. 2004 World Development Indicators CD Rom.
- Banco Central de Venezuela (1999), Segundo Encuentro Internacional de Economía, Regimenes Fiscales en Economías Petroleras, Revista BCV. Foros 3.
- Deacon, R. (1993). Taxation, Depletion, and Welfare: A Simulation Study of the U.S. Petroleum Resource. Journal of Environmental Economics and Management. v24 n2, 159-87.
- Gerking, S, Kunce, M, Maddux, R. (2002). State Taxation, Exploration, and Production in the U.S. Oil Industry.
- 5. Gujarati, D. (2001), Econometría. Tercera Edición, McGraw-Hill. Colombia.
- Johnston, D. (1994). Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Penwell Publishing Company. Estados Unidos.
- Kemp, A. (1987). Petroleum Rent Collection around the World. The Institute for Research on Public Policy. Canada.
- Manzano, O. (2000). Tax Effects upon Oil Field Development in Venezuela.
 Tesis de Doctorado, Massachusetts Institute of Technology.
- Mommer, B. (1999). Oil Prices and Fiscal Regimes. Oxford Institute for Energy Studies.

- 10. Odianosen, E. (SF). How Attractive are the Fiscal Regimes of the Deepwater Areas Offshore West Africa To Foreign Investment?. Mineral And Petroleum Taxation.
- Rigobon, R. (1998). Propuesta de Nuevo esquema impositivo para la industria petrolera: Una evaluación teórica. Sloan School of Management, Massachussets Institute of Technology.
- Varian, H. (SF). Microeconomía Intermedia. Un enfoque actual. Cuarta Edición. Antoni Bosch editor. California., Estados Unidos.
- Videgaray-Caso, L. (1998). The Fiscal Response To Oil Shocks.
 Massachussets Institute of Technology.

Internet

- Baker Hughes. (2005). Baker Hughes Rig Counts. Recuperado el 28 de mayo de 2005 de la World Wide Web: http://www.bakerhughes.com/investor/rig/index.htm.
- British Petroleum.(2005) Statistical Review of World Energy full Report Workbook 2004. Recuperado el 25 de mayo de 2005 de la World Wide Web: http://www.bp.com/statisticalreview2004.
- Comisión Económica para América Latina. (2005). Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos en América Latina. Capodimonico, H. (2004).
 División de Recursos Naturales e Infraestructura. 78. Recuperado el 19 de

- enero de 2005 de la World Wide Web: http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/1/20461/P20461.xml&xsl=/drni/tpl/p9f.xsl&base=/tpl/top-bottom.xslt.
- Department of Industry and Resources. Government of Western Australia.(2005). Minerals and Petroleum.Royalties. Recuperado el 28 de mayo de 2005 de la World Wide Web: http://www.doir.wa.gov.au/mineralsandpetroleum/7DB949D169164DF8AE0
 CCE72753A425E.asp
- Diccionario del Petróleo, Recuperado el 7 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.imp.mx/petroleo/glosario/d.htm
- Empresas Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) (2005), Inversiones
 Extranjera. Recuperado el 7 de septiembre de 2005 de la World Wide Web:
 http://www.ecopetrol.com.co/publicaciones.asp?cat_id=269&idCategoriaprincipal=4&cat_tit=Inversión%20Extranjera.
- Energy Government of Alberta Canada. (2005). What is Oil Sands?.
 Recuperado el 7 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.energy.gov.ab.ca/100.asp.
- Energy Information Administration. (2005). Country Analysis Briefs.
 Recuperado el 19 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/contents.html.

- Energy Information Administration. (2005). International Energy Annual 2002. Recuperado el 19 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.eia.doe.gov/iea/iea2002.html.
- 10. Instituto Nacional de Estadística de Bolivia (2005). Recuperado el 22 de julio de 2005 de la World Wide Web: http://www.ine.gov.bo/cgibin/piwdie1xx.exe/DESPLIEGUE
- 11. International Association for Energy Economics (1985), Energy Journal, Tax Special Issue ,Vol.6. Recuperado el 10 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.iaee.org/documents/SP TAX85.pdf.
- 12. Ministerio de Energía y Petróleo. (2005). Convenios Operativos vigentes hasta diciembre 2005. Recuperado el 27 de septiembre de la World Wide Web: http://www.mem.gob.ve/noticias/recientes/2005-04-18_conveniosdic2005.php
- 13. Oil & Gas Journal (1998) Worldwide fiscal systems improve for investors, favor oil over gas. Recuperado el 17 de junio de 2005 de la World Wide Web:
 http://orc.pennnet.com/Articles/Article_Display.cfm?Section=Articles&ARTICLE_ID=115032.
- 14. Petróleos Mexicanos (PEMEX) (2005), Anuarios Estadístico 2001, Recuperado el 8 de septiembre de 2005 de la World Wide Web: http://www.pemex.com/files/pdf/anuario2001pemex.pdf.

15. Van Meurs & Associates Ltd (1997). Recuperado el 11 de agosto de 2005 de la World Wide Web: http://www.vanmeurs.org/execsummary.html.

Anexo 1: Resultado del modelo inicial (Efecto Fijo).

Fixed-effects	(within) reas	ression		Number	of obs	=	209
Group variable	THE RESIDENCE OF THE PROPERTY				of groups		12
R-sq: within	= 0.3396			Obs per	group: min	=	12
between	= 0.4296				avg	=	17.4
overall	= 0.3737				max	=	18
				F(7,190)	=	13.96
corr(u_i, Xb)	= -0.3647			Prob >	F	=	0.0000
rigs	Coef,	Std. Err.	t	P> t	[95% Con:	E. I	nterval]
reservas	.8343569	.1380451	6.04	0.000	.562059		1.106655
consumoint	.0423468	.0183784	2.30	0.022	.0060949		.0785986
tasadeinters	244.445	49.17619	4.97	0.000	147.4436	- 3	341.4464
produccinm~a	1.420691	1.710627	0.83	0.407	-1.953569	59	4.794951
preciosrea~s	-3.85e-06	.0000252	-0.15	0.879	0000536		.0000459
regala	-1.932216	.5351286	-3.61	0.000	-2.987772	-	.8766599
vanmeur	(dropped)						
vanreg	.5194295	.1833036	2.83	0.005	.1578579		.881001
_cons	.5693875	7.892802	0.07	0.943	-14.99939		16.13816
sigma u	16.730671						
sigma_e	9.4509497						
rho	75809374	(fraction	of waria	nce due t	o 11 il		

Anexo 2: Resultado del modelo inicial (Random Effect).

> la vanmeur vanreg, re Number of obs = 209 Number of groups = 12 Random-effects GLS regression Group variable (i): tipo R-sq: within = 0.3297 Obs per group: min = 17.4 between = 0.5059 overall = 0.4341 avg = max = 18 Wald chi2(8) = Prob > chi2 = Random effects u i ~ Gaussian corr(u_i, X) = 0 (assumed) 0.0000 Prob > chi2 rigs | Coef. Std. Err. z P>|z| [95% Conf. Interval]

sigma_e | 9.4509497 rho | .42224248 (fraction of variance due to u_i)

sigma_u | 8.0794838

xtreq rigs reservas consumoint tasadeinters produccinmedia preciosreales rega

Anexo 3: Hausman specification test.

	Coeff	icients	
1	Fixed	Random	
rigs	Effects	Effects	Difference
+-			
reservas	.8343569	.8104768	.02388
consumoint	.0423468	.0332263	.0091205
tasadeinters	244.445	211.2674	33.17759
produccinmedia	1.420691	4912694	1.911961
preciosreales	-3.85e-06	-1.08e-06	-2.77e-06
regala	-1.932216	-1.334365	5978509
vanreg	.5194295	.3112487	.2081807

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

chi2(7) = (b-B)'[S^(-1)](b-B), S = (S_fe - S_re) = 34.87 Prob>chi2 = 0.0000

Anexo 4: Resultado del modelo inicial. Introducción de variables dicotómicas (Efecto Fijo).

xtreg rigs reservas consumoint tasadeinters produccinmedia preciosreales rega
> la'vanmeur vanreg d80 d81 d82 d83 d84 d85 d86 d87 d88 d89 d90 d91 d92 d93 d94
> d95 d96 d97 d98 d99 d20,fe

Fixed-effects Group variable		ression		Number	of obs = of groups =	200
or only variable	(1). 0100			Mumber	or groups -	. 12
R-sq: within				Obs per	group: min =	12
	. = 0.4709				avg =	17.4
overall	= 0.4061				max =	18
				F(23,17	4) =	5.67
corr(u_i, Xb)	= -0.6002			Prob >	F =	0.0000
rigs	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf.	Interval]
reservas	.8503914	.1367388	6.22	0.000	.5805111	1.120272
consumoint	.0722706	.0210665	3.43	0.001	.0306918	.1138494
tasadeinters	(dropped)					
produccinm~a		1.711348	0.90	0.372	-1.845589	4.909756
preciosrea~s		.0000257	-0.34	0.737	0000595	.0000421
regala	-1.88973	.5285159	-3.58	0.000	-2.932857	8466025
vanmeur						
vanreg	.4911588	.1808238	2.72	0.007	.1342684	.8480492
d80	(dropped)					
d81	(dropped)					
d82	(dropped)					
d83	15.46827	4.215445	3.67	0.000	7.14828	23.78825
d84	12.49638	4.114674	3.04	0.003	4.375285	20.61748
d85	13.55635	4.061249	3.34	0.001	5.540699	21.572
d86	8.623352	4.017209	2.15	0.033	.6946202	16.55208
d87	10.96637	3.955833	2.77	0.006	3.158775	18.77396
d88	4.975114	3.992567	1.25	0.214	-2.904981	12.85521
d89	3.055517	3.98543	0.77	0.444	-4.810491	10.92153
d90	3.222637	3.94999	0.82	0.416	-4.573424	11.0187
d91	4.347324	3.946712	1.10	0.272	-3.442268	12.13692
d92	3.064158	3.929496	0.78	0.437	-4.691455	10.81977
d93	(dropped)		107.15.66.777			
d94	9.719586	4.249379	2.29	0.023	1.332623	18.10655
d95	10.3562	4.126995	2.51	0.013	2.210782	18.50161
d96	8.93002	4.104664	2.18	0.031	.8286794	17.03136
d97	8.548409	4.181129	2.04	0.042	.2961506	16.80067
d98	2.087532	3.956674	0.53	0.598	-5.72172	9.896785
d99	-4.415712	3.949478	-1.12	0.265	-12.21076	3.37934
d20	-2.16457	3.907287	-0.55		-9.876348	5.547208
_cons	-4.427533	8.790587	-0.50	0.615	-21.77744	12.92237
sigma u	19.071224					
sigma e	9.1882604					

sigma_e | 9.1882604 rho | .81161035 (fraction of variance due to u_i)

F test that all u_i=0: F(11, 174) = 31.23 Prob > F = 0.0000

Anexo 5: Test Correlación.

. pwcorr tasadeinters preciosrea ,star(.05)

Anexo 6: Países OPEP.

Estimate of sigma_u = 0, random-effects estimator has degenerated to pooled OLS and the Wald test from xthausman may not be appropriate. See [R] hausman for a more general implementation of the Hausman test.

. xtreg rigs reserva consumoint tasadeinters produccin preciosrea regala vanmeu > r vanreg

Random-effects	GLS regress:	ion		Number	of obs	=	54
Group variable	(i): tipo			Number	of groups	s =	3
R-sq: within	= 0.6259			Obs per	group: 1	nin =	18
between	= 1.0000				ě	avg =	18.0
overal1	= 0.8148				1	nax =	18
Random effects	u i ~ Gauss:	ian		Wald ch	i2(8)	=	197.95
corr(u_i, X)	= 0 (as:	sumed)		Prob >	chi2	=	0.0000
rigs	Coef.	Std. Err.		P>171	1958 (Conf	Interval]
+							
reservas	.4128728	.234175	1.76	0.078	04610	018	.8718474
consumoint	0043244	.0628406	-0.07	0.945	12748	897	.1188409
tasadeinters	1.363192	211.2402	0.01	0.995	-412	. 66	415.3864
produccinm~a	18.25513	20.45665	0.89	0.372	-21.839	917	58.34942
preciosrea~s	-3.546724	2.991685	-1.19	0.236	-9.4103	319	2.316872
regala	-6.136084	1.165867	-5.26	0.000	-8.421	141	-3.851027
vanmeur	-54.75983	7.80969	-7.01	0.000	-70.06	654	-39.45312
vanreg	2.412183	.4868223	4.95	0.000	1.4580	029	3.366337
_cons	138.8526	44.07798	3.15	0.002	52.46	133	225.2438
sigma u	0						
sigma e	11.308977						
rho	0	(fraction	of varia	nce due t	o u il		

99

Anexo 7: Paises no Opep.

Estimate of $sigma_u = 0$, random-effects estimator has degenerated to pooled OLS and the Wald test from xthausman may not be appropriate. See [R] hausman for a more general implementation of the Hausman test.

. xtreg rigs reserva consumoint tasadeinters produccin preciosrea regala vanmeu > r vanreg $\,$

Random-effect			ion		Number	of obs	= 155
Group variabl	le	(i): tipo			Number	of groups	= 9
R-sq: within					Obs per	group: min	= 12
betwee	en	= 0.7955				avg	= 17.2
overa.	11	= 0.6170				max	= 18
Random effect	ts	u_i ~ Gauss	ian		Wald ch	i2(8)	= 235.20
corr(u_i, X)		= 0 (as:	sumed)		Prob >	chi2	= 0.0000
		06					
rigs	4	coei.	Std. Err.	z 	P> z	[95% Con	f. Interval]
reservas	1	1.810373	.7348474	2.46	0.014	.3700982	3.250647
consumoint	1	.023712	.0073841	3.21	0.001	.0092393	.0381846
tasadeinters	1	133.2994	70.52444	1.89	0.059	-4.925975	271.5247
produccinm~a	1	-4.153595	1.844063	-2.25	0.024	-7.767891	5392983
preciosrea~s	1	.0000373	.0000349	1.07	0.286	0000312	.0001057
regala	1	2.296107	.5740998				3.421322
vanmeur	1	14.89688	1.866878				18.55589
vanreg	1	8992699	.1796387				5471844
_cons	1	-31.04779	8.082758				-15.20587
	-						
sigma u	. I	0					
sigma_u sigma e		8.1122289					